
**DOCUMENT
DE RÉFÉRENCE
RAPPORT FINANCIER
ANNUEL** **2014**



Société anonyme
au capital de 930 004 234 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

Document de référence

Rapport financier annuel 2014



Le présent document de référence a été déposé auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (l'AMF) le 14 avril 2015, conformément à l'article 212-13 de son règlement général. Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'AMF. Ce document a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires.

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2013 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 281 à 386) et 20.2 (pages 387 et 388) du document de référence 2013 du groupe EDF ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2012 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 267 à 365) et 20.2 (pages 366 et 367) du document de référence 2012 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, figurant au chapitre 9 (pages 176 à 210) du document de référence 2013 du groupe EDF ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2012, figurant au chapitre 9 (pages 165 à 199) du document de référence 2012 du groupe EDF.

Des exemplaires du présent document de référence sont disponibles sans frais auprès d'EDF (22-30, avenue de Wagram – 75382 Paris cedex 08) et sur son site internet (<http://www.edf.com>) ainsi que sur le site internet de l'AMF (<http://www.amf-france.org>).

Dans le présent document de référence (le « document de référence »), sauf indication contraire, les termes « **Société** » et « **EDF** » renvoient à la société Électricité de France SA et les termes « **groupe EDF** » et « **Groupe** » renvoient à EDF et ses filiales et participations.

Outre les informations contenues dans le présent document de référence, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risque décrits à la section 4.1 (« **Facteurs de risque** »). Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation, les résultats financiers ou les perspectives du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir le même effet négatif, et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent document de référence contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour à la date de dépôt du présent document de référence ou ultérieurement. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document de référence, et les déclarations ou informations figurant dans le présent document de référence pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent document de référence, notamment dans la section 6.1 (« **Stratégie** »), peuvent être affectées par des risques, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés à la section 4.1 (« **Facteurs de risque** »).

En application de la législation européenne et française, les entités chargées du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent document de référence a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles.

Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent document de référence, avant ses annexes.

Sommaire

1	Personnes responsables	6	9.2	Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2014	157
1.1	Responsable du document de référence	6	9.3	Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2013 et 2014	170
1.2	Attestation du responsable du document de référence contenant le rapport financier annuel	6	9.4	Flux de trésorerie et endettement financier net	178
2	Contrôleurs légaux des comptes	7	9.5	Gestion et contrôle des risques marchés	183
2.1	Commissaires aux comptes titulaires	7	9.6	Informations au titre de l'article L. 441-6-1 du Code de commerce	194
2.2	Commissaires aux comptes suppléants	7	10	Trésorerie et capitaux	195
3	Informations financières sélectionnées	8	11	Recherche et développement, brevets et licences	196
4	Facteurs de risque	10	11.1	Organisation de la R&D et chiffres clés	198
4.1	Facteurs de risque	12	11.2	Les priorités de la R&D	200
4.2	Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF	26	11.3	L'international et les partenariats	203
4.3	Facteurs de dépendance	34	11.4	Politique de propriété intellectuelle	204
5	Informations concernant l'émetteur	36	12	Informations sur les tendances	205
5.1	Histoire et évolution de la Société	38	12.1	Événements postérieurs à la clôture	205
5.2	Investissements	39	12.2	Évolution des prix de marché en janvier et février 2015	205
6	Aperçu des activités	40	13	Perspectives financières	207
6.1	Stratégie	43	14	Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale	208
6.2	Présentation de l'activité du groupe EDF en France	46	14.1	Conseil d'administration	210
6.3	Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international	87	14.2	Comité exécutif	219
6.4	Autres activités et fonctions transverses	114	14.3	Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale	221
6.5	Environnement législatif et réglementaire	131	14.4	Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants	222
7	Organigramme	148	15	Rémunération et avantages	224
8	Propriétés immobilières	153	15.1	Rémunération des mandataires sociaux	226
8.1	Actifs immobiliers tertiaires	153	15.2	Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages	229
8.2	Participation des employeurs à l'effort de construction	153	15.3	Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites	229
8.3	Prêts d'accession à la propriété	153			
9	Examen de la situation financière et du résultat	154			
9.1	Chiffres clés	156			

16	Fonctionnement des organes d'administration et de direction	230	21	Informations complémentaires	440
16.1	Code de gouvernement d'entreprise	232	21.1	Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société	442
16.2	Fonctionnement du Conseil d'administration	233	21.2	Dispositions statutaires	447
16.3	Organes créés par la Direction Générale	238	22	Contrats importants	450
16.4	Commission Éthique & Déontologie du Groupe	239	23	Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts	451
16.5	Code de déontologie boursière	239	24	Documents accessibles au public	452
16.6	Rapport du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce	239	25	Informations sur les participations	453
17	Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines	240	Glossaire		454
17.1	Engagements de responsabilité d'entreprise	243	Annexes		460
17.2	Informations environnementales et sociétales	246	A	Rapport 2014 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques	462
17.3	Ressources humaines	279	B	Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration	482
17.4	Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014	295	C	Rapports spéciaux des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	483
18	Principaux actionnaires	310	D	Comptes sociaux d'EDF et rapport des Commissaires aux comptes	487
18.1	Répartition du capital et des droits de vote	310	E	Tableau des résultats des cinq derniers exercices	540
18.2	Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	311	F	Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre de l'obligation verte (<i>Green Bond</i>) émise par EDF en novembre 2013	541
19	Opérations avec des apparentés	312	G	Documentation relative à l'Assemblée générale ordinaire du 19 mai 2015	545
20	Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur	314	H	Tables de concordance	551
20.1	Informations financières historiques	317			
20.2	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	429			
20.3	Honoraires des Commissaires aux comptes	431			
20.4	Politique de distribution de dividendes	432			
20.5	Procédures judiciaires et arbitrages	432			
20.6	Changement significatif de la situation financière ou commerciale	439			



1

Personnes responsables

1.1 Responsable du document de référence

Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF.

1.2 Attestation du responsable du document de référence contenant le rapport financier annuel

J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent document de référence sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion inclus dans ce document présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes données dans le présent document de référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du document de référence. Cette lettre ne contient pas d'observation.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014 présentés dans le document de référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant aux pages 429 et 430 du document, qui contient des observations concernant :

- le changement de méthode comptable décrit dans les notes 1.2.1.1 et 2.1, et relatif à l'application au 1^{er} janvier 2014 des normes IFRS 10 « États financiers consolidés », IFRS 11 « Partenariats » et IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités » ; et

- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 29 ; cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements ; la modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2013 présentés dans le document de référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant aux pages 387 et 388 du document, qui contient des observations concernant le changement de méthode comptable relatif à l'application au 1^{er} janvier 2013 de la norme IAS 19 révisée « Avantages du personnel » et l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire.

Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012 présentés dans le document de référence ont fait l'objet d'un rapport des contrôleurs légaux, figurant aux pages 366 et 367 du document, qui contient des observations concernant le changement de méthode comptable relatif à la comptabilisation des écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel postérieurs à l'emploi et l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire.

Jean-Bernard Lévy,
Président-Directeur Général d'EDF



EDF – Stéphanie Jayet

2

Contrôleurs légaux des comptes

2.1 Commissaires aux comptes titulaires

Deloitte et Associés

185, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine, représenté par Monsieur Patrick Suissa.

KPMG SA

Immeuble Le Palatin, 3, cours du Triangle, 92939 Paris – La Défense cedex, représenté par Monsieur Jacques-François Lethu.

Les Commissaires aux comptes titulaires ont été initialement nommés par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une

période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Leurs mandats ont été renouvelés par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les Commissaires aux comptes ci-avant désignés ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent document de référence.

2.2 Commissaires aux comptes suppléants

BEAS

195, avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine.

KPMG Audit IS

Immeuble Le Palatin, 3, cours du Triangle, 92939 Paris – La Défense cedex.

Le mandat de la société BEAS, initialement nommée en qualité de Commissaire aux comptes suppléant par délibération de l'Assemblée générale ordinaire du 6 juin 2005 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos

le 31 décembre 2010, a été renouvelé par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 pour une nouvelle période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

La société KPMG Audit IS a été nommée Commissaire aux comptes suppléant par décision de l'Assemblée générale mixte du 24 mai 2011 en remplacement de la SCP Jean-Claude André, pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016.



3 Informations financières sélectionnées

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et

approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2014. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Informations financières sélectionnées

Les informations financières sélectionnées présentées ci-dessous sont extraites des comptes consolidés du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2014 qui ont été audités par les Commissaires aux comptes d'EDF.

Les informations financières sélectionnées ci-après doivent être lues conjointement avec (i) les comptes consolidés figurant à la section 20.1 (« Informations financières historiques ») et (ii) l'examen de la situation financière et du résultat du Groupe figurant au chapitre 9 du présent document de référence.

Extraits des comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	2014	2013 ⁽¹⁾	2012 ⁽²⁾
Chiffre d'affaires	72 874	71 916	72 178
Excédent brut d'exploitation (EBE)	17 279	16 099	15 998
Résultat d'exploitation	7 984	8 334	8 159
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 433	5 392	4 825
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	3 701	3 517	3 275

(1) Données publiées en 2014 au titre de l'exercice 2013 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11.

(2) Données publiées en 2013 au titre de l'exercice 2012 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée et du changement de présentation des cessions d'actifs de production réalisées par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses activités de développement-ventes d'actifs structurés (DVAS).

Extraits des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾	31/12/2012 ⁽²⁾
Actif non courant	195 202	182 933	181 758
Actif courant	72 769	66 832	68 085
Actifs détenus en vue de leur vente	18	1 154	241
TOTAL DE L'ACTIF	267 989	250 919	250 084
Capitaux propres – part du Groupe	35 191	34 207	26 257
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	5 419	4 998	4 854
Provisions non courantes	68 596	61 470	61 267
Autres passifs non courants	100 891	94 110	99 350
Passif courant	57 892	56 134	58 307
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	-	-	49
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	267 989	250 919	250 084

(1) Données publiées en 2014 au titre de l'exercice 2013 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 et du changement de répartition entre courant/non courant des autres débiteurs et autres créditeurs.

(2) Données publiées en 2013 au titre de l'exercice 2012 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée et du changement de présentation des cessions d'actifs de production réalisées par EDF Énergies Nouvelles dans le cadre de ses activités de développement-ventes d'actifs structurés (DVAS).

Extraits des tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	2014	2013 ⁽¹⁾	2012
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	10 625	10 865	9 924
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(12 393)	(11 707)	(14 410)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	1 223	896	4 657
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	(545)	54	171

(1) Données publiées en 2014 au titre de l'exercice 2013 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11.

Informations relatives à l'endettement financier net

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾	31/12/2012
Emprunts et dettes financiers	55 652	51 637	59 932
Dérivés de couvertures des dettes	(3 083)	128	(797)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(4 701)	(5 096)	(5 874)
Actifs liquides	(12 990)	(12 566)	(10 289)
Prêts à RTE ⁽²⁾ et aux sociétés en contrôle conjoint ⁽³⁾	(670)	(670)	(1 397)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	34 208	33 433	41 575

(1) Données publiées en 2014 au titre de l'exercice 2013 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11.

(2) RTE : Réseau de Transport d'Électricité (RTE).

(3) Y compris prêts aux sociétés en contrôle conjoint (consolidées par intégration proportionnelle) uniquement pour les données au 31 décembre 2012.

4

Facteurs de risque



EDF – Cyrus Comut ▲ Jean-Louis Burnod ▼



4.1	Facteurs de risque	12
4.1.1	Risques liés aux marchés européens de l'énergie	12
4.1.2	Risques liés aux activités du Groupe	13
4.1.3	Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe	18
4.1.4	Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe	22
4.1.5	Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions	25
4.2	Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF	26
4.2.1	Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe	26
4.2.1.1	Principes de gestion et de contrôle des risques	26
4.2.1.2	Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies	26
4.2.1.3	Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers	27
4.2.1.4	Gestion et contrôle du risque de contrepartie	28
4.2.1.5	Gestion du risque de fraude et de non-conformité commerciale	28
4.2.2	Gestion des risques industriels et environnementaux	29
4.2.2.1	Gestion des risques liés à la sûreté nucléaire	29
4.2.2.2	Gestion des risques liés à la sûreté hydraulique	30
4.2.2.3	Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe	30
4.2.2.4	Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires des activités du Groupe	30
4.2.3	Assurances	31
4.2.3.1	Organisation et Politique Assurances	31
4.2.3.2	Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance	31
4.2.3.3	Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)	32
4.2.3.4	Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux	32
4.2.3.5	Assurance dommages (hors biens nucléaires)	32
4.2.3.6	Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires	32
4.2.3.7	Primes	33
4.2.4	Gestion des crises	33
4.2.5	Éthique et vigilance	33
4.3	Facteurs de dépendance	34

4.1 Facteurs de risque

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, dont certains échappent à son contrôle, et qui s'ajoutent aux risques inhérents à l'exercice de ses métiers. Le Groupe décrit ci-dessous les risques significatifs auxquels il estime être exposé. Ces risques ou l'un de ces risques pourraient avoir une incidence négative sur son activité ou ses résultats. En outre, d'autres risques, dont il n'a pas actuellement connaissance ou qu'il considère comme non significatifs à ce jour, pourraient avoir le même effet négatif.

En particulier, le Groupe est confronté à des risques juridiques dans l'ensemble de ses activités et sur ses différents marchés. Les risques juridiques découlant notamment du cadre législatif et réglementaire, des activités opérationnelles, des partenariats mis en place et des contrats conclus avec les clients et les fournisseurs sont décrits ci-après et mentionnés dans la section 4.3 (« Facteurs de dépendance »). Les principaux litiges, procédures et arbitrages auxquels le Groupe est partie sont décrits à la section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

Les risques présentés ci-dessous concernent les risques liés aux marchés européens de l'énergie, les risques liés aux activités du Groupe, les risques spécifiquement liés aux activités nucléaires du Groupe, les risques liés à la structure et à la transformation du Groupe et enfin les risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions.

4.1.1 Risques liés aux marchés européens de l'énergie

Le Groupe doit faire face à une concurrence accrue sur les marchés européens de l'énergie, en particulier sur le marché français de l'électricité, qui est son principal marché.

En France, depuis le 1^{er} juillet 2007, le marché de l'électricité est totalement ouvert à la concurrence. Tous les clients d'EDF ont la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité et peuvent en conséquence choisir n'importe lequel de ses concurrents (voir section 6.2.1.2 (« Commercialisation »)). EDF s'est préparé à faire face à la concurrence, mais la modification du paysage concurrentiel (nouvelle réglementation, émergence de nouveaux acteurs, fusions entre opérateurs existants, évolution des prix de marché, etc.) peut amener EDF à perdre des parts de marché. La disparition, au 31 décembre 2015, des tarifs réglementés pour les sites souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA pourrait conduire à la perte de parts de marchés pour EDF (voir section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente »)). Cette perte de parts de marché pourrait avoir, à consommation et prix constants, un impact négatif sur le chiffre d'affaires du Groupe en France. Enfin, pour atteindre ses objectifs, EDF pourrait être amené à augmenter ses dépenses de commercialisation ou à réduire ses marges (notamment en cas de concurrence par les prix), ce qui aurait un impact négatif sur sa profitabilité.

Ailleurs en Europe, en fonction des situations concurrentielles, le Groupe est confronté à des contextes différents (ouverture plus ou moins totale des marchés, position des concurrents, régulation, etc.). Ainsi, dans certains pays, ou dans certaines régions au sein d'un pays, le Groupe doit, comme en France, mener une stratégie de défense de ses parts de marché. Dans d'autres, au contraire, il doit mener une stratégie offensive de conquête de parts de marché. Le type de concurrence auquel le Groupe doit faire face dans ces différents pays, l'évolution de cette concurrence et son effet sur les activités et les résultats du Groupe sont donc variables d'un pays à l'autre. Ils dépendent du degré de dérégulation du pays concerné, mais aussi d'autres facteurs sur lesquels le Groupe n'a pas de contrôle.

Dans ce contexte, et même si le Groupe estime que le marché européen de l'électricité présente des opportunités, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de défendre ses parts de marché ou de gagner les parts de marché escomptées ou encore pourrait voir diminuer sa marge, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, sa stratégie et ses résultats financiers.

Le cadre juridique qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie est récent. Ce cadre pourrait évoluer dans le futur et devenir plus contraignant.

Les activités du Groupe, en France et à l'étranger, sont soumises à de nombreuses réglementations (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Par ailleurs, et même au sein de l'Union européenne, où les directives ne font que fixer le cadre général, le régime juridique peut varier d'un pays à l'autre.

Ce cadre juridique, qui organise la libéralisation du secteur de l'énergie, est relativement récent et n'apporte pas nécessairement toutes les solutions aux difficultés que soulève l'ouverture des marchés. Il est donc susceptible d'évolutions futures qui pourraient être défavorables au Groupe. Ces évolutions futures du cadre juridique, que ce soit en France ou à l'étranger, pourraient notamment entraîner des coûts supplémentaires, ne pas être en adéquation avec le modèle de développement du Groupe ou modifier le contexte concurrentiel dans lequel le Groupe devrait opérer.

L'ensemble de ces évolutions réglementaires dans les différents pays pourrait entraîner des coûts plus élevés pour les opérateurs et impacter la rentabilité des unités de production actuelles ou futures.

Du fait de sa position sur le marché français, le Groupe court le risque d'être davantage freiné dans ses développements que ses concurrents.

Bien qu'amené à enregistrer une baisse de ses parts de marché du fait de l'ouverture à la concurrence, EDF devrait rester, pour les années à venir, l'acteur le plus important du marché français de l'électricité, notamment dans la production et la fourniture.

Les activités de transport et de distribution, assurées respectivement par Réseau de Transport d'Électricité (RTE) et par Électricité Réseau Distribution France (ERDF), doivent être menées dans un cadre garantissant leur indépendance par rapport aux activités de production et de commercialisation, de manière à permettre à tous les utilisateurs un accès non discriminatoire (voir section 6.2.2 (« Opérations régulées France »)).

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, en cours d'examen par le Parlement, devrait, après adoption en 2015, se traduire par des contraintes supplémentaires sur l'outil de production (part du nucléaire dans la production d'électricité française ramenée à 50 %, plafonnement de la capacité totale autorisée de production nucléaire à 63,2 GW, voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national » – « Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte »)) ainsi que sur la gouvernance de l'entreprise (obligation pour tout exploitant produisant plus du tiers de la production nationale d'électricité d'établir un plan stratégique présentant les actions qu'il s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et institution auprès de ces exploitants d'un Commissaire du Gouvernement pouvant s'opposer aux décisions d'investissement dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique ou de la PPE).

Bien qu'EDF se conforme et entende continuer à se conformer strictement aux règles applicables en termes de concurrence et de non-discrimination, des concurrents ont engagé et pourraient engager des contentieux au titre du non-respect de ces règles, qui pourraient être tranchés dans un sens défavorable aux intérêts du Groupe.

Par ailleurs, les autorités compétentes ou certains États pourraient, en vue de préserver ou favoriser la concurrence sur certains marchés de l'énergie, prendre des décisions contraires aux intérêts économiques ou financiers du Groupe ou impactant son modèle d'opérateur intégré et équilibré (voir en particulier les sections 6.5.3.1 (« Législation européenne ») et 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)), ce qui pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le modèle, les activités et les résultats financiers du Groupe.

Le 4 novembre 2014, le gouvernement a annoncé que le décret précisant les modalités d'identification et de comptabilisation des coûts constitutifs de l'ARENH devrait être publié au premier semestre 2015 pour une mise en œuvre à compter du 1^{er} juillet 2015. Jusqu'à cette date, le prix est maintenu à 42 €/MWh. Le projet de décret a été soumis à la Commission européenne début juillet 2014. Dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité d'octobre 2014, la CRE estimait à environ + 2 €/MWh l'évolution nécessaire du prix de l'ARENH en 2015.

D'autres États européens pourraient aussi arguer que l'ouverture du marché français est insuffisante et mettre en œuvre des mesures visant à freiner le développement du Groupe dans leur propre pays.

Les lois et les règlements qui exigent que les activités de transport et de distribution soient gérées de manière indépendante limitent le contrôle sur ces activités.

Conformément aux lois et règlements en vigueur, EDF a mis en place une gestion indépendante de ses réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de commercialisation et a procédé à la filialisation de ses activités de transport et de distribution, qui restent détenues à 100 % par le Groupe. EDF a été et pourrait être affecté par la perte de contrôle de certaines décisions stratégiques et opérationnelles pouvant avoir un impact sur les perspectives et la rentabilité des activités de transport et de distribution en France (voir la section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Parallèlement, EDF continuera à supporter certains risques liés à l'exploitation, aux responsabilités éventuelles vis-à-vis des tiers et aux éléments pouvant affecter la rentabilité des actifs.

Il pourrait en être de même dans des pays où le Groupe est propriétaire ou gère des réseaux de transport ou de distribution et où il est soumis au même type de contraintes réglementaires.

4.1.2 Risques liés aux activités du Groupe

Le Groupe exploite des installations pouvant porter atteinte de manière significative à l'environnement naturel ou humain ou pour lesquelles des accidents, des catastrophes naturelles ou des agressions externes pourraient avoir des conséquences graves.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires font l'objet d'un développement particulier dans la section 4.1.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-dessous.

En ce qui concerne les installations de transport et de distribution d'électricité, les personnes travaillant sur ce type d'ouvrages ou se trouvant à proximité peuvent être exposées, en cas d'accident, d'erreur ou d'imprudence, aux risques d'électrisation et d'électrocution. Dans ce domaine, le Groupe met en place les mesures nécessaires de prévention et de sécurité. Ceci étant, le Groupe ne peut garantir que ces mesures s'avèreront suffisantes dans tous les cas.

En France comme à l'étranger, des interrogations sont exprimées au sujet de l'éventualité de risques pour la santé humaine dus à l'exposition à des champs électromagnétiques (CEM) provenant notamment des lignes électriques exploitées par le Groupe. Sur la base des expertises réalisées ces vingt dernières années, l'existence de dangers pour la santé liés à l'exposition aux CEM n'est pas démontrée. Par ailleurs, l'OMS considère dans un rapport publié en juin 2007 que les risques sanitaires, s'ils existent, sont faibles, et que l'adoption de limites d'exposition arbitrairement faibles est injustifiée. RTE a lancé en 2010, avec l'Association des maires de France, un dispositif d'information et de mesures sur les champs magnétiques de très basse fréquence (50 Hz), à destination des maires de 18 000 communes qui sont traversées par des lignes électriques à Haute et Très Haute Tension. Ce dispositif conjoint renforce la communication existante sur les CEM et vise à répondre, en toute transparence, aux questions que peuvent notamment se poser les riverains de ces ouvrages.

L'État français accompagne et renforce les efforts de transparence de RTE sur ce sujet : en application de la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010, un

décret du 1^{er} décembre 2011 institue un plan de contrôle et de surveillance des champs électromagnétiques émis par les ouvrages à Haute Tension. À ce titre, RTE met à disposition du public des mesures en ligne sur son site d'information dédié aux CEM « La clef des champs ». On dispose aujourd'hui des résultats de trente années de recherches, mais il ne peut être exclu que les connaissances médicales sur les risques pour la santé dus à l'exposition à des CEM évoluent, que la sensibilité du public à ce type de risques augmente ou que le principe de précaution soit appliqué de façon très large. En dépit des efforts d'information, le risque subsiste pour le groupe EDF d'être exposé à des contentieux plus nombreux ou que la problématique conduise à l'adoption de mesures plus contraignantes et plus coûteuses pour l'exploitation ou la construction du réseau de transport et de distribution (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Plus généralement, le Groupe exploite ou a exploité, en France ou à l'étranger, des installations qui dans le cadre de leur fonctionnement courant peuvent être, ou ont pu être, à l'origine d'accidents industriels ou d'impacts environnementaux et sanitaires (par exemple, rejets insuffisamment contrôlés, fuites dans les câbles électriques isolés avec de l'huile sous pression, défaillance des installations de dépollution, micro-organismes pathogènes, amiante, polychlorobiphényles (PCB), rejets de gaz à effet de serre, etc.). En particulier, dans certaines installations (centrales thermiques, transformateurs électriques, exploration-production d'hydrocarbures, capacités de stockage, etc.), des quantités importantes de produits dangereux (notamment explosifs ou inflammables, tels le gaz et le fioul) sont entreposées. Ces installations peuvent être situées dans des zones industrielles où sont menées d'autres activités présentant le même type de risques, de telle sorte que des accidents survenant dans des installations voisines, appartenant à d'autres exploitants, et qui ne sont pas soumises au contrôle du Groupe, pourraient avoir un impact sur les propres installations du Groupe.

Le Groupe met en œuvre, dans le cadre de la norme ISO 14001 (voir section 4.2.2.4 (« Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires des activités du Groupe »)), les mesures nécessaires de prévention et de réparation éventuelle pour tout accident industriel ou toute atteinte à l'environnement des ouvrages qu'il exploite. Ces mesures sont destinées en particulier à protéger le Groupe non seulement d'un risque d'accident (explosion, incendie, etc.) survenant dans ses propres installations, mais aussi contre les effets d'un tel accident survenant dans une installation voisine appartenant à un tiers. Cependant, de manière générale, le Groupe ne peut garantir que les mesures prises pour le contrôle de ces risques s'avèreront pleinement efficaces en cas de survenance de l'un des événements mentionnés ci-dessus. Un accident du type de ceux décrits ci-avant pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes, les biens et la continuité de l'exploitation, et la responsabilité du Groupe pourrait être engagée. Les couvertures au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites par le Groupe pourraient s'avérer significativement insuffisantes, et le Groupe ne peut garantir qu'il arrivera toujours à maintenir un niveau de couverture au moins égal au niveau de couverture existant et à un coût qui ne soit pas plus élevé. La fréquence et l'ampleur des catastrophes naturelles observées ces dernières années ont eu et sont susceptibles d'avoir un impact sur les capacités du marché de l'assurance et de la réassurance et sur les coûts des couvertures d'assurances responsabilité civile et dommages pour le Groupe. En outre, ces accidents pourraient entraîner l'arrêt de l'exploitation de l'installation concernée et, potentiellement, celui de l'exploitation d'installations similaires dont on pourrait considérer qu'elles présentent éventuellement les mêmes risques (voir sections 4.2.2 (« Gestion des risques industriels et environnementaux ») et 4.2.3 (« Assurances »)).

Enfin, les installations ou actifs exploités par le Groupe pourraient constituer des objectifs pour des agressions externes ou des actes de malveillance de toute nature. Des dispositifs de sécurité ont été prévus à la conception des ouvrages et des sites, et des dispositifs de protection ont été mis en place par EDF. De plus, des mesures de sécurité contre toutes formes d'agression ont été mises en œuvre en collaboration avec les autorités publiques. Néanmoins, comme pour toutes les mesures de sécurité destinées à se protéger contre une menace externe, le Groupe ne peut garantir qu'elles s'avèreront pleinement efficaces dans tous les cas. Une agression ou un acte

de malveillance commis sur ces installations pourrait avoir pour conséquences des dommages aux personnes et aux biens, entraîner la responsabilité du Groupe sur le fondement de mesures jugées insuffisantes et causer des interruptions de l'exploitation. Le Groupe ne peut pas non plus garantir que les réglementations européennes et nationales relatives à la protection des sites sensibles et des infrastructures critiques ne deviendront pas plus contraignantes, ce qui pourrait entraîner des investissements ou des coûts additionnels pour le Groupe.

L'un quelconque de ces événements pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur l'image, les activités, les résultats et la situation financière du Groupe.

Une partie importante des revenus du Groupe provient d'activités soumises à des tarifs réglementés dont la variation pourrait avoir un impact sur les résultats du Groupe.

En France, une partie importante des revenus du groupe EDF dépend de tarifs réglementés fixés par les pouvoirs publics ou les autorités de régulation (tarif réglementé de vente intégré et TURPE – voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) »)). Ce mode de fixation des tarifs avec intervention des autorités de régulation se retrouve dans d'autres pays où le Groupe est présent.

Les principes définissant le droit aux tarifs ont été précisés dans la loi NOME du 7 décembre 2010 et codifiés aux articles L. 337-7 à L. 337-9 et L. 445-5 du Code de l'énergie (voir section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de ventes »)). Les autorités publiques et le régulateur peuvent décider de limiter, voire de bloquer les hausses de tarifs, à qualité de service équivalente. Ces mêmes autorités peuvent également modifier les conditions d'accès à ces tarifs régulés. Certaines parties prenantes peuvent aussi remettre en cause les arrêtés tarifaires devant les tribunaux, au détriment du Groupe.

Le Groupe ne peut pas garantir que les tarifs réglementés de vente ou d'achat seront toujours fixés à un niveau qui lui permette de préserver sa capacité d'investissement à court, moyen et long termes et son intérêt patrimonial, en assurant une juste rémunération du capital investi par le Groupe dans ses actifs de production, de transport et de distribution.

EDF est chargé de certaines missions, notamment de service public, rémunérées par des mécanismes qui pourraient ne pas assurer une compensation complète des surcoûts encourus au titre de ces obligations, ou qui pourraient être remis en cause.

Le Contrat de service public conclu entre l'État et EDF le 24 octobre 2005 précise les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF par la loi (articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie notamment) et prévoit également les mécanismes de compensation en faveur d'EDF pour ce qui est de la prise en charge de ces missions (voir section 6.5.2 (« Service public en France »)).

Le développement des ENR raccordés en direct sur le réseau de distribution risque de saturer, dans certaines régions, les capacités d'accueil des postes sources et des réseaux. Cette situation est susceptible de générer localement des risques de déséquilibre, des risques de contentieux si ERDF est conduit à découpler certains producteurs ou à les raccorder avec un retard significatif. De nouveaux investissements pourraient être rendus nécessaires dans ces régions, avec des risques de non-prise en compte des coûts associés.

EDF ne peut assurer que les mécanismes de compensation prévus par les dispositions légales et réglementaires qui lui sont applicables dans le cadre de la prise en charge de ces missions de service public et la mise en place des tarifs réglementés permettront une compensation intégrale des surcoûts encourus en raison de la prise en charge de ces missions et de la mise en place de ces tarifs. EDF ne peut garantir que ces mécanismes de compensation ne seront jamais remis en cause ou que les mécanismes existants permettront de couvrir intégralement les éventuels surcoûts liés à la prise en charge par EDF d'obligations nouvelles dans le cadre de ces missions de service public, en particulier à l'occasion de la négociation d'un nouveau Contrat de service public.

Si l'un de ces événements devait se produire, il pourrait avoir un impact négatif sur l'activité d'EDF et ses résultats financiers.

Les activités du Groupe nécessitent de nombreuses autorisations administratives qui peuvent être difficiles à obtenir ou dont les conditions d'obtention peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif. Ces autorisations peuvent également faire l'objet de recours administratifs pénalisant l'activité du Groupe.

La conduite et le développement des activités industrielles du Groupe – production, transport, distribution – requièrent de nombreuses autorisations administratives, aux niveaux tant local que national, en France comme à l'étranger. Les procédures d'obtention et de renouvellement de ces autorisations peuvent être longues et complexes. L'obtention effective de ces autorisations n'est pas systématique, et les conditions qui y sont attachées peuvent être modifiées et ne sont pas toujours prévisibles. Même une fois ces autorisations accordées, elles peuvent encore faire l'objet de recours administratifs par des parties prenantes (voir la section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »)). Le groupe EDF pourrait donc avoir à dépenser des sommes significatives pour se conformer aux exigences liées à l'obtention ou au renouvellement de ces autorisations (par exemple, coûts de montage des dossiers d'autorisation, investissements liés à la mise en place d'équipements demandés avant délivrance de l'autorisation, compensations liées aux impacts environnementaux des ouvrages à construire). Il pourrait aussi voir son activité industrielle pénalisée à cette occasion. Des délais, des coûts trop importants ou l'interruption de son activité industrielle due à son incapacité à maintenir ou obtenir le renouvellement des autorisations ou de nouvelles autorisations pourraient avoir un impact négatif sur les activités et la rentabilité du Groupe. Par ailleurs, le Groupe peut avoir investi des ressources sans obtenir les permis et autorisations nécessaires et devoir ainsi se retirer d'un projet ou y renoncer, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur son activité, son développement ou les résultats financiers du Groupe.

Le Groupe exerce parfois ses activités de production, de transport, de distribution ou de fourniture dans le cadre de concessions de service public et n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il exploite.

Le Groupe n'est pas toujours propriétaire des actifs qu'il utilise pour ses activités et, dans ce cas, opère fréquemment sous le régime de la concession de service public.

Ainsi, en France, ERDF n'est pas propriétaire de l'ensemble des actifs des réseaux de distribution : il les exploite dans le cadre de contrats de concession passés avec les collectivités locales (voir section 6.2.2.2 (« Activités de distribution »)) qui lui garantissent le droit exclusif d'exercice des missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité. Il résulte de la loi que seul ERDF peut être désigné comme gestionnaire de leur réseau de distribution par les collectivités locales, à l'exception des réseaux exploités par des Entreprises Locales de Distribution (ELD). Ainsi, aujourd'hui, lors du renouvellement d'un contrat de concession, ERDF ne peut pas être mis en concurrence avec d'autres acteurs. Le Groupe ne peut toutefois pas garantir que de telles dispositions ne seront pas modifiées dans le futur par voie législative (voir section 6.5.5 (« Les concessions de distribution publique d'électricité »)). Par ailleurs, le renouvellement de ce type de contrat pourrait ne pas être obtenu aux mêmes conditions économiques pour le Groupe (voir section 6.2.2.2 (« Activités de distribution »)).

Le déploiement par ERDF des compteurs « communicants » (Linky) a été planifié et segmenté en deux vagues, avec les premiers appels d'offres pour la fourniture et la pose de trois millions de compteurs qui devraient être déployés d'ici 2016 (voir section 6.2.2.5 (« Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants) »)).

En France, RTE est à la fois propriétaire et gestionnaire du réseau public de transport en application d'un cahier des charges type de concession, signé par le Ministre de l'Industrie (décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 – voir section 6.2.2.1 (« Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité »)) et section 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »)).

Les ouvrages de production hydraulique de 4,5 MW et plus sont également exploités dans le cadre de concessions accordées par l'État. À l'échéance de chacune de ces concessions, le renouvellement suit la procédure dite « loi Sapin » (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux de la production hydraulique »)). La loi sur l'eau votée le 30 décembre 2006 a supprimé le droit de préférence au concessionnaire sortant lors du renouvellement, et le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008 précise les conditions de

renouvellement de ces concessions. Dans l'hypothèse où une concession arrivée à terme ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficierait, en l'état actuel de la réglementation, d'aucune indemnisation. Le Code de l'énergie prévoit néanmoins le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux permettant d'augmenter les capacités de production, dès lors que ces travaux ont été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession. Les concessions dont le terme serait anticipé par l'État, par exemple dans le cas de regroupement par vallée, pourraient faire l'objet d'une indemnisation de la part de l'État, destinée à compenser le manque à gagner, pour le concessionnaire sortant, résultant de la cessation anticipée de l'exploitation de la concession, en application des dispositions prévues dans les cahiers des charges des concessions. Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement, font l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée aux collectivités territoriales sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 a prévu que le taux de la redevance ne dépasse pas un plafond fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque procédure de renouvellement. Le calendrier et les modalités des renouvellements restent cependant à préciser, dans le nouveau contexte donné par le projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte, avec la création éventuelle de sociétés d'économie mixte hydroélectriques (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux de la production hydraulique »)).

Le groupe EDF ne peut garantir qu'il obtiendra le renouvellement en sa faveur de chacune des concessions qu'il exploite actuellement, ni que le renouvellement d'une concession se fera dans les conditions économiques de la concession initiale. Le Groupe ne peut non plus garantir que l'indemnisation qui serait versée par l'État en cas de cessation anticipée de l'exploitation d'une concession permettra une compensation intégrale du manque à gagner supporté par le Groupe, ni que la réglementation future concernant le plafonnement des redevances n'évoluera pas dans un sens qui pourrait être préjudiciable au Groupe. Ces éléments pourraient avoir un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Hors de France, le Groupe exerce également ses activités dans le cadre de concessions de distribution ou de production d'électricité dans d'autres pays où il est présent, notamment en Italie, dans le domaine de la production hydraulique. En fonction du contexte propre à chaque pays, les concessions de transport, de distribution ou de production pourraient ne pas être maintenues ou renouvelées en sa faveur avec une évolution des conditions économiques du cahier des charges de la concession, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités et ses résultats financiers.

Le Groupe doit respecter des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et sanitaire, qui sont des sources de coûts et peuvent engager la responsabilité du Groupe.

Les activités du Groupe sont soumises à des règles en matière de protection de l'environnement et de santé publique de plus en plus nombreuses et contraignantes. Ces règles concernent les activités industrielles du Groupe de production, transport et distribution d'énergie ainsi que les activités de commercialisation d'énergie et de fourniture de services énergétiques, qui doivent par exemple intégrer dans leurs offres la notion de maîtrise de la demande d'énergie (pour une description des réglementations en matière d'environnement, d'hygiène et de sécurité applicables au Groupe, ainsi que des réglementations futures susceptibles d'avoir un impact sur ses activités, voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)). Un non-respect de ces réglementations pourrait exposer le Groupe à des contentieux significatifs. La responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée, même s'il n'a commis aucune faute ou violation des règles applicables, et le Groupe pourrait se trouver contraint de réparer des violations, dommages ou préjudices causés par des entités qui ne faisaient alors pas partie du groupe EDF et dont le Groupe aurait ensuite repris les installations.

Par ailleurs, ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou européennes (voir section 6.5.8 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF »)), ce qui aurait un impact négatif sur les activités du Groupe et ses résultats financiers.

Les règles actuelles et leurs évolutions à venir ont eu et devraient avoir pour résultat d'accroître le niveau des charges d'exploitation et d'investissements nécessaires pour respecter ces règles. Le Groupe pourrait même se trouver dans l'obligation de fermer certaines installations qui ne pourraient être mises en conformité avec les règles nouvelles. Par ailleurs, d'autres règles, plus contraignantes ou portant sur des domaines nouveaux qui ne sont pas envisagés aujourd'hui, pourraient être adoptées par les autorités compétentes et avoir un effet similaire.

Enfin, la perception externe des parties prenantes de la politique du Groupe en matière de Développement durable pourrait être altérée, ce qui pourrait se traduire par une dégradation de la notation extrafinancière et de l'image du Groupe.

Des évolutions de la réglementation en matière de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) pourraient entraîner un alourdissement des obligations d'EDF et des coûts y afférents.

En France, le dispositif des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), prévu aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser des obligations d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie.

Un objectif triennal d'économie est défini et réparti entre les personnes soumises à l'obligation de réaliser des économies d'énergie (les « obligés ») en fonction de leurs volumes de ventes. Sous peine de pénalités financières à caractère libératoire, les obligés, dont EDF fait partie, doivent avoir produit à l'issue de la période concernée des certificats d'économies d'énergie correspondant à leur obligation, obtenus en contrepartie de la réalisation directe ou indirecte d'actions d'économies d'énergie, ou achetés aux autres acteurs économiques dits « éligibles » par le biais du Registre national des certificats.

EDF a atteint l'objectif assigné pour la deuxième période (2011-2013, prolongée jusqu'au 31 décembre 2014). Toutefois, l'intensification de la concurrence et la diminution des principaux gisements, associés à l'accroissement des contraintes réglementaires, ont ralenti le rythme de production des CEE et en ont renchéri le coût. Ce phénomène est accentué par la crise économique, qui réduit la capacité d'investissement des ménages et fragilise la filière du bâtiment.

Dans un communiqué de presse du 10 octobre 2014, le Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a annoncé le lancement de la troisième période avec un objectif de 700 TWh cumac. La troisième période a débuté le 1^{er} janvier 2015 et s'achèvera le 31 décembre 2017, en application du décret n° 2014-1668 du 29 décembre 2014. L'augmentation du niveau d'obligation est susceptible d'accroître fortement les coûts commerciaux d'EDF et est de nature à rendre nécessaire une augmentation sensible des tarifs réglementés de vente, ces derniers étant fixés par les autorités publiques. EDF ne peut donc garantir que l'augmentation des coûts commerciaux serait complètement répercutée dans les tarifs, ce qui dégraderait le résultat (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité pourrait être freiné par l'insuffisance des interconnexions entre réseaux de transport aux frontières.

Le développement d'un marché européen intégré de l'électricité souffre de l'insuffisance des interconnexions aux frontières. Cette situation a pour effet de limiter la capacité d'échange entre acteurs de pays différents, notamment la capacité d'adapter rapidement l'offre à la demande (risque de délestage), et laisse subsister entre les pays des différences de prix qui seraient considérablement réduites dans un marché européen intégré efficient. Elle contribue à freiner l'émergence d'acteurs de taille européenne efficients, car elle limite les possibilités de synergies entre les sociétés d'un même groupe situées de part et d'autre d'une frontière. S'il existe actuellement plusieurs projets de développement d'interconnexions, en particulier la ligne France-Espagne par l'est des Pyrénées qui devrait être mise en service en 2015 et France-Italie (les investissements étant décidés par les gestionnaires de réseaux de transport en toute indépendance vis-à-vis des producteurs), leur construction est toutefois ralentie notamment par des considérations environnementales, réglementaires et d'acceptabilité locale.

Au-delà, l'absence d'interconnexions suffisantes entre les pays où le Groupe est implanté ou leur développement trop lent pourraient limiter les synergies industrielles que le Groupe a pour objectif de réaliser entre ses différentes entités ou provoquer des coupures sur le réseau dans les pays où le Groupe est implanté, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats, ses activités et ses perspectives.

Par ailleurs, l'augmentation de la production d'électricité d'origine éolienne dans certaines régions d'Europe va nécessiter une adaptation du réseau de transport au niveau européen pour pouvoir rééquilibrer l'offre et la demande. De même, pour accueillir sur le réseau de transport les nouveaux projets éoliens et photovoltaïques importants (éolien *offshore* principalement), des développements du réseau seront nécessaires.

Des coupures de courant répétées ou d'ampleur significative du système électrique en France ou sur un territoire desservi par une filiale du Groupe pourraient avoir, en particulier si elles étaient imputables au Groupe, des conséquences sur les activités, les résultats financiers et l'image du Groupe.

Le Groupe pourrait être à l'origine de coupures de courant répétées, voire d'un *black-out* d'ampleur significative ou s'y trouver impliqué, même si l'événement les ayant causés se produisait sur un autre réseau ou était imputable à un autre acteur.

Les causes des coupures de courant sont diverses : déséquilibre local ou régional entre la production et la consommation d'électricité, rupture accidentelle d'alimentation, ruptures en cascade (plus difficiles à circonscrire dans un marché d'échanges frontaliers), problèmes d'interconnexion aux frontières, difficulté à coordonner les acteurs dans un marché libéralisé.

De telles ruptures d'alimentation auraient en premier lieu pour conséquence des dépenses de réparation pour la remise sous tension ou la remise en état du réseau et pourraient entraîner des dépenses d'investissement s'il était décidé, par exemple, de créer des capacités supplémentaires de production ou de réseaux. Elles impliqueraient également une baisse du chiffre d'affaires du Groupe. Enfin, elles auraient un impact négatif sur l'image du Groupe auprès de ses clients, en particulier si cette rupture d'alimentation s'avérait lui être imputable.

Des catastrophes naturelles, des variations climatiques significatives, ou tout événement important dont l'ampleur est difficilement prévisible, pourraient avoir un impact négatif significatif sur les activités industrielles et commerciales du Groupe.

EDF et ses filiales ont développé des plans de gestion de crise pour répondre aux catastrophes naturelles ou à des événements majeurs. Ces plans de gestion de crise sont régulièrement évalués et testés (voir section 4.2.4 (« Gestion des crises »)).

Comme les tempêtes Klaus (2009) et Xynthia (2010) en France, des catastrophes naturelles (inondations, glissements de terrain, séismes, etc.), des variations climatiques significatives (sécheresses, etc.) ou tout autre événement dont l'ampleur est difficilement prévisible (épidémie de grande ampleur, etc.) pourraient affecter les activités du Groupe. Le groupe EDF, à partir du retour d'expérience de chacun des événements de ce type, met en œuvre des mesures qui ont pour objectif de permettre d'en limiter les conséquences s'ils devaient se reproduire. RTE mène dans ce domaine une démarche ambitieuse de renforcement mécanique de son réseau aérien, qui a déjà montré son efficacité lors des tempêtes Klaus et Xynthia.

Les mesures prises peuvent être coûteuses au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe naturelle et du manque à gagner correspondant à l'interruption de la fourniture.

ERDF a couvert contractuellement son réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur (voir section 4.2.3.5.3 (« Couverture tempêtes »)). Les réseaux aériens de RTE et des Systèmes Énergétiques Insulaires ne bénéficient quant à eux d'aucune couverture « dommages aux biens ». Des dommages à ces réseaux pourraient avoir un impact négatif sur la situation financière du Groupe en cas d'absence ou d'insuffisance de couverture d'assurance. En outre, le renouvellement ou la mise en place de ces couvertures spécifiques pourraient s'avérer difficiles ou plus coûteux, en raison de l'impact, de la fréquence et de l'ampleur des

catastrophes naturelles observées ces dernières années sur les marchés de transfert alternatif de risques.

Dans l'hypothèse d'une épidémie sanitaire de grande ampleur, EDF a élaboré un plan visant à assurer la continuité de la fourniture d'électricité, en fonction de l'intensité de la crise, tout en garantissant la sécurité des installations et en minimisant les risques sanitaires encourus par ses salariés.

Enfin, dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima, EDF a décidé d'enrichir son organisation de gestion de situation de crise par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté, la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN) (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

Malgré la mise en place d'une organisation de crise permettant de réagir avec réactivité à de tels événements (voir section 4.2.4 (« Gestion des crises »)), le Groupe ne peut garantir que la survenance d'une catastrophe naturelle, d'un aléa climatique ou de tout autre événement dont l'ampleur est par nature difficilement prévisible n'aura pas de conséquences négatives significatives sur son activité, ses résultats et sa situation financière.

Le Groupe est exposé aux risques liés aux conditions climatiques et à la saisonnalité de l'activité.

La consommation d'électricité a un caractère saisonnier et dépend notamment des conditions climatiques. Ainsi, en France, la consommation d'électricité est en principe plus importante pendant les mois d'hiver. Par ailleurs, la production disponible peut aussi dépendre des conditions climatiques. Ainsi, une faible hydraulité ou de fortes chaleurs pourraient contraindre la production nucléaire du fait de l'obligation de respecter les températures limites des fleuves en aval des ouvrages. La production hydraulique est également sensible à la pluviométrie (en quantité et en répartition annuelle) et au niveau d'enneigement des massifs montagneux. De même, la production des parcs éoliens ou solaires dépend des conditions de vent ou d'ensoleillement des sites sur lesquels ces parcs sont installés (voir section 9.2.1 (« Éléments de conjoncture »)). Il en va de même pour les activités de services, souvent liées à la période de chauffe hivernale.

Les résultats du Groupe reflètent donc le caractère saisonnier de la demande et peuvent être affectés négativement par des conditions climatiques exceptionnelles ou par des conditions de pluie, de neige, de vent ou d'ensoleillement moins favorables que prévues. Le Groupe pourrait par exemple devoir compenser la moindre disponibilité de moyens de production économiques par des moyens ayant un coût de production plus élevé, ou en étant contraint de recourir au marché de gros à des prix élevés.

Les activités du Groupe pourraient être pénalisées par une conjoncture économique défavorable.

Les activités du Groupe sont sensibles aux cycles économiques et à la conjoncture dans les zones géographiques dans lesquelles le Groupe opère. Tout ralentissement économique dans ces zones conduirait à une baisse de la consommation d'énergie, des investissements et de la production industrielle par les clients du Groupe et, par conséquent, aurait un effet négatif sur la demande d'électricité et sur les autres services offerts par le Groupe. Un tel contexte pourrait, par exemple, remettre en question la rentabilité de certains actifs de production du Groupe, existants ou en projet, ou fragiliser certaines des contreparties du Groupe (voir section 9.2.1 (« Éléments de conjoncture »)).

Le Groupe ne peut pas garantir que les effets d'un ralentissement économique dans les zones géographiques où il opère soient sans impact négatif significatif sur ses activités, son résultat d'exploitation, sa situation financière ou ses perspectives.

Les choix technologiques effectués par le Groupe pourraient se trouver concurrencés par des technologies plus performantes.

Bien que le Groupe veuille en permanence à la détection des innovations et ruptures technologiques, les activités du Groupe reposent sur un certain nombre de choix qui pourraient être concurrencés par d'autres technologies qui s'avéreraient plus efficaces, plus rentables, plus sûres, voire plus pertinentes au regard de normalisations et standards ultérieurs éventuels, que celles utilisées par le Groupe. L'utilisation de telles technologies par les

concurrents du Groupe pourrait avoir pour effet de diminuer ou éliminer l'avantage concurrentiel dont le Groupe dispose au travers de certaines de ses technologies, et donc avoir un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives.

Le Groupe est exposé aux risques des marchés de gros de l'énergie et des quotas d'émission de CO₂.

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂. Ces fluctuations sont particulièrement importantes dans le contexte actuel de tensions majeures et de volatilité sur les marchés de l'énergie (voir section 9.2.1 (« Éléments de conjoncture »)).

Le Groupe gère son exposition aux risques principalement à travers des achats et des ventes sur les marchés de gros. Il s'agit, exception faite des marchés des produits pétroliers, de marchés récents qui sont encore en cours de développement. Ainsi, le manque de liquidité peut limiter la capacité du Groupe à couvrir son exposition aux risques dans le marché de l'énergie. Par ailleurs, ces marchés restent, pour certains, en partie cloisonnés par pays, en raison notamment de l'insuffisance des interconnexions. En outre, ces marchés peuvent connaître des fluctuations importantes et difficilement prévisibles de prix à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité.

La gestion des risques marchés énergies s'inscrit dans le cadre de la politique « Risques marchés énergies » déployée par le Groupe (voir section 4.2.1.2 (« Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies »)). Le Groupe assure la couverture de ses positions sur ces marchés par l'intermédiaire de produits dérivés tels que *futures*, *forwards*, *swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré. Le Groupe ne peut cependant pas garantir une protection totale notamment contre les risques de liquidité et les fluctuations importantes des cours, qui pourraient avoir un impact négatif significatif sur ses résultats financiers.

Par ailleurs, le contexte actuel des prix des marchés de gros de l'énergie en Europe met à mal la rentabilité de certains outils de production, en particulier les centrales thermiques à flamme, pour l'ensemble des producteurs européens. La mise en place de marchés de capacité est actuellement à l'étude dans plusieurs pays européens, mais avec des approches différentes. Cela pourrait éventuellement permettre de limiter le risque de fermeture ou de mise sous cocon de certains actifs de production, mais fait peser un risque de dépréciation sur certains actifs du Groupe.

Le Groupe est exposé aux variations de prix et de disponibilité des matériels ou des prestations (hors combustibles nucléaires) qu'il achète dans le cadre de l'exercice de ses métiers.

En cas de hausse importante et durable du prix des matières premières, le Groupe pourrait voir renchérir le coût d'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques. Cette hausse pourrait en outre entraîner une diminution de l'offre par certains fournisseurs en réaction à une contraction de leurs marges. Certains matériels ou certaines prestations font par ailleurs l'objet d'une demande accrue qui pourrait avoir un impact sur leur disponibilité, notamment les matériels pour les centrales à cycle combiné à gaz, les turbines éoliennes et les prestations et matériels dans le secteur nucléaire.

Le Groupe est exposé à des risques liés aux marchés financiers.

De par ses activités, le groupe EDF est exposé à des risques liés aux marchés financiers :

- le risque de liquidité : le Groupe doit disposer à tout moment des ressources financières suffisantes pour financer l'activité courante, les investissements nécessaires à son développement et les dotations annuelles au portefeuille d'actifs dédiés pour la couverture des engagements nucléaires de long terme, et également pour faire face à tout événement exceptionnel. De plus, conformément à la pratique sur les marchés organisés énergétiques et financiers, un mécanisme d'appels de marge a été mis en place sur certaines opérations de gré à gré par quelques entités du Groupe afin de réduire le risque de contrepartie.

Compte tenu de la régulation en cours de mise en place sur les marchés dérivés, ces mécanismes d'appels de marge pourraient s'appliquer prochainement à un périmètre plus large pour le Groupe. Ceci pourrait amener le Groupe à devoir mobiliser des liquidités en cas de forte volatilité sur les marchés financiers et énergies (voir section 4.2.1.3.3 (« Risque de liquidité »)) ;

- le risque de change : du fait de la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières du Groupe, les capitaux propres et les résultats financiers (voir section 4.2.1.3.4 (« Risque de change »)) ;
- le risque sur actions : le Groupe est exposé au risque sur actions sur les titres détenus principalement dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et des participations directement détenues par le Groupe (voir section 4.2.1.3.5 (« Risque actions »)) ;
- le risque de taux d'intérêt : l'exposition du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux natures de risques : (i) un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et (ii) un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable. Le risque de taux d'intérêt est également lié aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir les engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire et ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir section 4.2.1.3.6 (« Risque de taux d'intérêt »)).

L'organisation et les principes de gestion de ces risques sont décrits à la section 4.2.1.3 (« Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers ») et les mesures de ces risques sont exposées à la section 9.5.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers »). Cependant, le Groupe ne peut pas garantir une protection totale, notamment en cas de fluctuations importantes des taux de change, des taux d'intérêt et des marchés actions.

Les évolutions de la réglementation financière pourraient impacter de manière négative la rentabilité des activités de trading et augmenter le coût des opérations de couverture des risques marchés énergies et financiers.

En réponse à la crise financière de 2008 et suite aux engagements pris par les grandes puissances économiques au sommet du G20 de Pittsburgh en 2009 afin de pallier les risques systémiques, les marchés de produits dérivés ont été ou sont en cours de réforme. En Europe, cette réforme se traduit par la réglementation EMIR (*European Markets Infrastructure Regulation*, réglementation n° 648/2012 adoptée le 4 juillet 2012 par le Parlement et le Conseil). Cette initiative européenne est répliquée dans d'autres juridictions sous une forme différente comme le *Dodd-Frank Act* aux États-Unis. Ces réformes se mettent en œuvre progressivement sous la supervision des régulateurs financiers. Elles visent, entre autres, à une généralisation de la compensation ou de la collatéralisation des opérations sur produits dérivés, mais comportent des exemptions dont peuvent se prévaloir les compagnies qui typiquement n'ont pas une activité de type bancaire.

Dans le cadre de ses activités de gestion des risques marchés énergies (qui s'inscrit dans le cadre de la politique « Risques marchés énergies » déployée par le Groupe (voir section 4.2.1.2 (« Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies »))) et de gestion des risques financiers (qui s'inscrit dans le cadre des politiques internes décrites à la section 4.2.1.3 (« Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers »)), le groupe EDF réalise des opérations sur des produits dérivés à des fins de couverture et de *trading* (uniquement sur les marchés énergies pour le *trading*).

Les filiales du groupe EDF ayant des opérations sur produits dérivés devraient pouvoir bénéficier des exemptions prévues au titre des nouvelles réglementations. Mais les discussions sur les conditions d'application de ces exemptions sont encore en cours avec les régulateurs financiers nationaux, et ces conditions pourraient encore être modifiées par l'ESMA (*European Securities and Markets Authority*) dans un souci d'homogénéisation d'interprétation et d'application des règles au niveau communautaire. Par

ailleurs, les réglementations financières actuelles peuvent faire l'objet de modifications ou d'un durcissement de la part des autorités communautaires (voir section 6.5.8.1 (« Réglementation future au niveau communautaire »)) et restreindre de manière significative le champ d'application de ces exemptions pour les activités de *trading*.

Le Groupe ne peut donc garantir que, soit sous l'impulsion directe de ces nouvelles réglementations, soit parce que les pratiques de marchés évoluent en ce sens, il ne sera pas amené à compenser ou collatéraliser une plus grande partie de ses opérations sur produits dérivés ou à devoir placer tout ou partie de ses activités de *trading* soumises à la réglementation bancaire. Si tel était le cas, cela augmenterait à terme les garanties financières (sous forme de *cash*, garanties bancaires, fonds propres, etc.) à apporter par le Groupe pour exécuter ses opérations de couverture des risques marchés énergies et financiers et de *trading*, renchérissant le coût des couvertures et diminuant la rentabilité du *trading*.

La défaillance de contreparties du Groupe (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients) pourrait avoir un impact sur ses activités et ses résultats.

Le Groupe est confronté, comme l'ensemble des acteurs économiques, à la défaillance possible de certaines contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients). La défaillance de ces contreparties est susceptible d'avoir des répercussions financières pour le Groupe (surcoûts notamment dans l'hypothèse où EDF devrait trouver des alternatives satisfaisantes, voire reprendre les activités concernées ou payer des pénalités contractuelles). Elle peut aussi avoir des conséquences sur la qualité des travaux, les délais de réalisation, l'approvisionnement de certains produits ou prestations critiques, et expose le Groupe à un risque d'image, de continuité de l'activité dans certains projets, voire à la perte de contrats.

Les procédures de surveillance et de suivi appliquées au sein du Groupe dans le cadre de son exposition au risque de contrepartie inhérent aux relations contractuelles sont décrites à la section 4.2.1.4 (« Gestion et contrôle du risque de contrepartie »).

La mise en œuvre de pratiques prohibées et contraire à l'éthique dans la conduite des affaires par des collaborateurs ou des tiers pourrait, en certaines circonstances, porter atteinte à la réputation et à la valeur actionnariale du Groupe.

L'internationalisation des activités du Groupe et le renforcement des cadres réglementaires réprimant des pratiques contraires à l'éthique dans la conduite des affaires sont susceptibles d'exposer le Groupe, ses collaborateurs ou des tiers agissant pour le compte du Groupe à des sanctions pénales et civiles pouvant porter atteinte à la réputation et à la valeur actionnariale d'EDF.

La survenance de maladies professionnelles ou d'accidents du travail pourrait engager la responsabilité du Groupe.

Bien que le Groupe mette en œuvre depuis de nombreuses années les moyens nécessaires pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à l'hygiène et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels il exerce ses activités et considère avoir pris les mesures destinées à assurer la santé et la sécurité de ses salariés et des salariés des sous-traitants, le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu. Or, la survenance de tels événements pourrait donner lieu à des actions en justice à l'encontre du Groupe et donner lieu, le cas échéant, au paiement de dommages et intérêts qui peuvent s'avérer significatifs.

Pour une description des mesures prises par le Groupe en matière de rayonnements ionisants, voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »).

Cernant l'amiante, le Groupe a pris des mesures de traitement des matériaux, d'information et de protection, décrites à la section 17.3.2 (« La santé et la sécurité de nos salariés : une priorité absolue »). Pour une description des procédures en cours, voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

4.1.3 Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe

Le groupe EDF est le premier exploitant nucléaire mondial, en nombre de centrales en exploitation¹. L'électricité nucléaire représente environ 77 % de la production totale d'électricité en France². EDF exploite également des actifs nucléaires au Royaume-Uni. Le Groupe possède par ailleurs des participations minoritaires dans des centrales nucléaires aux États-Unis (au travers de CENG), en Belgique et en Suisse, sans toutefois en être l'exploitant. La part du nucléaire dans le mix électrique du groupe EDF représente ainsi un atout compétitif important. Le Groupe joue par ailleurs un rôle actif dans les projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France, au Royaume-Uni, en Chine et potentiellement dans d'autres pays. Tout événement affectant de manière négative le nucléaire est susceptible d'avoir des conséquences sur l'image, les activités, la productivité, la situation financière, les résultats et les perspectives du Groupe, comparativement plus importantes que pour ses concurrents qui ont proportionnellement moins recours à cette source d'énergie.

En raison de ses activités nucléaires, le Groupe est exposé à des risques substantiels de responsabilité ainsi qu'à un éventuel surcoût significatif d'exploitation.

Même si le Groupe a mis en place des stratégies et des procédures de contrôle des risques correspondant aux meilleurs standards pour ses activités nucléaires, ces dernières restent par leur nature potentiellement risquées. Le Groupe pourrait ainsi devoir faire face à une responsabilité substantielle, notamment en raison d'incidents et d'accidents, d'atteintes à la sécurité, d'actes de malveillance ou de terrorisme, de chutes d'aéronefs, de catastrophes naturelles (telles que des inondations ou des tremblements de terre), de dysfonctionnements d'équipements ou au cours de l'entreposage, de la manutention, du transport, du traitement et du conditionnement des matières et des matériaux nucléaires. De tels événements pourraient induire un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des centrales, voire l'interruption partielle ou totale de l'exploitation du parc de production du Groupe, et pourraient avoir des conséquences graves, notamment en cas de contaminations radioactives et d'irradiations des personnes travaillant pour le Groupe ou de la population et de l'environnement, ainsi qu'un impact négatif significatif sur les activités, la stratégie, les perspectives et la situation financière du Groupe.

En effet, l'exploitant nucléaire assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses installations. Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens d'installations nucléaires et les assurances associées sont décrits aux sections 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ») et 4.2.3.6 (« Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires »). Ce régime repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. Ainsi, en cas d'événement causant un dommage, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi applicable dans le pays où se produirait l'événement, indépendamment de la cause de l'événement à l'origine du dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

Le Groupe ne peut pas garantir que, dans les pays où il est exploitant nucléaire, les plafonds de responsabilité fixés par la loi ne seront pas augmentés ou supprimés. Ainsi, les protocoles portant modification de la convention de Paris et de la convention de Bruxelles, en cours de ratification (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)), prévoient un relèvement de ces plafonds. Bien que le Groupe s'y prépare depuis plusieurs années, l'entrée en vigueur de ces protocoles modificatifs, ou toute autre réforme visant à relever les plafonds de responsabilité des exploitants nucléaires, pourrait avoir un impact significatif sur le coût de l'assurance, et le Groupe ne peut pas garantir que les assurances couvrant cette responsabilité seront toujours disponibles ou qu'il arrivera toujours à maintenir ces assurances.

1. Source : Agence Internationale de l'Énergie Atomique, Nuclear Power Reactors in the World, tableau 24, édition 2014 (chiffres au 31 décembre 2013).

2. Source : RTE, Bilan électrique 2014.

Les dommages matériels affectant les installations nucléaires d'EDF sont couverts par des programmes d'assurance (voir section 4.2.3.6.3 (« Assurances dommages aux installations nucléaires »)). Malgré cette couverture, tout événement qui entraînerait des dommages importants sur une installation nucléaire du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe ne peut pas garantir que les assureurs couvrant à la fois sa responsabilité d'exploitant nucléaire et les dommages matériels affectant ses installations auront toujours les capacités disponibles ni que les coûts de couverture n'augmenteront pas de manière significative, eu égard notamment aux impacts sur le marché de l'assurance d'événements tels que l'accident nucléaire survenu au Japon le 11 mars 2011.

La survenance d'un accident nucléaire grave dans le monde pourrait avoir des conséquences significatives sur le Groupe.

Quelles que soient les précautions prises à la conception ou à l'exploitation, un accident grave est toujours possible sur une installation nucléaire, comme le démontre l'accident nucléaire survenu au Japon, à la suite du séisme et du tsunami qui ont ravagé le nord du pays le 11 mars 2011. Un tel accident pourrait avoir pour effet de provoquer un rejet du nucléaire par l'opinion publique, entraînant la décision par les autorités compétentes de durcir sensiblement les conditions d'exploitation des centrales, de ne pas autoriser les prolongations d'exploitation proposées, les conduisant à ne plus autoriser temporairement ou définitivement l'exploitation d'une ou plusieurs installations nucléaires ou les amenant à envisager de mettre fin à la production d'électricité d'origine nucléaire et donc aussi suspendre ou annuler tout projet de développement de centrales nucléaires en cours. Des décisions de ce type ont ainsi été prises en Allemagne (arrêt de la production d'origine nucléaire) et en Italie (arrêt des projets de construction de centrales nucléaires) à la suite de l'accident de Fukushima. Il ne peut pas non plus être exclu qu'une décision de ce type soit prise même en l'absence d'un accident.

Un tel accident pourrait aussi avoir pour effet, en cas de proximité avec une ou plusieurs installations du Groupe, de contaminer leur environnement et compromettre ainsi leur exploitation.

De tels événements auraient un impact négatif significatif sur le modèle économique, la stratégie, les activités, les résultats et la situation financière ainsi que les perspectives du Groupe.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations particulièrement détaillées et contraignantes, qui pourraient se durcir.

L'activité nucléaire du Groupe est soumise à des réglementations détaillées et contraignantes, avec, notamment en France, un régime de surveillance et de réexamen périodique des conditions d'exploitation, qui porte, au premier chef, sur la sûreté nucléaire, la protection de l'environnement et de la santé publique, mais aussi sur des considérations de sécurité nationale (menace terroriste notamment). Ces réglementations peuvent faire l'objet d'un durcissement significatif de la part des autorités nationales ou communautaires (voir la section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). Par ailleurs, un durcissement des réglementations ou une éventuelle non-conformité aux réglementations en vigueur ou futures pourrait conduire à devoir arrêter temporairement ou définitivement une ou plusieurs installations nucléaires du Groupe ou se traduire par des astreintes financières. Les conséquences de la mise en application de l'arrêté du 12 décembre 2005 relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN) en sont une illustration actuelle pour le parc existant en France (voir section 6.2.1.1.3.2 (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques » – « Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France »)).

De tels événements pourraient se traduire par une augmentation significative des coûts relatifs au parc nucléaire du Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur sa situation financière.

Le Groupe dépend, pour ses activités nucléaires, d'un nombre limité d'acteurs.

Même si le Groupe met en œuvre une politique de diversification de ses fournisseurs et prestataires dans le domaine du nucléaire, il dépend actuellement d'un nombre limité d'acteurs et de personnes disposant des compétences et de l'expérience nécessaire. Cette situation réduit l'exercice

de la concurrence sur les marchés où EDF est acheteur et crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats et la situation financière du Groupe. C'est le cas en particulier pour AREVA et Alstom, mais également pour la plupart des constructeurs de l'industrie nucléaire, ainsi que des principaux prestataires de services de maintenance (voir section 4.3 (« Facteurs de dépendance »)). Les changements d'actionnariat ou de gouvernance de ces différents prestataires peuvent également avoir une incidence sur le coût ou la qualité des services rendus.

Le Groupe est exposé aux variations des conditions d'approvisionnement en uranium et des services de conversion et d'enrichissement.

Une partie des coûts d'exploitation du Groupe est constituée d'achats de combustibles nucléaires.

Pour son parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium et en services de conversion et d'enrichissement au travers de contrats à long terme pourvus de mécanismes de couverture permettant d'atténuer et de lisser dans le temps les fluctuations de prix. Le fournisseur principal est le groupe AREVA, mais EDF mène une politique de diversification en se fournissant auprès d'autres industriels (voir sections 4.3 (« Facteurs de dépendance ») et 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)). Les prix et les volumes disponibles de l'uranium et des services de conversion et d'enrichissement subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs ne relevant pas du contrôle du Groupe, notamment politiques et économiques (en particulier, perspectives de rentabilité des investissements miniers, déséquilibre offre-demande ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium ou une usine du cycle, à un retard dans la mise en service d'une nouvelle mine ou à un événement entraînant une instabilité politique dans un pays producteur).

Le Groupe ne peut cependant garantir que les contrats conclus, en France et à l'international, apporteront une protection complète contre des variations brutales ou importantes des prix à la hausse. Le Groupe ne peut pas non plus garantir qu'à l'échéance des contrats de long terme, il pourra les renouveler, notamment à des conditions de prix équivalentes. Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Pour le fonctionnement de ses centrales nucléaires, le Groupe est dépendant du bon fonctionnement des transports routiers et ferroviaires, notamment pour le combustible.

Le transport de combustible nucléaire, neuf ou usé, est une opération très particulière qui nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques et contraignantes. Ces contraintes pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe. Par ailleurs, divers facteurs qui échappent au contrôle du Groupe (protestations des riverains ou d'associations antinucléaires, par exemple, sous forme de manœuvres d'empêchement des transports de matières nucléaires) peuvent ralentir ces opérations. Elles pourraient même se trouver interrompues, notamment en cas d'accident. Dans ce cas, le Groupe devrait ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production sur les sites concernés, soit du fait de la non-livraison d'assemblages neufs, soit du fait de la saturation des dispositifs d'entreposage des sites, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)).

Le parc nucléaire exploité par le Groupe pourrait nécessiter des réparations ou modifications lourdes ou coûteuses.

Le parc de centrales nucléaires actuellement exploitées par le Groupe en France est très standardisé (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF »)). Ceci permet notamment au Groupe de réaliser des économies d'échelle, de répercuter sur l'ensemble de son parc les améliorations effectuées sur les centrales plus récentes et d'anticiper, en cas de dysfonctionnement dans une centrale, les mesures à prendre dans les autres. Mais cette standardisation a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs centrales ou générations de centrales (voir section 6.2.1.1.3.2 (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques »)). Le Groupe ne peut pas garantir qu'il ne sera pas confronté à des réparations ou modifications lourdes et coûteuses, à effectuer sur l'ensemble ou une

partie du parc, ni même qu'il survienne des événements pouvant avoir un impact sur le fonctionnement du parc ou sur sa production, et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie du parc.

C'est ainsi qu'à l'occasion des réévaluations de sûreté effectuées lors des visites décennales et à la suite de l'accident de Fukushima, le Groupe a été conduit, tant de son propre chef qu'à la suite des prescriptions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), à élaborer un important programme de travaux. Ce programme, appelé « Grand carénage », est destiné à rénover le parc existant, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions en sont réunies, à prolonger leur durée de fonctionnement. Ce programme devrait se traduire par des investissements supplémentaires significatifs dans les années à venir et par une anticipation de certaines dépenses déjà prévues avant l'accident de Fukushima (voir sections 6.2.1.1.3.2 (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques » – « Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France ») et 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)). La mise en œuvre industrielle de ces travaux sur les installations de production se traduira par une augmentation des coûts et une sollicitation plus importante des ressources internes et du tissu industriel, et est également susceptible de se traduire par une perte de disponibilité dans les années à venir.

Le Groupe exploite ou détient des participations dans des centrales nucléaires ailleurs dans le monde, notamment au Royaume-Uni et aux États-Unis, et peut également être confronté à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des événements pouvant avoir des impacts sur leur fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Comme en France, des décisions des autorités de sûreté, impliquant des travaux complémentaires, pourraient être prises.

Il ne peut être exclu également que, malgré la maintenance effectuée sur ses centrales par le Groupe, certaines d'entre elles ne puissent fonctionner à leur pleine puissance, compte tenu notamment du vieillissement de certains matériels. C'est actuellement le cas au Royaume-Uni, où un défaut détecté sur un réacteur de type « RAG » (réacteur avancé refroidi au gaz) a conduit à procéder à des examens complémentaires sur trois autres réacteurs similaires et où, par précaution et dans l'attente des résultats des expertises en cours, les quatre réacteurs n'ont été autorisés à redémarrer qu'à puissance réduite (voir section 6.3.1.4.2 (« Division Production » – « Production nucléaire » – « État des centrales »)).

L'ensemble de ces événements aurait un impact négatif sur les résultats financiers du Groupe et ses activités.

Le Groupe pourrait ne pas obtenir l'allongement de la durée d'exploitation de ses centrales au-delà de l'échéance prévue actuellement, voire ne pas être autorisé à les exploiter jusqu'à cette échéance.

En France, dans le cadre des études associées aux troisièmes visites décennales du palier 900 MW, l'ASN a publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'a pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans. Comme le prévoit la réglementation, cette position de l'ASN est complétée par un accord pris réacteur par réacteur à l'issue de chaque troisième visite décennale (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)). Ainsi, à fin 2014, plus des deux tiers des tranches du palier 900 MW ont terminé leur troisième visite décennale et, pour six d'entre elles, l'ASN a déjà rendu son avis définitif au Ministre et ne s'est pas opposée à la poursuite du fonctionnement, sous réserve du respect de prescriptions complémentaires.

Afin de reporter la construction de nouvelles unités et les investissements y afférents, et de continuer à bénéficier des flux de trésorerie provenant de son parc existant, le Groupe vise à allonger la durée de fonctionnement de son parc nucléaire en France au-delà de 40 ans. L'ASN a fait examiner les propositions d'amélioration faites par EDF par le groupe permanent « réacteurs » en 2012, qui a jugé ces propositions de façon positive, en recommandant qu'elles soient complétées et, pour certaines, renforcées. Les échanges avec l'ASN se sont poursuivis sur cette base en 2013 et 2014, et l'ASN a indiqué qu'elle émettrait en 2015 une première position sur les grandes orientations du réexamen de sûreté associé aux quatrième visites décennales des réacteurs 900 MW et en 2018-2019 une position

définitive sur la phase « générique » de ce réexamen (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

Le Groupe ne peut cependant garantir qu'il obtiendra de la part des autorités compétentes l'allongement escompté. Ces extensions pourraient aussi être obtenues sous certaines conditions, dont les incidences financières seraient telles, notamment en termes d'investissements, qu'elles pourraient affecter la stratégie du Groupe en matière de prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales ou la capacité du Groupe à poursuivre sa stratégie globale d'investissements.

Au Royaume-Uni, la durée actuellement prévue pour l'exploitation des centrales du parc nucléaire existant d'EDF Energy varie entre 35 et 47 ans en moyenne pour les centrales du type réacteur avancé au gaz (RAG) et est de 40 ans pour le réacteur à eau pressurisée (REP), avec un objectif d'allonger de 7 à 10 ans la durée de fonctionnement des centrales RAG les plus récentes et de 20 ans celle de la centrale REP (voir section 6.3.1.4.2 (« Division Production » – « Production nucléaire »)). Néanmoins, compte tenu des règles de sûretés applicables au Royaume-Uni, le Groupe ne peut garantir qu'EDF Energy obtiendra les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses centrales nucléaires existantes jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue, ou que ces autorisations ne seront pas obtenues sous réserve de conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Suisse), le Groupe est exposé financièrement aux mêmes risques : perte de recettes et dépréciation d'actif en cas d'arrêt du fonctionnement ou nécessité de participer aux investissements supplémentaires pour pouvoir continuer à fonctionner. Le Groupe ne peut cependant garantir que ces centrales pourront effectivement être exploitées sur les durées prévues à ce jour, notamment en cas d'incident impactant la sûreté ou la disponibilité des installations.

L'ensemble de ces événements pourrait avoir, en cas d'occurrence, un impact négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe et sa situation financière.

Une décision des pouvoirs publics français conduisant à l'arrêt d'une ou plusieurs tranches de production d'électricité d'origine nucléaire pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur le Groupe.

Lors du débat sur la transition énergétique, en 2013, le Président de la République et le gouvernement français ont pris l'engagement de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité française de 75 % à 50 % à terme. Cet objectif figure dans le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, en cours d'examen par le Parlement, qui prévoit la réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025. Une autre proposition vise à plafonner à son niveau actuel (63,2 GW) la capacité totale autorisée de production d'électricité d'origine nucléaire (voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national » – « Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte »)). L'adoption dans sa version définitive de la loi d'une telle disposition obligerait en pratique EDF, pour obtenir l'autorisation de mise en service d'une nouvelle capacité de production nucléaire (par exemple celle de l'EPR de Flamanville), à décider la mise à l'arrêt d'une capacité équivalente.

Des décisions d'arrêt prématuré d'une ou plusieurs tranches du parc d'EDF, ne résultant pas d'un choix industriel mais d'une décision du pouvoir politique, pourraient donc intervenir. Par ailleurs, une décision d'arrêt global de toute production nucléaire à une échéance déterminée n'est pas à exclure totalement. Enfin, il pourrait être décidé l'arrêt de nouveaux projets de construction nucléaire, pour lequel le Groupe aurait déjà investi des sommes importantes. Cette problématique concerne potentiellement tous les actifs nucléaires du Groupe.

De tels événements auraient des conséquences négatives significatives sur les perspectives, la situation financière, les résultats et l'image du Groupe, qui le conduiraient à demander des dédommagements sans certitude de les obtenir.

La construction des EPR pourrait rencontrer des difficultés ou ne pas aboutir.

Le Groupe a engagé la réalisation de l'*European Pressurized water Reactor* (EPR) à Flamanville (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)) en vue de renouveler son parc nucléaire en France et afin de servir de modèle pour la construction de nouvelles installations à l'étranger.

En décembre 2012, EDF avait révisé à la hausse le coût de construction du projet Flamanville 3, celui-ci atteignant 8,5 milliards d'euros, aux conditions économiques de 2012. En novembre 2014, le calendrier du projet a été revu, avec une première production commercialisable prévue en 2017. L'analyse des causes de ce retard est présentée en section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »). Le Groupe pourrait ne pas obtenir, ou voir remises en cause par des décisions judiciaires ou administratives, les autorisations nécessaires à l'achèvement de la construction, à la mise en service et à l'exploitation. S'agissant, notamment pour l'EPR de Flamanville, d'un réacteur « tête de série », des difficultés techniques ou autres pourraient survenir lors du développement, de la construction et du début d'exploitation des EPR. Ces difficultés pourraient ralentir ou empêcher la construction d'autres EPR, modifier les calendriers de mise en service ou affecter leurs performances. Le durcissement des contraintes réglementaires (comme la mise en application de l'arrêté ESPN) peut avoir des effets similaires. En outre, le coût global de construction, déjà réévalué, pourrait être supérieur aux estimations actuelles d'EDF.

Au Royaume-Uni, le groupe EDF et le gouvernement britannique sont parvenus à un accord en octobre 2013 sur les principaux termes du contrat d'investissement relatif à la construction de deux réacteurs EPR sur le site de Hinkley Point C. Le projet bénéficierait d'une garantie de financement dans le cadre du programme mis en place par le gouvernement britannique. Ce projet serait développé avec d'autres investisseurs. Malgré l'approbation par la Commission européenne des principaux termes du contrat d'investissement et de la garantie de financement au titre des règles sur les aides d'État en 2014, la décision finale d'investissement reste soumise à un certain nombre de conditions, notamment un accord sur l'ensemble du contrat d'investissement et la finalisation des accords avec les partenaires sur le financement de la dette. En l'absence d'accord sur ces différents points, la décision d'investissement et l'ensemble du projet pourraient être différés ou ne pas aboutir.

L'Autriche et Greenpeace Energy ont indiqué qu'ils envisageaient de déposer un recours contre la décision de la Commission européenne, ce qui représente un risque pour EDF et ses partenaires. Si de tels recours étaient exercés et dans l'éventualité d'une décision défavorable du Tribunal de l'Union européenne, les conditions économiques de l'opération pourraient s'en trouver significativement affectées.

Le programme EPR est une composante clé de la stratégie du Groupe. Tout événement entraînant un retard ou un blocage de ce programme ou affectant la construction de la « tête de série » EPR ou des tranches suivantes aurait donc un impact négatif significatif sur l'activité et la situation financière du Groupe.

Le Groupe reste responsable de la plupart des combustibles usés et des déchets radioactifs issus de ses centrales nucléaires, et notamment des déchets à Haute et Moyenne Activité à Vie longue issus des combustibles usés.

Le cycle du combustible nucléaire est présenté à la section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »). En France, en tant qu'exploitant et producteur de déchets, EDF est légalement responsable des combustibles usés depuis leur sortie de centrale, des opérations de traitement et de la gestion à long terme des déchets radioactifs qui en sont issus, et assume cette responsabilité conformément aux orientations définies par les pouvoirs publics et sous leur contrôle.

La responsabilité du Groupe pourrait être recherchée en particulier en tant qu'exploitant nucléaire ou producteur, au sens de la législation applicable sur les déchets, en cas d'accident et en cas de dommage aux tiers ou à l'environnement liés aux combustibles usés ou aux déchets, même s'ils sont manipulés, transportés, détenus, entreposés ou stockés par d'autres intervenants que le Groupe (en particulier, en France, le groupe AREVA et l'ANDRA), notamment en cas de défaillance de ces derniers. Dans le cas

où le Groupe serait reconnu responsable pour des dommages causés aux tiers, le régime spécifique de responsabilité civile sans faute de l'exploitant nucléaire trouverait à s'appliquer, dans la limite des plafonds prévus par ce régime (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

En France, la gestion à long terme des déchets radioactifs a fait l'objet de divers travaux dans le cadre des lois de programme du 30 décembre 1991 et du 28 juin 2006 relatives à la gestion durable des matières et déchets radioactifs (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « Déchets de Haute Activité à Vie longue (HAVL) »)). Le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie longue constituera des « déchets radioactifs ultimes » au sens de l'article 6 de la loi du 28 juin 2006, et que ces déchets pourront en conséquence être directement stockés en couche géologique profonde. Le Groupe ne peut pas non plus garantir dans quel délai les autorisations permettant un tel stockage seront attribuées par les pouvoirs publics, ni quelles en seront les orientations techniques, ce qui est de nature à faire peser des incertitudes sur le devenir des déchets, sur la responsabilité et sur les coûts qui en résulteront pour EDF (voir en section 6.2.1.1.3.4 le point d'avancement sur le débat public organisé en 2013 et les difficultés rencontrées en 2014 pour aboutir à une évaluation des coûts partagée par tous les acteurs).

Au Royaume-Uni, lors de la restructuration de British Energy, des accords avaient été conclus avec les autorités concernant la gestion de certains déchets radioactifs issus des centrales nucléaires existantes (voir section 6.3.1.4.2 (« Division Production » – « Production nucléaire » – « Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales – accords de restructuration du groupe British Energy »)). Aux termes de ces accords, la responsabilité et certains coûts liés à la gestion de certains déchets radioactifs sont transférés au gouvernement britannique. Néanmoins, EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et le retraitement des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre des accords précités.

La Directive n° 2011/70/Euratom du 19 juillet 2011 témoigne de la volonté de la Commission d'établir un cadre communautaire partagé pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs (voir la section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Suisse), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures liées à la gestion des combustibles usés et des déchets. Le Groupe ne peut garantir qu'il disposera, en temps utile et à des conditions financières acceptables, de solutions de stockage et de traitement des déchets radioactifs issus des centrales qu'il exploite dans les pays concernés, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Les provisions constituées par le Groupe pour les opérations de gestion du combustible usé et pour la gestion à long terme des déchets peuvent être amenées à augmenter significativement en cas de révision des estimations de coûts.

En France, EDF a constitué des provisions pour les opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) du combustible nucléaire usé (voir note 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014) à partir des conditions de prix et de volume de l'accord-cadre signé avec AREVA en décembre 2008 et décliné dans un accord signé le 12 juillet 2010, qui couvrait la période 2008-2012 (voir note 29.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014). Pour la période 2013-2020, les termes de référence ont été validés en juin 2014 et un accord devrait être conclu au premier semestre 2015 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés – Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF »)). Le montant des provisions actuellement constituées pour couvrir la période postérieure à 2014 devrait être réévalué si les conditions du renouvellement de ce contrat pour cette période se révélaient plus onéreuses que celles actuellement applicables.

EDF a constitué des provisions pour la gestion à long terme des déchets, évaluées sur l'hypothèse du stockage géologique et sur la base d'une déclinaison raisonnable des travaux menés en 2006 par un groupe de travail réunissant l'ANDRA, les pouvoirs publics et les producteurs de déchets nucléaires (voir note 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014 et section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'aval du cycle en France » – « Le stockage des déchets ultimes conditionnés »)). Si la loi du 28 juin 2006 de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs conforte, sans exclure d'autres axes de recherches complémentaires, que les « déchets radioactifs ultimes » doivent faire l'objet d'un stockage en couche géologique profonde, le Groupe ne peut garantir que l'ensemble de ses déchets de haute et moyenne activité à vie longue sera considéré comme tel, ni dans quel délai ce type de stockage, s'il était retenu, pourrait être effectué. En conséquence, le coût final de la gestion à long terme des déchets du Groupe pourrait être supérieur au montant des provisions constituées dans ses comptes. Un exercice de chiffrage du coût du stockage profond est en cours, sous le pilotage de la DGEC ; à la suite du processus de consultation engagé par la DGEC, auquel EDF a répondu au premier trimestre 2015, la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie arrêtera le nouveau coût de référence, qui devra être pris en compte dans les comptes du Groupe (voir note 29.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014).

Le montant des provisions actuellement constituées est susceptible d'évoluer. En effet, l'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés. Si tel était le cas, cela pourrait avoir un impact négatif significatif sur les résultats financiers et la situation financière du Groupe (voir note 29.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014).

La déconstruction du parc nucléaire existant pourrait présenter des difficultés qui ne sont pas envisagées aujourd'hui ou s'avérer sensiblement plus coûteuse que ce qui est aujourd'hui prévu.

Compte tenu de la taille du parc nucléaire du Groupe, sa déconstruction représente un enjeu technique et financier très important. Tout en ayant évalué les défis notamment techniques que représente la déconstruction (en particulier au travers de la déconstruction des centrales de première génération en France) et identifié les solutions à développer, le groupe EDF n'a jamais déconstruit de centrales nucléaires similaires à celles actuellement en service.

Pour la France, le Groupe a constitué des provisions pour couvrir les dépenses prévues pour la déconstruction et pour la gestion des derniers cœurs. L'évaluation de ces provisions est sensible aux hypothèses retenues en termes de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. Le calendrier et le coût des travaux sont également dépendants des autorisations administratives et de la disponibilité au moment nécessaire des centres de stockage de déchets radioactifs ou d'autres installations nécessaires au conditionnement ou à l'entreposage des colis de déchets (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »)). Un centre de stockage dédié aux déchets à Faible Activité et Vie longue (FAVL), comme le graphite, était prévu par la loi du 28 juin 2006. Les premières recherches de site n'ayant pas abouti, l'ANDRA a lancé en 2013 une nouvelle recherche et doit présenter le résultat de ses travaux avant la fin de l'année 2015. La construction de l'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Colis (ICEDA) a par ailleurs pris trois ans de retard en raison de l'annulation du permis de construire (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »)). Compte tenu de ces éléments de sensibilité, la modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des montants provisionnés, et le Groupe ne peut donc garantir que les provisions ainsi constituées seront équivalentes aux coûts effectivement constatés le moment venu, ce qui aurait un impact négatif sur ses résultats financiers et sa situation financière. Pour en limiter l'impact dans ses comptes, le Groupe procède régulièrement à une mise à jour des principales hypothèses sous-jacentes aux provisions (voir note 29.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014).

Au Royaume-Uni, en vertu des accords conclus lors de la restructuration de British Energy, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes d'EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. seront supportés par le *Nuclear Liabilities Fund* et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir section 6.3.1.4.2 (« Division Production » – « Production nucléaire » – « Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales – accords de restructuration du groupe British Energy »)).

Pour les centrales nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (États-Unis, Belgique, Suisse), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures de démantèlement.

Le montant des actifs dédiés constitués par le Groupe pour couvrir les coûts de ses engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) pourrait devoir être revu à la hausse et entraîner des décaissements supplémentaires.

En France, la valeur de marché du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'élevait, au 31 décembre 2014, à 23 milliards d'euros contre 21,7 milliards d'euros au 31 décembre 2013 (voir section 6.2.1.1.3.7 (« Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)). Depuis l'intégration de la créance CSPE en février 2013, le montant des actifs dédiés couvre l'intégralité des passifs nucléaires éligibles (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base ») et note 47 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014).

En cas de variation significative des provisions qui déterminent l'assiette de référence des actifs dédiés, des décaissements supplémentaires pourraient être nécessaires pour ajuster la valeur de ces actifs, ce qui aurait un impact négatif significatif sur la situation financière d'EDF. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales (en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF) ou communautaires pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence sur la situation financière d'EDF.

Enfin, bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes (voir section 6.2.1.1.3.7 (« Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)), le Groupe ne peut garantir que les variations des cours des marchés financiers n'auront pas un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir section 9.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ») pour une analyse de sensibilité), ce qui pourrait conduire EDF à engager des décaissements supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs et de tels événements pourraient impacter négativement la situation financière du Groupe.

Au Royaume-Uni, les fonds pour les engagements nucléaires sont gérés par un organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique (*Nuclear Liabilities Fund* – NLF). L'exploitant n'a donc pas d'actifs à gérer à ce titre (voir section 6.3.1.4.2 (« Division Production » – « Production nucléaire » – « Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales - accords de restructuration du groupe British Energy »)).

De tels événements pourraient impacter négativement la situation financière du Groupe.

4.1.4 Risques liés à la structure et à la transformation du Groupe

La stratégie de développement du Groupe pourrait ne pas être mise en œuvre conformément aux objectifs définis par le Groupe.

Le Groupe entend poursuivre son développement dans les métiers de l'électricité, du gaz et des services énergétiques, en France et à l'étranger, conformément à son projet industriel, en fonction de son modèle d'activité dans chaque zone et au regard du retour d'expérience correspondant (équilibre amont/aval, stratégie de commercialisation, développement dans les énergies renouvelables ou dans d'autres modes de production : le

nucléaire, l'hydraulique, le charbon, les centrales à Cycle Combiné Gaz, etc.). Il met ainsi en place des programmes de développement, de réorganisation, d'accroissement de la rentabilité (voir facteur de risque ci-dessous intitulé « Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer la performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière », et de cessions.

En ce qui concerne la production nucléaire, le Groupe pourrait ne pas réussir le développement escompté ou la mise en œuvre des projets qu'il a engagés à l'international, ou les mettre en œuvre dans des conditions économiques, financières et juridiques non satisfaisantes.

En effet, le groupe EDF est engagé, dans le cadre de partenariats ou d'investissements en capital, dans des projets de construction et d'exploitation de centrales nucléaires à l'international (notamment en Chine et au Royaume-Uni). Ces projets nécessitent, en phase de développement, l'obtention d'autorisations administratives, de licences et permis et, dans certains cas, la mise en place de partenariats complémentaires. Il s'agit de chantiers de grande envergure, impliquant des investissements significatifs, et dont les conditions de financement sont encore à confirmer. La mise en place de ces financements pourrait, compte tenu du contexte économique actuel, être retardée. Par ailleurs, le cadre réglementaire est, dans certains pays, en cours de mise à jour, ce qui pourrait avoir un impact sur les engagements et la responsabilité d'EDF. Même en cas de dispositifs contractuels protecteurs, le Groupe ne peut pas garantir que ces projets pourront être mis en œuvre selon les calendriers prévus et dans des conditions économiques, financières, réglementaires ou juridiques satisfaisantes ou qu'ils assureront dans la durée la rentabilité escomptée au départ, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur l'image du Groupe et sa situation financière.

Dans le domaine des énergies nouvelles, EDF s'appuie principalement sur sa filiale EDF Énergies Nouvelles (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)), implantée dans de nombreux pays. La rentabilité de ces développements est cependant souvent dépendante des politiques de soutien mises en œuvre dans les différents pays. Le Groupe ne peut garantir que les régimes de soutien n'évolueront pas dans certains de ces pays au détriment de la rentabilité des investissements.

Par ailleurs, le développement des activités gazières du Groupe est un enjeu important tant du point de vue de l'utilisation du gaz pour la production d'électricité que pour le développement des offres de vente de gaz (voir section 6.4.2 (« Activités gaz »)). Les perspectives en termes d'offre et de demande de gaz au niveau mondial évoluent (essor des gaz non conventionnels, notamment aux États-Unis, augmentation des besoins des pays émergents, etc.). Le contexte concurrentiel du secteur gazier évolue en France et en Europe, avec l'émergence de nouveaux acteurs, ou les rapprochements d'énergéticiens. La dépendance des pays européens vis-à-vis des importations de gaz naturel est d'ores et déjà importante et continue de s'accroître, principalement en raison de l'épuisement des ressources autochtones, avec des sources d'approvisionnement de plus en plus éloignées. Pour servir son ambition gazière, le Groupe doit non seulement avoir accès à des sources d'approvisionnement compétitives, mais aussi disposer d'un accès aux infrastructures logistiques (stockages, gazoducs, terminaux GNL) pour acheminer son gaz dans un périmètre proche de ses points de consommation, disposer de la flexibilité nécessaire et mettre en œuvre des synergies entre les différentes entités du Groupe, y compris les entités non contrôlées. Le Groupe ne peut pas garantir qu'il sera toujours en mesure, à des conditions financières compétitives, soit de disposer de sources d'approvisionnement en gaz (par ses contrats à long terme ou l'acquisition de champs gaziers par exemple), soit d'accéder à des infrastructures gazières, ni qu'il sera en mesure de dégager les synergies escomptées. L'ensemble de ces facteurs pourrait freiner le développement de la stratégie gazière du Groupe, ce qui aurait un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers et ses perspectives. Par ailleurs, en cas de durcissement du contexte géopolitique mondial, le Groupe ne peut pas garantir qu'il pourrait se désengager de projets dans lesquels il est engagé rapidement et/ou dans des conditions économiques acceptables (voir section 6.3.3.1.3 (« Russie »)).

Enfin, le Groupe entend également développer et consolider son offre de solutions intégrées de services, notamment les services d'éco-efficacité énergétique, dans une logique de Développement durable. Le marché des services énergétiques est un marché très compétitif, et celui de l'efficacité

énergétique possède un réel potentiel de développement (voir section 6.4.1.3 (« Services énergétiques »)). L'intégration de Dalkia dans le Groupe depuis le 25 juillet 2014 va permettre de renforcer ce pôle de compétences et de développement (voir section 6.4.1.3.1 (« Dalkia »)). Le Groupe ne peut cependant garantir que son offre de services se développera avec succès ni qu'il sera en mesure de mettre en œuvre sa politique de développement dans ce domaine, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur ses résultats financiers et ses perspectives.

Plus généralement, le Groupe pourrait être confronté à une évolution imprévue du contexte réglementaire, économique et concurrentiel rendant inadéquats les choix retenus et rencontrer des difficultés de mise en œuvre de sa stratégie ou modifier cette stratégie, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les activités du Groupe, ses résultats financiers et ses perspectives.

Les opérations d'acquisition et de cession du Groupe sont porteuses de risques et sont susceptibles de ne pas toujours atteindre les objectifs visés.

Dans le cadre de sa stratégie de développement, le Groupe a réalisé et pourra être amené à réaliser des opérations d'acquisition d'actifs ou de participations ou de création de sociétés communes (joint-ventures), et plus généralement toutes opérations de croissance externe (voir section 9.2.2.2 (« Participations et partenariats »)).

Les opérations de croissance externe impliquent notamment les risques suivants : (i) les hypothèses retenues par le Groupe pour la valorisation de l'acquisition peuvent ne pas se vérifier, en particulier concernant les prix de marché, les économies de coûts, les gains, les synergies et la rentabilité escomptées ; (ii) des difficultés relatives à la qualité et à la performance des actifs acquis ou à une sous-évaluation du passif des sociétés acquises peuvent survenir ; (iii) des difficultés liées à la mise en œuvre de l'intégration des activités ou sociétés acquises peuvent survenir ; (iv) le Groupe pourrait ne pas être en mesure de retenir certains salariés, clients ou fournisseurs clés des sociétés acquises ; (v) le Groupe pourrait être contraint de ou souhaiter mettre fin à des relations contractuelles préexistantes à des conditions financières coûteuses ou défavorables ; (vi) le Groupe pourrait accroître son endettement en vue de financer ces acquisitions, limitant ainsi sa flexibilité financière et les possibilités de contracter à l'avenir de nouveaux emprunts ; et (vii) le Groupe pourrait être contraint de prendre, vis-à-vis des autorités de contrôle des concentrations, des engagements dont la mise en œuvre se ferait à des conditions moins favorables que prévues pour le Groupe.

En conséquence, les bénéfices attendus des opérations de croissance externe pourraient ne pas se vérifier dans les délais et aux niveaux attendus, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe a également réalisé et pourra être amené à réaliser des opérations de cessions d'actifs ou de participations. Dans le cadre de ces opérations de cession, le Groupe peut accorder des garanties concernant les actifs cédés et, en conséquence, être amené à payer des indemnités ou ajustements de prix à l'acquéreur, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe pourrait aussi être amené à ne pas réaliser les opérations de croissance externe et les cessions qu'il envisage ou les réaliser à une valeur différente de la valeur souhaitée, du fait, notamment, de contraintes contractuelles, financières ou réglementaires ou encore d'interventions politiques. Cela pourrait avoir un impact négatif sur les résultats financiers, la situation financière et les perspectives du Groupe.

Le Groupe peut ne pas détenir la majorité de contrôle ou partager le contrôle au sein de certaines de ses filiales et participations.

Certaines activités du Groupe sont, ou pourraient être à l'avenir, exercées au sein d'entités dont le Groupe partage le contrôle, ou dans lesquelles il est actionnaire minoritaire. Dans ces situations, le Groupe pourrait se trouver confronté à des cas de blocage lorsque les partenaires sont en désaccord, ou des décisions contraires à ses intérêts pourraient être prises, ce qui pourrait limiter la capacité du Groupe à mettre en œuvre les stratégies définies et avoir un impact négatif sur ses activités, ses résultats financiers, sa situation financière et ses perspectives.

Les différentes réorganisations nécessitées par l'ouverture du marché pourraient avoir des conséquences opérationnelles et financières pour le groupe EDF.

L'organisation en place depuis l'ouverture du marché, qui se caractérise par la séparation des activités régulées et des activités en concurrence, peut encore se traduire par des difficultés pour le client susceptibles d'avoir un impact sur l'image du Groupe et notamment sur le fournisseur d'énergie.

Le Groupe est dépendant pour ses activités de Systèmes d'Information qui peuvent s'avérer défaillants ou faire l'objet d'attaques malveillantes.

Le Groupe exploite des Systèmes d'Information multiples et très complexes (serveurs, réseaux, applications, bases de données, etc.) qui sont indispensables à la conduite de son activité commerciale et industrielle, et qui doivent s'adapter à un contexte en forte évolution. Une défaillance de l'un de ces systèmes pourrait avoir des conséquences défavorables significatives pour le Groupe.

En particulier, si les Systèmes d'Information ou les accueils téléphoniques mis en place, à mettre en place, ou devant être adaptés à la suite de l'ouverture totale des marchés n'étaient pas suffisamment fiables ou performants, cela pourrait avoir des conséquences négatives significatives sur les activités du groupe EDF.

Le Groupe a mis en place des procédures de test de ces systèmes afin de garantir, lors des évolutions, autant que possible, un niveau de qualité de fonctionnement adapté aux besoins et défini des procédures de gestion d'incidents et de pilotage de crise pour être en mesure d'apporter des solutions en cas de défaillance ponctuelle. Ces procédures traitent également les cas éventuels d'attaques malveillantes.

Le Groupe a également mis en œuvre une politique de renforcement et d'amélioration de ses programmes de secours de ses Systèmes d'Information qui sont testés annuellement et des procédures de gestion de crise ont été définies qui sont régulièrement améliorées par les retours d'expérience des incidents. Le Groupe ne peut cependant garantir que ces programmes ne connaissent pas des difficultés techniques de déploiement ou des retards de mise en œuvre en situation réelle, ou qu'ils permettent de limiter, en cas de sinistre majeur, l'impact négatif sur l'activité, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

L'État français, en sa qualité d'actionnaire majoritaire, peut intervenir dans des décisions importantes pour le Groupe.

En application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État est l'actionnaire principal d'EDF et doit demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. En droit français, un actionnaire majoritaire contrôle la plupart des décisions sociales, et notamment les résolutions devant être adoptées en Assemblée générale (en particulier l'élection et la révocation des membres du Conseil d'administration, la distribution de dividendes et la modification des statuts). Par ailleurs, la limite légale de dilution de la participation de l'État pourrait limiter la capacité d'EDF à recourir aux marchés de capitaux ou à réaliser des opérations de croissance externe.

Une partie non négligeable des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et GDF Suez ; le Groupe dépend en conséquence en partie des mécanismes de gestion mis en place dans ces structures communes.

Une partie non négligeable des effectifs du Groupe appartient à des structures communes à EDF et GDF Suez (pour la quasi-totalité au service commun d'ERDF et de GrDF, les deux filiales de distribution des groupes EDF et GDF Suez). Certaines décisions prises dans le cadre de ces structures communes peuvent en conséquence avoir un impact sur EDF, en particulier sur ses coûts et sur les modalités de gestion de ses ressources. En outre, EDF et GDF Suez pourraient avoir des divergences de vues ou d'intérêts concernant ces structures communes, ce qui pourrait avoir un impact négatif sur le climat social, les résultats et la situation financière du Groupe (voir section 6.2.2.2.4 (« Le service commun à ERDF et GrDF »)).

Le Groupe exerce ses activités dans de nombreux pays et peut se trouver exposé à des périodes d'instabilité politique, économique ou sociale.

Certains investissements et engagements du Groupe sont exposés aux risques et incertitudes liés aux activités exercées dans des pays pouvant connaître, ou ayant connu, des périodes d'instabilité politique ou économique. Plusieurs pays dans lesquels le Groupe est présent ont une réglementation moins développée et moins protectrice, maintiennent ou pourraient mettre en place des contrôles ou restrictions sur le rapatriement des bénéfices et des capitaux investis, fixent ou pourraient fixer des taxes et redevances spécifiques affectant les activités énergétiques ou des règles contraignantes quant à l'activité des groupes internationaux. Dans ces pays, le secteur de l'électricité fait également l'objet d'une régulation parfois en forte évolution ou qui pourrait être influencée par des considérations politiques, sociales et autres, qui pourraient influencer sur les activités ou la situation financière des filiales du Groupe dans un sens contraire à ses intérêts. La survenance de l'un de ces événements pourrait avoir un impact négatif sur les activités, les résultats financiers et la situation financière du Groupe.

Enfin, le Groupe a développé ou construit un portefeuille d'*Independent Power Plants* (IPP) dans différentes régions du monde et notamment au Brésil, au Vietnam, au Laos et en Chine, dans lequel il assure un ou plusieurs rôles (ingénierie, maîtrise d'ouvrage, maîtrise d'œuvre, investisseur, exploitant). À ces différents titres, la responsabilité du Groupe peut se trouver engagée ou la performance financière du Groupe peut être affectée, notamment par une rentabilité économique des IPP inférieure à ses prévisions, par la remise en cause des contrats d'achats d'électricité à long terme ou des clauses de *pass-through* lorsqu'elles existent ou par une évolution notable des règles du marché de l'électricité du pays concerné.

Le Groupe doit adapter en continu ses compétences dans un contexte en forte évolution et poursuivre le renouvellement d'une partie importante de son personnel en assurant le transfert d'expérience et de compétences aux nouveaux arrivants.

Les enjeux liés à l'atteinte des objectifs stratégiques du Groupe, dans un contexte en forte évolution (notamment l'ouverture totale des marchés à la concurrence, le développement international de la production d'électricité nucléaire ou « charbon propre », le développement des énergies renouvelables, etc.), impliquent une adaptation et une anticipation continues de ses compétences, notamment fonctionnelles et géographiques.

En France, une part importante du personnel d'EDF atteint chaque année l'âge de la retraite, malgré l'impact de la réforme du régime spécial de retraites des Industries électriques et gazières sur l'âge moyen de départ à la retraite. Ainsi, sur le périmètre d'EDF, environ 20 % des effectifs pourraient partir à la retraite entre 2015-2020 (voir section 17.3.1 (« L'excellence professionnelle : emploi et développement des compétences »)). Même si cette situation constitue une opportunité d'adaptation des compétences du personnel d'EDF aux nouveaux enjeux du Groupe, le renouvellement de ces personnels nécessite d'anticiper le transfert des connaissances et de faire face à la concurrence pour recruter les personnes les plus compétentes.

Le groupe EDF considère le développement des compétences comme un enjeu majeur et met donc tout en œuvre pour être en mesure d'acquérir, conserver, redéployer ou renouveler les compétences dont il aura besoin en temps utile et à des conditions satisfaisantes. Toutefois, il ne peut garantir que les mesures prises seront toujours suffisantes, ce qui pourrait avoir un impact sur son activité et ses résultats financiers.

Le Groupe pourrait être obligé de faire face à des engagements importants en matière de retraites et autres avantages au personnel.

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement de prestations aux salariés du Groupe (voir note 31 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014). En France, à ces engagements au titre des retraites s'ajoutent d'autres engagements pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme au personnel en activité.

Afin de couvrir ces engagements, le Groupe a mis en place des fonds externalisés ou des fonds de pension, selon les cas, ces actifs ne permettant fin 2014 qu'une couverture partielle de ces engagements, qui, pour le Groupe, représentent toutefois des échéances relativement lissées dans le temps. Au 31 décembre 2014, la durée moyenne des engagements pour avantage du personnel s'établit à 18,1 ans en France et 19,9 ans au Royaume-Uni.

Les montants de ces engagements, les provisions constituées, les fonds externalisés ou les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds sont estimés sur la base de certaines hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, et des règles régissant respectivement les prestations versées par le régime de droit commun et les montants à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles pourraient faire l'objet, dans le futur, d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Par ailleurs, si la valeur des fonds externalisés ou des fonds de pension devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, notamment au Royaume-Uni ou en France, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers, ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière et ses résultats financiers.

Les conflits sociaux pourraient avoir un impact négatif sur l'activité du Groupe.

Le Groupe ne peut exclure des conflits sociaux et perturbations, comme des grèves, débrayages, actions de revendication ou autres troubles sociaux qui pourraient venir perturber son activité. Le Groupe n'a contracté aucune assurance pour les pertes résultant d'interruptions d'activité provoquées par les mouvements sociaux. En conséquence, sa situation financière et ses résultats d'exploitation pourraient être affectés de manière négative par des perturbations sociales.

Le Groupe met en œuvre des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et financière et renforcer sa flexibilité financière. Les objectifs fixés dans le cadre de ces programmes pourraient ne pas être atteints.

Le Groupe a mis, et est susceptible de mettre en œuvre, des programmes visant à améliorer sa performance opérationnelle et renforcer sa flexibilité financière. Le Groupe a ainsi initié fin 2012 un programme « Spark », en complément de « Synergies et transformation Groupe » et visant à optimiser les achats touchant aussi bien les dépenses d'exploitation que les investissements. L'objectif de l'année 2013 avait été dépassé pour atteindre 1,3 milliard d'euros d'économies en fin d'année. En 2014, l'effort a porté principalement sur les dépenses d'exploitation, dont la croissance organique

est restée inférieure à celle de 2013. Le Groupe ne peut cependant garantir que les programmes d'amélioration de la performance qu'il décide de mettre en œuvre auront les résultats escomptés ou que ces résultats seront obtenus selon le calendrier prévu.

Risques liés à l'évolution des normes IFRS applicables par le Groupe.

Les comptes consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont été établis selon les normes comptables internationales applicables publiées par l'IASB (*International Accounting Standards Board*) et telles qu'approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2014 (voir note 1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014).

Ce référentiel évolue, et de nouvelles normes ou interprétations sont en cours de préparation ou d'approbation par les organismes internationaux compétents. Le Groupe étudie l'impact potentiel de ces normes ou interprétations mais ne peut préjuger ni de leur évolution ni de leurs impacts éventuels sur ses états financiers consolidés.

4.1.5 Risques liés à la structure du capital d'EDF et à la cotation de ses actions

Volatilité significative du cours des actions.

Les marchés boursiers ont connu ces dernières années d'importantes fluctuations qui n'ont pas toujours été en rapport avec les résultats des sociétés dont les actions sont négociées. De telles fluctuations de marchés pourraient affecter de manière significative le cours des actions EDF.

Le cours des actions EDF pourrait également être affecté de manière significative par de nombreux facteurs affectant le groupe EDF, ses concurrents, les conditions économiques en général ou le secteur de l'énergie en particulier, résultant par exemple de décisions politiques en matière de politique énergétique.

Fluctuations du taux de change.

Les actions EDF sont admises aux négociations uniquement en euros, et tout paiement futur de dividendes sera réalisé en euros. La contre-valeur en devise du cours de l'action et de tout dividende versé à un actionnaire d'EDF pourrait être affectée de manière significative par une dépréciation de l'euro.

Risques liés aux cessions par l'État d'actions EDF.

Au 31 décembre 2014, l'État détenait 84,49 % du capital d'EDF. Si l'État décidait de réduire davantage sa participation dans le capital d'EDF, une telle cession par l'État, ou la perception qu'une telle cession est imminente, pourrait affecter d'une manière négative le cours des actions EDF.

4.2 Gestion et contrôle des risques au sein du groupe EDF

4.2.1 Cadre général de la gestion et du contrôle des risques du Groupe

Le groupe EDF met en œuvre depuis de nombreuses années une politique de gestion de ses risques sur les plans opérationnel, financier et organisationnel (voir le rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques, reproduit en annexe A du présent document de référence).

Les objectifs de la politique de gestion et de contrôle des risques mis en œuvre par la Direction du Contrôle des Risques Groupe (DCRG) sont de :

- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et opérationnelle du Groupe, et pour cela : identifier et hiérarchiser les risques dans tous les domaines, en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste, responsabiliser et mobiliser les entités du Groupe sur l'identification, l'évaluation et le traitement des risques afin que chaque *manager* ait conscience des risques inhérents à ses activités et mette en place les actions nécessaires pour maîtriser ces risques ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance du Groupe de disposer d'une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- répondre aux besoins croissants d'information des parties prenantes quant au management des risques de l'entreprise.

4.2.1.1 Principes de gestion et de contrôle des risques

D'une façon générale, la gestion des risques est pilotée par les entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité, sous la responsabilité de la Direction Générale du Groupe.

La politique de contrôle des risques du Groupe est mise en œuvre soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées (RTE et ERDF) ou co-contrôlées.

Cette politique s'appuie sur une filière de contrôle des risques mise en place en toute indépendance des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

Selon ces principes, EDF élabore annuellement la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour les entités dont elle assure le contrôle opérationnel ou les filiales co-contrôlées, sur la base des déclarations de ces dernières. La cartographie consolidée élaborée en fin d'année fait l'objet d'une validation par le Comité exécutif d'EDF et d'une présentation au Conseil d'administration d'EDF après examen en Comité d'Audit (voir section 16.3 (« Organes créés par la Direction Générale »)). Une mise à jour à mi-année permet d'intégrer les évolutions significatives.

La démarche de cartographie et de maîtrise des risques s'inscrit dans une complémentarité forte avec le contrôle interne du groupe, ainsi qu'avec l'audit interne, dont le programme est élaboré en s'appuyant sur les risques majeurs identifiés. Le processus global de cartographie des risques constitue aussi un support pour de nombreux autres processus mis en œuvre par le Groupe : la politique en matière d'assurances et sa mise en œuvre (voir section 4.2.3 (« Assurances »)), la politique de gestion de crise, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes décisionnels du Groupe (Comité exécutif, Comité des engagements du Comité exécutif, Comité Amont-Aval Trading, etc.). Le processus de contrôle des risques contribue notamment à la sécurisation du processus d'investissements et d'engagements à long terme en veillant au respect des principes

méthodologiques d'analyse des risques pour les dossiers présentés au Comité des engagements du Comité exécutif.

RTE

Concernant RTE, la gestion et le contrôle des risques sont organisés aux deux niveaux de *management* concernés :

- au niveau national, le Comité exécutif de RTE valide semestriellement la cartographie de ses risques majeurs, qui est ensuite présentée au Comité de Supervision Économique et d'Audit du Conseil de surveillance de RTE. Le Comité exécutif fait suivre par un responsable national chacun des risques identifiés. La Direction de l'Audit et des Risques de RTE réalise les audits nationaux commandités par le Président du Directoire, à qui il rapporte ses constats et ses recommandations ;
- au niveau des différents métiers de RTE, les Directeurs ont la responsabilité d'effectuer leur propre analyse des risques liés à leurs activités et d'en assurer la maîtrise par la mise en œuvre d'actions appropriées au sein des entités concernées. Ils en assurent la surveillance et le *reporting* au niveau national via un dispositif d'évaluation dont les résultats sont consolidés annuellement par la Direction de l'Audit et des Risques de RTE.

ERDF

ERDF identifie et gère ses risques suivant la méthodologie du Groupe. Le contrôle des risques est réalisé en application des principes de contrôle du Groupe et est assuré par une filière indépendante des entités opérationnelles d'ERDF, pour vérifier, avec une assurance raisonnable, la maîtrise des activités :

- une cartographie des risques majeurs au périmètre d'ERDF est mise à jour chaque semestre. Après validation par le Directoire d'ERDF, elle est présentée au Comité de Supervision Économique et d'Audit d'ERDF et au Conseil de surveillance. Pour chaque risque majeur identifié, un responsable, membre du Comité exécutif d'ERDF, est désigné, et un coordinateur national est chargé de mettre en œuvre les plans d'actions de couverture des risques associés. Un programme annuel d'audits nationaux commandités par le Comité exécutif d'ERDF construit à partir de l'analyse des risques et conduit par la Direction de l'Audit – Contrôle Interne – Risques d'ERDF complète le dispositif de contrôle ;
- chaque Direction opérationnelle en région et chaque Direction fonctionnelle métier a la responsabilité de sa propre analyse des risques liés à ses activités. Pour ce faire, elle conduit en amont une analyse de risques, selon la méthodologie transverse au sein d'ERDF. Les plans de contrôle interne font l'objet d'un *reporting* et d'une consolidation au niveau national.

L'état d'avancement du programme d'audit et l'efficacité des actions d'amélioration menées font également l'objet d'une validation par le Directoire et d'une présentation semestrielle en Comité de Supervision Économique et d'Audit, puis en Conseil de surveillance. Le bilan du contrôle interne est validé, puis présenté annuellement, respectivement dans les mêmes instances.

4.2.1.2 Gestion et contrôle des risques liés aux marchés énergies

Les facteurs de risque relatifs aux marchés de gros de l'énergie et de permis sont décrits à la section 4.1.2 (« Risques liés à l'activité du Groupe ») ci-avant.

4.2.1.2.1 Cadre de gestion des risques liés aux marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies, qui peuvent impacter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique « Risques marchés énergies » portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et est applicable à EDF et aux entités dont il assure le contrôle opérationnel (voir section 9.5.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)).

Concernant Dalkia, EDF Énergies Nouvelles et Edison, le déploiement des principes de la politique de risques relative aux marchés énergies est en cours. Ces entités sont gérées par un cadre de gestion des risques approuvé par le Comité exécutif d'EDF et par leurs Conseils d'administration respectifs.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion de risque est revu dans leurs instances de gouvernance.

La politique « Risques marchés énergies » du Groupe vise à :

- définir le cadre général dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités opérationnelles (production, optimisation et commercialisation d'énergies) ainsi que l'articulation avec EDF Trading ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe.

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies s'appuient sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs de production et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur leurs états financiers. Ils restent néanmoins exposés à un risque, non couvrable sur les marchés, compte tenu de différents facteurs tels que le manque de liquidité ou de profondeur des marchés, l'incertitude sur les volumes, susceptible d'impacter de manière significative les résultats du Groupe.

Dans le Groupe, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe. À ce titre, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict (voir section 6.5.7 (« Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie »)).

Les principes de gestion opérationnelle des risques marchés énergies font l'objet d'indicateurs de pilotage, de limites et de scénarios de sensibilité des positions, permettant d'assurer la maîtrise de ces risques (voir section 9.5.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies »)).

4.2.1.2.2 Organisation du contrôle

Le dispositif de contrôle des risques liés aux marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et fixant les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif de fixer annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans) ;
- un processus de contrôle, spécifique compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, reposant sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte, impliquant la Direction du Groupe en cas de dépassement de limites de risques.

Concernant les entités dont EDF n'a pas le contrôle, le processus de contrôle est revu dans le cadre des instances de gouvernance de ces entités.

L'exposition consolidée des risques liés aux marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comité exécutif de la Société. Les processus de contrôle sont régulièrement réévalués et audités.

4.2.1.3 Gestion et contrôle des risques liés aux marchés financiers

Les facteurs de risque relatifs aux marchés financiers sont décrits à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

4.2.1.3.1 Cadre de gestion des risques liés aux marchés financiers

EDF a mis en place un cadre de gestion financière (voir section 9.5.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers »)) qui définit la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe (risques de liquidité, de change et de taux d'intérêt), applicable à EDF et aux filiales contrôlées opérationnellement. Le Groupe est exposé au risque actions principalement au travers des actifs dédiés à la couverture des engagements nucléaires de long terme, pour laquelle un cadre de gestion spécifique s'applique, au travers des fonds externalisés au titre des avantages au personnel, et plus marginalement au travers de sa gestion de trésorerie par des titres de participations directes. Les principes énoncés font l'objet d'indicateurs de pilotage et de limites permettant d'assurer la maîtrise de ces risques, avec notamment un objectif de limitation de la volatilité des charges financières du Groupe.

Chaque évolution du cadre de gestion financière doit être soumise pour validation au Comité d'audit et au Conseil d'administration d'EDF.

4.2.1.3.2 Organisation du contrôle

Le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) de la Direction Contrôle des Risques Groupe est en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du cadre de gestion financière. Il assure le contrôle de la salle des marchés pour les activités « trésorerie », de la Division Gestion des Actifs Cotés (portefeuille financier) et de la Division EDF Invest (portefeuille non coté) pour les activités liées aux actifs dédiés. CRFI a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur EDF et les entités dont elle assure le contrôle opérationnel :

- concernant le contrôle des activités de « trésorerie » : un suivi quotidien des positions au travers d'indicateurs de risques est effectué par CRFI avec un point d'information hebdomadaire dans le cadre du Comité de Coordination Opérationnelle de la Direction Financements et Investissements de la Direction Financière (DFI). En cas de dépassements de limites, les actions correctrices sont décidées en commun accord entre CRFI et la salle des marchés, les arbitrages éventuels étant remontés au Comité Marchés de la Direction Financière, qui statue, le cas échéant, sur les modifications de limites spécifiques nécessaires ;
- concernant le contrôle de l'activité « actifs dédiés » : un suivi mensuel des positions des actifs cotés est effectué par CRFI et donne lieu à un *reporting* qui est communiqué mensuellement au Comité de Gestion Opérationnelle pour le suivi du portefeuille financier. Les risques supportés par le portefeuille y sont discutés et, le cas échéant, des actions de réduction du risque sont décidées dans le cadre de ce Comité. Avec la création à l'été 2013 de la Division EDF Invest, dédiée à l'investissement dans des actifs non cotés, un cadre de contrôle spécifique a été mis en place. Le Comité de suivi des actifs dédiés reste l'organe de pilotage et de suivi des risques liés à l'ensemble du portefeuille des actifs dédiés.

De plus, des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles. Le dispositif de contrôle interne recouvre deux niveaux de contrôle :

- le contrôle interne exercé à la maille de la DFI : l'animateur de contrôle interne, directement rattaché au Directeur Financements et Investissements, est en charge d'élaborer et de réaliser un plan de contrôle interne annuel ;
- le contrôle exercé par la Direction de l'Audit Groupe, qui programme annuellement des audits sur les activités liées aux marchés financiers et au contrôle des risques financiers.

Par ailleurs, EDF peut mandater, si nécessaire, des cabinets externes pour auditer les procédures de contrôle des risques financiers, en complément de la revue systématique effectuée par le collège des Commissaires aux comptes.

4.2.1.3.3 **Risque de liquidité**

La gestion de la liquidité a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant. Ces éléments sont exposés à la section 9.5.1.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité »).

EDF a mis en place un suivi régulier du risque de liquidité du Groupe, intégré au cycle de gestion, incluant des *stress tests*. Par ailleurs, le Comité de Coordination Opérationnelle effectue une revue hebdomadaire des besoins de liquidité.

Dans le contexte de crise financière, EDF a renforcé le suivi et le contrôle du risque de liquidité lié aux appels de marge sur les marchés financiers et énergies. Des indicateurs de risques spécifiques ont ainsi été mis en place depuis 2009 pour contrôler les besoins de liquidité liés aux appels de marges en place sur ces marchés. De plus, un Comité de pilotage assure le suivi des besoins de liquidité associés aux activités marchés énergies et décide, le cas échéant, des mesures correctives à mettre en œuvre.

4.2.1.3.4 **Risque de change**

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devise : chaque entité effectue le financement de ses activités, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement de l'actif au passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple entre rendement et risque. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- couverture des flux opérationnels en devise : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustibles, principalement libellés en dollars américains, et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison et EDF Énergies Nouvelles) mettent en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

Les éléments de mesure du risque de change sont exposés à la section 9.5.1.3 (« Gestion du risque de change »).

4.2.1.3.5 **Risque actions**

La gestion de ce risque est exposée aux sections 9.5.1.5 (« Gestion du risque actions ») et 9.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »).

4.2.1.3.6 **Risque de taux d'intérêt**

Afin de limiter son exposition au risque de taux d'intérêt, le Groupe, dans le cadre de sa politique générale, fixe des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou d'augmentation des charges financières.

Ces éléments sont exposés à la section 9.5.1.4 (« Gestion du risque de taux d'intérêt »).

4.2.1.4 **Gestion et contrôle du risque de contrepartie**

Les facteurs de risque relatifs au risque de contrepartie sont décrits à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

Le groupe EDF est exposé au risque de contrepartie, qui se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

En conséquence, une politique « Gestion du risque de contrepartie du Groupe », validée par le Conseil d'administration, est applicable à EDF et aux entités dont il assure le contrôle opérationnel. Cette politique prévoit l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie, les procédures et les circuits de remontée de l'information.

Trois grands principes sont au cœur du dispositif : (i) la réactivité de l'organisation, (ii) l'indépendance des fonctions de contrôle des risques par rapport aux activités qui génèrent les risques et (iii) la responsabilisation des entités sur leurs expositions. La politique fixe également une limite pour le Groupe qui s'applique à chaque contrepartie. En complément de cette limite par contrepartie au niveau du Groupe, il a été instauré depuis 2007 une limite supplémentaire par contrepartie, applicable au niveau de chaque entité d'EDF ou filiale du Groupe contrôlée de façon opérationnelle. Un suivi régulier de la consommation des limites par contrepartie est réalisé au niveau de l'entité, et l'exposition consolidée du Groupe au risque de contrepartie est actualisée trimestriellement pour l'ensemble des filiales contrôlées et mensuellement pour l'ensemble des entités ayant une activité sur les marchés énergies ou financiers. Le groupe assure aussi une veille active sur ses contreparties majeures (voir la section 9.5.1.7 (« Gestion du risque de contrepartie/crédit »)).

Par ailleurs, conformément à la pratique sur les marchés énergies et financiers, un mécanisme d'appels de marge a été mis en place par quelques entités du Groupe afin de réduire au minimum le risque de contrepartie.

Les filiales de RTE et ERDF qui interviennent aussi sur les marchés énergies au titre des achats de pertes appliquent également les principes de suivi régulier de leurs contreparties et d'attribution de limites pour chaque contrepartie en fonction de critères définis par leurs organes de gouvernance. Dans le cadre de ses achats de pertes, RTE assure également un suivi régulier de ses contreparties selon des critères qu'il a définis.

4.2.1.5 **Gestion du risque de fraude et de non-conformité commerciale**

Dans le cadre des priorités d'actions définies par le Groupe, des dispositifs de lutte contre la fraude et de conformité commerciale, incluant des politiques, des référentiels, des plans de formation et des contrôles spécifiques ont été déployés au sein du Groupe en vue de prévenir, détecter et traiter les conduites contraires à l'éthique dans la conduite des affaires, et les situations de non-conformité aux lois et règlements applicables partout où le Groupe conduit des activités.

Ces dispositifs intègrent notamment des guides de bonnes pratiques à l'attention de la ligne managériale en vue de prévenir et détecter les fraudes, un référentiel de traitement des « alertes fraude » au sein du Groupe et des exigences de contrôles ciblées sur les risques de fraude et de corruption sous toutes ses formes et de non-respect des sanctions internationales.

Voir aussi la section 17.2.3.1 (« Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes » – « La prévention de la fraude »).

4.2.2 Gestion des risques industriels et environnementaux

4.2.2.1 Gestion des risques liés à la sûreté nucléaire

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté nucléaire figurent à la section 4.1.3 (« Risques spécifiques liés aux activités nucléaires du Groupe ») ci-avant.

Comme tout exploitant, le Groupe assume la responsabilité de la sûreté nucléaire de ses ouvrages. La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation, jusqu'à la déconstruction.

Les moyens mis en œuvre dans le cadre du dispositif de sûreté nucléaire ont permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. L'ensemble de la démarche sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles permanents, internes et externes (voir ci-dessous et section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)), et la pertinence de l'organisation et des dispositifs en place est réexaminée de manière continue, en fonction notamment de l'évolution des connaissances et de l'expérience. Dans ce cadre, le Groupe a toujours participé activement à l'analyse du retour d'expérience des accidents survenus par le passé. Il a ainsi pu tirer tous les enseignements des accidents de Three Mile Island (1979) et de Tchernobyl (1986), qui ont amené de profondes améliorations matérielles et organisationnelles de la sûreté des installations nucléaires. Cette démarche de retour d'expérience est aujourd'hui poursuivie pour intégrer le retour d'expérience des événements survenus au Japon en mars 2011. EDF a ainsi rapidement proposé, en matière d'amélioration de la sûreté, des pistes de prise en compte des premiers enseignements tirés de cet accident, concernant (i) la réévaluation des situations de séisme et d'inondation, (ii) la prise en compte de perte simultanée des sources électriques et de la source froide et (iii) la prise en compte de situation de fusion du cœur.

En France

La réalisation du parc nucléaire a conduit à la mise en place d'une démarche de sûreté qui prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations, à des agressions internes ou externes ou à des catastrophes naturelles. Cette démarche s'appuie notamment sur l'application de règles d'exploitation strictes et sur des compétences intégrées au Groupe (ingénierie nucléaire, recherche et développement) permettant une anticipation de la résolution de défaillances, une évaluation continue des matériels, une réévaluation régulière des marges de sûreté, une veille technologique et la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes.

Le maintien et l'amélioration du niveau de sûreté reposent également sur le concept de défense en profondeur, qui prévoit le traitement systématique du risque de défaillances techniques, organisationnelles et humaines en interposant des lignes de défense successives et indépendantes au niveau des installations, du *process* et de l'organisation.

La qualité et la sûreté de l'exploitation du parc nucléaire français du Groupe font l'objet de multiples contrôles internes, assurés en particulier par l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, directement rattaché au Président-Directeur Général d'EDF, mais aussi externes, assurés notamment par l'ASN, qui est une autorité administrative indépendante. Les centrales nucléaires doivent se conformer à un référentiel dont les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en assure le contrôle. L'organisation de crise prévue en cas de situation accidentelle est régulièrement évaluée au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français ; dix environ sont d'une ampleur nationale. Le régime de responsabilité applicable aux exploitants européens et les assurances associées sont décrits à la

section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

À la suite de l'accident de Fukushima, EDF a remis en septembre 2011, comme demandé par l'ASN pour tous les exploitants d'installations nucléaires, les rapports concernant les évaluations complémentaires de sûreté (ECS) pour ses installations (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)). L'ASN a considéré dans son rapport sur les ECS remis début janvier 2012 au Premier Ministre que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant qui n'exige aucun arrêt immédiat de l'une d'entre elles, complété en juin 2012 par une première série de prescriptions techniques. EDF a élaboré, autour d'un « noyau dur », un plan d'actions, en cours de déploiement et qui se déroulera sur plusieurs années, qui traitera les études complémentaires et les modifications décidées.

Par ailleurs, dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima, EDF a décidé d'enrichir son organisation de gestion de situation accidentelle par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, dénommé la « Force d'Action Rapide Nucléaire » (FARN), permet, depuis fin 2012, d'intervenir sur une tranche de n'importe quel site en difficulté, et sera pleinement gréé d'ici fin 2015. Il vient en renforcement de l'organisation de crise déjà existante (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

Au Royaume-Uni

La sûreté et la fiabilité des centrales nucléaires d'EDF Energy reposent sur une démarche qui intègre dès leur conception, à travers les caractéristiques techniques des installations et les systèmes de sauvegarde, la notion de défense en profondeur.

Le maintien et l'amélioration de la sûreté des installations en cours d'exploitation sont assurés par la mise en place d'actions fondées sur une évaluation régulière des risques susceptibles d'affecter les centrales, notamment les événements extrêmes. Le principal objectif poursuivi est d'empêcher la survenue de tout événement susceptible d'entraîner l'émission de radiations potentiellement dangereuses pour le public, le personnel d'EDF Energy ou l'environnement.

La sûreté fait également partie intégrante des conditions d'exploitation imposées par les licences des sites, délivrées conformément au *Nuclear Installations Act* et mises en œuvre sous l'égide de l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR) et de l'*Agency of the Health and Safety Executive* (HSE). Un inspecteur de l'ONR est affecté à chaque centrale, afin de contrôler le respect des conditions fixées par la licence du site, et a le pouvoir de décider sa mise à l'arrêt, le cas échéant. La démarche sûreté des centrales s'appuie ainsi sur des normes et des procédures d'exploitation strictes, sur des compétences professionnelles ainsi que sur un processus d'organisation et de planification des tâches qui permettent de répondre à un niveau d'exigence élevé, et de garantir pour chaque activité la conformité aux normes d'assurance qualité en vigueur.

Au titre du *Nuclear Installations Act*, des *Ionising Radiation Regulations* de 1999 et de la *Radiation Emergency Preparedness and Public Information Regulation* (REPPPIR), il est nécessaire de garantir la sécurité du fonctionnement des centrales à travers la prévention des accidents et la maîtrise des situations de crise, tout en répondant au besoin de protection du personnel sur site et du public. Il est donc indispensable, conformément aux exigences des licences, de pouvoir démontrer aux organismes tiers et au public que l'organisation prévue pour faire face à toute situation de crise a été rigoureusement anticipée, notamment par la formation du personnel et la répétition régulière des exercices de crise. Les autorités locales et les autres parties prenantes externes doivent être consultées dès lors que ces mesures les concernent.

À la suite des événements de Fukushima au Japon, le Secrétaire d'État britannique a demandé à l'autorité de sûreté nucléaire d'établir un rapport sur les impacts pour le Royaume-Uni. L'inspecteur en chef responsable de la sûreté nucléaire, le D^r Weightman, a présenté son rapport final en octobre 2011. Ce rapport confirme qu'il n'y a aucune raison de changer les stratégies actuelles d'implantation des nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni. Le régulateur s'est déclaré satisfait des réponses et des plans lancés par le gouvernement britannique et l'industrie nucléaire en réponse à ce rapport.

Les réponses d'EDF à l'ONR dans le cadre de l'élaboration du rapport Weightman ont été intégrées dans une évaluation complète de la sûreté coordonnée par une équipe de professionnels expérimentés du secteur nucléaire et vérifiée par des experts indépendants. Cette évaluation a confirmé le bon niveau de sûreté de la conception du parc nucléaire d'EDF Energy et la robustesse des centrales ainsi que leur capacité à fonctionner de manière sûre, même dans les scénarios les plus extrêmes, y compris dans des conditions dont la probabilité de survenance est extrêmement faible au Royaume-Uni. Néanmoins, EDF Energy a identifié des voies nouvelles permettant d'améliorer encore le niveau de sûreté actuel, déjà très élevé, qui impliquent des investissements dans des équipements de secours supplémentaires liés à l'alimentation électrique du système de refroidissement, aux équipements de refroidissement de la piscine du combustible, aux commandes d'urgence et équipements de contrôle et afin d'augmenter le nombre d'entraînements sur la gestion d'accidents pour le personnel technique clé (voir section 6.3.1.4.2 (« Division Production » – « Production Nucléaire » – « Sûreté »)).

4.2.2.2 Gestion des risques liés à la sûreté hydraulique

Les facteurs de risques relatifs à la sûreté hydraulique figurent à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

En vertu de contrats de concession ou d'autorisations administratives, le Groupe exploite des ouvrages hydroélectriques. En tant qu'exploitant, il est responsable de leur niveau de sûreté.

Les trois activités stratégiques en matière de gestion de la sûreté hydraulique sont la surveillance des barrages et des ouvrages associés, la gestion des ouvrages en période de crue, et la maîtrise des variations de débit (voir section 6.2.1.1.4.2 (« La sûreté hydraulique »)). Pour améliorer encore la gestion de ces risques, EDF a lancé en 1995, sur ses ouvrages en France et dans les DOM, une démarche de mise sous assurance qualité de ces trois activités qui a abouti fin 2003 à leur certification ISO 9001 dans chacun des groupes d'exploitation hydraulique. Ces certifications constituent la base d'une démarche de progrès continu dans la maîtrise de la sûreté hydraulique. Elles ont depuis lors été renouvelées par les organismes de certification.

Par ailleurs, la détection, l'analyse des incidents éventuels, la mise en œuvre des actions correctives et préventives, le retour d'expérience et le partage d'expérience constituent la base du processus d'amélioration du niveau de sûreté des installations. Dans la continuité de la démarche initiée en 2005 pour l'identification des risques de défaillances par famille de matériel et dans un contexte marqué par quelques avaries ayant entraîné l'indisponibilité d'installations sur du moyen terme (barrage de Tuilières en Dordogne, etc.), EDF a décidé en 2006 d'engager un programme de mise à niveau technique et de maintenance renforcée des ouvrages afin de rénover certaines installations, de maintenir, dans la durée, un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver à terme les performances techniques de son parc. Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique, baptisé « Sûreté et performance de l'hydraulique » (SuPerHydro), comporte un budget dédié à la sûreté de l'ordre de 800 millions d'euros sur la période 2007-2016 (voir section 6.2.1.1.4.3 (« La performance du parc de production hydraulique »)).

Les actions de sensibilisation et d'information auprès du public sur les dangers présentés par les aménagements hydroélectriques, engagées depuis une dizaine d'années, sont renouvelées chaque année. La rupture d'un barrage de retenue ou d'un ouvrage associé pourrait avoir des conséquences graves sur les personnes et les biens situés en aval. La prévention du risque majeur que représente la rupture d'un barrage par la surveillance et la maintenance des ouvrages est assurée sous le contrôle des DREAL (Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement). Les 68 plus grands barrages font l'objet d'un plan particulier d'intervention mis en œuvre sous l'autorité du préfet, dans le cadre de la loi sur les risques majeurs.

À ce titre, EDF a souscrit un programme d'assurance responsabilité civile générale (voir section 4.2.3.3 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

4.2.2.3 Gestion des risques liés aux installations de transport et de distribution du Groupe

Les facteurs de risques relatifs aux installations de transport et de distribution du Groupe figurent à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

En ce qui concerne les ouvrages de transport et de distribution, les investissements réalisés prennent en compte la sécurité des biens et des personnes.

Par ailleurs, en France :

- vis-à-vis des tiers, la campagne d'information « Sous les lignes, prudence, restons à distance » compte de nouveaux partenariats, avec la Caisse centrale de la mutualité sociale agricole (CCMSA) et la Fédération des aérostiers notamment. Des actions de communication ont été réalisées avec des associations et syndicats (pêcheurs, entreprises du BTP, caisses de la MSA, etc.) pour rappeler les dangers induits par la manipulation d'outils à proximité de lignes aériennes sous tension ainsi que des actions de formation pour réduire les dommages aux ouvrages et destinées aux professionnels du BTP ;
- vis-à-vis des exploitants des réseaux et de leurs prestataires, les interventions sont réalisées par du personnel habilité dans le cadre de la norme UTE C 18-510. Ce personnel est formé à la maîtrise du risque électrique, astreint à des contrôles périodiques des connaissances et au contrôle de la hiérarchie, notamment lors des visites de chantier. Les personnels habilités aux travaux sous tension doivent en outre réaliser un volume minimum d'interventions sous tension, variable selon le type de travaux sous tension, pour conserver leurs compétences.

4.2.2.4 Gestion des risques liés aux accidents industriels ou aux impacts environnementaux et sanitaires des activités du Groupe

Les activités du Groupe pourraient, en l'absence d'une gestion adéquate, être à l'origine d'accidents industriels ou avoir d'importants impacts environnementaux et sanitaires, en particulier pour les installations de production, de transport ou de stockage d'électricité, de gaz ou de pétrole.

Ces risques d'atteinte au milieu naturel ou à la santé des riverains, du personnel du Groupe et de ses sous-traitants sont encadrés par des règles de plus en plus contraignantes en matière environnementale et en matière de santé publique. Les facteurs de risques correspondants figurent à la section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe ») ci-avant.

La politique environnementale du Groupe intègre notamment l'évolution des grands dossiers environnementaux tels que la lutte contre le changement climatique, les atteintes à la biodiversité, etc.

La mise en œuvre opérationnelle de cette politique s'appuie sur le déploiement d'un système de *management* environnemental (SME) au sein de l'ensemble des entités du Groupe ayant une influence directe ou indirecte sur les impacts environnementaux. La mise en place de ce SME permet de garantir un meilleur contrôle de la connaissance et de l'application de la réglementation et d'anticiper les évolutions réglementaires. Ce système est certifié ISO 14001 depuis avril 2002 (voir section 17.2.2.1.1 (« Système de *management* environnemental (SME) »)). En ce qui concerne les accidents industriels, la norme ISO 14001 implique la mise en œuvre d'un ensemble contrôlé d'actions planifiées et systématiques, en particulier pour ce qui concerne la prévention des risques majeurs, les tests de situations d'urgence et la gestion de la sécurité. À ce titre, le Groupe a souscrit un programme d'assurance responsabilité générale (voir section 4.2.3.3 (« Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire) »)).

Chaque année, des audits de suivi sont réalisés par un organisme accrédité externe au groupe EDF sur les entités formant le périmètre de certification. En juin 2013, un nouveau certificat ISO 14001 pour le Groupe, intégrant de nouvelles entités du Groupe (voir section 17.2.2.1.1 (« Système de *management* environnemental (SME) »)).

4.2.3 Assurances

Pour assurer la protection du patrimoine et limiter les conséquences de certains événements sur sa situation financière, le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes, étant précisé que les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

4.2.3.1 Organisation et Politique Assurances

La Division Assurances Groupe est responsable de la production de la Politique Assurances du groupe EDF et de l'organisation de sa mise en œuvre dans l'ensemble du Groupe, afin d'optimiser continuellement le coût global de ses risques assurables¹.

Ses missions sont :

- d'analyser en continu la couverture des risques du groupe EDF en liaison avec la Direction du Contrôle des Risques Groupe : approche par métiers, par entités, par projets ;
- d'établir les règles qui permettent, sur l'ensemble du périmètre du Groupe, de couvrir tous les risques qui doivent et peuvent l'être, ainsi que d'en optimiser le coût global et d'en maîtriser la volatilité ;
- de veiller à la promotion et à la mise en œuvre de ces règles sur l'ensemble des entités du Groupe, par les moyens appropriés, et dans le respect des règles de gouvernance ; et
- de développer et piloter les outils nécessaires pour accomplir les missions ci-dessus, y compris les filiales dont la Division Assurances est la Direction de rattachement : EDF Assurances et les sociétés captives d'assurance du Groupe (voir section 4.2.3.2 (« Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance »)).

Les responsables assurances des entités et des filiales contrôlées adhérant aux programmes Groupe veillent à :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- revoir les stratégies de couverture et les montants déclarés (quantification des risques) ;
- analyser la sinistralité et la gestion des sinistres.

Ce travail, mené en étroite collaboration avec la Division Assurances Groupe, permet d'améliorer en continu la qualité des informations sur les risques assurables au rythme des renouvellements des programmes (expertise des valeurs assurées de nombreux sites) et des visites de prévention (évaluation des sinistres maxima possibles – SMP). Dans le cadre des actions de prévention, la Division Assurances définit les programmes des visites de sites et suit leur réalisation.

La Politique Assurances du Groupe a été validée par le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe en octobre 2012. Sa mise en œuvre est présentée annuellement au Comité d'audit d'EDF.

La finalité

La Politique Assurances précise les risques que le Groupe décide de transférer au marché et les principes généraux d'optimisation de ces transferts : massification des achats grâce à la mise en place de programmes d'assurances Groupe (communs pour EDF et les filiales concernées), partage entre marchés traditionnels et autres types de couvertures (mutuelles spécialisées, transfert aux marchés financiers, etc.), franchises individuelles et Groupe (généralement, seuls les risques de grande ampleur sont transférés), optimisation des dépenses d'intermédiation.

Les modalités d'application

Un Comité d'Orientations Stratégiques Assurance (COSA) a été créé en 2011. Il constitue le lieu de débat et d'orientation en matière de couverture des grands risques. Il nourrit la réflexion entre les métiers et la Direction Financière sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la Politique Assurances Groupe.

L'échange d'informations entre la Direction du Contrôle des Risques Groupe (voir section 4.2.1.1 (« Principes de gestion et de contrôle des risques »)) et la Division Assurances Groupe a été systématisé de manière à ce que les deux directions puissent bénéficier d'une vision consolidée et aussi exhaustive que possible des risques du Groupe. À partir de cette vision partagée, EDF est en mesure de rechercher une couverture adaptée des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par le Groupe en la matière.

EDF a mis en place ses programmes d'assurances Groupe en les étendant largement aux filiales contrôlées, afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion et, d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants.

Le Code de l'énergie amène progressivement RTE à transférer sur le marché des assurances les garanties des programmes d'assurance du groupe EDF. En 2013, RTE a transféré des contrats de protection sociale complémentaire. RTE prévoit de sortir complètement des programmes d'assurance du groupe EDF au 31 mars 2015.

Les contrats d'assurance, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et des sous-limites

4.2.3.2 Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance

Comme l'ensemble des grands groupes français et étrangers, EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures données par les marchés traditionnels de l'assurance.

Les captives d'EDF sont les suivantes :

- Wagram Insurance Company Ltd., société d'assurance créée en 2003 à Dublin, qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Re, société de réassurance créée en 2003 au Luxembourg pour réassurer le risque de responsabilité civile nucléaire d'EDF ;
- Scintilla Re, société de réassurance créée en 2013 au Luxembourg, en vue de la mutualisation des couvertures responsabilité civile nucléaire avec EDF Energy lors de la mise en place de la convention de Paris révisée.

EDF participe, en tant que membre, à la mutuelle *Oil Insurance Limited* (OIL) pour faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées). OIL est une mutuelle d'assurance dédiée aux besoins des entreprises du secteur de l'énergie, qui offre à ses membres une couverture des dommages matériels. Le périmètre couvert comprend notamment les centrales nucléaires (partie conventionnelle), les centrales thermiques à flamme, les ouvrages hydrauliques, les postes de transformation des réseaux, ainsi que les actifs d'exploration et production.

Les programmes d'assurances dommages du Groupe combinent cette couverture apportée par OIL et des couvertures apportées par des assureurs du marché.

EDF participe également à ELINI (*European Liability Insurance for the Nuclear Industry*), EMANI (*European Mutual Association for Nuclear Insurance*), NIRA (*Nuclear Industry Reinsurance Association*) et Blue Re, mutuelles d'exploitants nucléaires européens qui gèrent des couvertures dans ce domaine.

Les captives et les mutuelles permettent à EDF de diminuer le coût de ses programmes d'assurance et le montant des primes payées au marché de l'assurance.

1. Risques transférables aux marchés de l'assurance et aux marchés alternatifs.

4.2.3.3 Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile générale couvrant EDF, ERDF et leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile, hors dommages nucléaires, pouvant leur incomber dans le cadre de leurs activités à raison de dommages causés aux tiers. Sont notamment garantis les risques de responsabilité civile liés à l'exploitation des ouvrages (barrages hydroélectriques, centrales thermiques à flamme, postes de transformation et autres ouvrages de réseaux), les risques liés au développement des activités du Groupe dans les énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, etc.), ainsi que les risques liés aux atteintes à l'environnement (rejet de substance solide, liquide ou gazeuse).

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 milliard d'euros. Pour ce programme, la part de risque conservée par le Groupe (« rétention »), y compris la participation de Wagram Insurance Company Ltd., n'excède pas 5 millions d'euros par incident, les filiales disposant généralement de franchises réduites plus adaptées à leurs capacités financières.

4.2.3.4 Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux

EDF a conclu un programme d'assurance responsabilité civile des mandataires sociaux couvrant les dirigeants et mandataires sociaux d'EDF, de RTE, d'ERDF et de leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions de dirigeants.

4.2.3.5 Assurance dommages (hors biens nucléaires)

4.2.3.5.1 Programme dommages conventionnels

Le périmètre du programme dommages conventionnels comprend EDF, ERDF, EDF Energy, Edison, Dalkia ainsi que de nombreuses autres filiales.

Wagram Insurance Company Ltd., captive d'assurance du Groupe, ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures OIL, des extensions de couverture de dommages aux biens et de perte d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 milliard d'euros.

Pour ce programme dommages conventionnels, la rétention du Groupe sur un sinistre, comprenant la franchise (variable selon les filiales) et la part de risque conservée par Wagram Insurance Company Ltd., n'excède pas 25 millions d'euros.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF qui ne dispose pas de cette garantie. Les actions et mesures mises en œuvre pour prévenir les risques industriels et environnementaux et en limiter les effets sont décrites à la section 4.2.2 (« Gestion des risques industriels et environnementaux »).

RTE a souscrit un programme dommages conventionnels spécifique pour ses propres biens.

4.2.3.5.2 Couverture des risques « construction »

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier et tous risques montage). Ces polices ne font pas partie d'un programme Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR Flamanville, la construction de centrales à cycles combinés, de barrages, de turbine à combustion, etc.

Ces couvertures font l'objet de suivis spécifiques et sont renégociées en cas d'aléas sur les chantiers.

4.2.3.5.3 Couverture tempêtes

ERDF a conclu avec Natixis, le 11 août 2011, un contrat d'une durée de cinq ans dont l'objet est de couvrir le réseau aérien de distribution d'ERDF contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur. Avec une capacité de couverture de 150 millions d'euros, cette opération de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation paramétrique reposant sur un indice fonction de la vitesse du vent.

Cette couverture a été renforcée par un contrat signé le 16 décembre 2011 avec Swiss Re, portant la capacité totale de couverture à 230 millions d'euros.

4.2.3.6 Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

4.2.3.6.1 Responsabilité civile d'exploitant nucléaire

Situation actuelle

Les polices d'assurance souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française n° 68-943 du 30 octobre 1968, modifiée par la loi n° 90-488 du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations, en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires, résultant de la convention de Paris (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). Cette réglementation a été codifiée dans le Code de l'environnement. Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurance auprès d'Allianz et d'*European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (ELINI), correspondant aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation sur une installation nucléaire.

Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire. Conformément à la réglementation, ces contrats ne prévoient aucune franchise. La société Océane Re, captive de réassurance du Groupe, participe à ce risque via les contrats de réassurance qu'elle émet au profit d'Allianz et d'ELINI.

EDF Energy exploite des centrales nucléaires au Royaume-Uni. Dans ce pays, le régime de la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est comparable au régime français, et EDF Energy est assurée à hauteur de 140 millions de livres sterling, montant qui constitue la limite actuelle de la responsabilité civile des exploitants nucléaires au Royaume-Uni. Depuis le 1^{er} janvier 2014, cette assurance est fournie par ELINI et Wagram Insurance Company Ltd. La société Océane Re participe à ce risque en vertu du contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company Ltd.

Aux États-Unis, le régime de responsabilité civile nucléaire résulte du « Price Anderson Act » instauré en 1957, élargi en 1988 et reconduit jusqu'en 2025 par l'« Energy Policy Act » du 8 août 2005. Le mécanisme de couverture est entièrement géré par le pool d'assureurs américains (ANI, American Nuclear Insurers) et est obligatoire pour tous les exploitants.

Perspectives d'évolution

Des protocoles portant modification de la convention de Paris et de la convention de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004.

En France, la loi TSN du 13 juin 2006, relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire, prévoit la transposition de ces protocoles en droit français et sera applicable, telle que codifiée dans le Code de l'environnement, à la date d'entrée en vigueur de ces derniers (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). EDF sera alors tenu d'ajuster ses couvertures d'assurance dans un délai de six mois de façon à respecter le nouveau plafond de la garantie d'indemnisation de 700 millions d'euros et un champ d'application des dommages indemnisables plus large en ce qui concerne la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire.

Au Royaume-Uni, le projet de texte de transposition des protocoles en droit anglais prévoit que les obligations des opérateurs britanniques seront portées à 700 millions d'euros et augmenteront progressivement sur une période de cinq années jusqu'à un total de 1,2 milliard d'euros.

Le Groupe étudie depuis plusieurs années les solutions de couverture possibles (*pools* nucléaires, mutuelles, etc.), de façon à être prêt à les mettre en œuvre le moment venu. En conséquence, EDF et EDF Energy font partie des membres fondateurs de Blue Re, mutuelle européenne de réassurances, spécialisée dans la couverture de ces risques, créée le 17 juin 2011, voir section 4.2.3.2 (« Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance »).

Le projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte en cours d'examen par le Parlement vise à augmenter les plafonds d'indemnisation en cas d'accident (à 700 millions d'euros pour les installations, 70 millions d'euros pour les installations à risque réduit et 80 millions d'euros pour le transport) avec un périmètre de dommages indemnisables inchangé, applicables dans un délai de six mois à compter de sa promulgation, prévue au deuxième trimestre 2015. Cette augmentation pourrait donc être applicable dès le 1^{er} janvier 2016 (voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national » – « Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte »)).

Pour plus d'informations sur la réglementation en matière de responsabilité civile d'exploitant nucléaire, voir la section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »).

4.2.3.6.2 Responsabilité civile transport nucléaire

La responsabilité civile en matière de transports de substances nucléaires, conformément à la convention de Paris, porte sur l'exploitant « expéditeur » et est actuellement limitée à 22,9 millions d'euros. Ce montant sera porté à 80 millions d'euros avec un périmètre de dommages inchangé dans un délai de six mois à compter de la promulgation du projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte (pour plus de détails voir la section 4.2.3.6.1 (« Responsabilité civile d'exploitant nucléaire ») et la section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)), puis avec un périmètre de dommages indemnisables plus large lors de la mise en application de la convention de Paris révisée.

Dans l'attente de cette transposition, le renouvellement pour 2014 s'est donc fait sur les bases en vigueur en 2013.

4.2.3.6.3 Assurances dommages aux installations nucléaires

En complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris à la suite d'un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et d'EDF Energy au Royaume-Uni ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance commun faisant principalement appel au *pool* anglais NRI, à des assureurs réassurés pour certains auprès du *pool* atomique français (Assuratome) et à EMANI (voir section 4.2.3.2 (« Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance ») et section 4.2.3.7 (« Primes »)), pour une capacité totale de 1 750 millions d'euros au-delà d'un montant de 320 millions de dollars américains. Le programme Groupe couvrant les centrales françaises et britanniques a été renouvelé au 1^{er} avril 2012 pour une durée de deux ans, puis prolongé d'un an jusqu'au 30 mars 2015.

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux États-Unis, EDF Inc. est devenu membre de NEIL (*Nuclear Electric Insurance Limited*).

4.2.3.7 Primes

Le montant total des primes des assurances des programmes Groupe, tous types de couvertures confondus, s'élève à 146 millions d'euros en 2014 contre 125 millions d'euros en 2013, hors assurances de personnes, dont 62 millions d'euros pris en charge par EDF et 18 millions d'euros au titre des couvertures réseaux aériens d'ERDF. EDF considère que les polices souscrites dans le cadre de la Politique Assurances Groupe sont en adéquation avec les capacités d'offre actuelle du marché de l'assurance pour des acteurs de taille et d'activité similaires dans le monde, notamment en ce qui concerne les plafonds et les franchises de garantie. La nature, les montants assurés et les prix des couvertures d'assurances mises en place sont susceptibles d'être modifiés à tout moment en fonction des conditions de marché, du rythme de déploiement des programmes d'assurance et de l'appréciation du Conseil d'administration d'EDF sur les risques et sur l'adéquation de leurs couvertures.

4.2.4 Gestion des crises

Le groupe EDF dispose d'une politique de gestion des crises dont la mise en œuvre vise à lui permettre de gérer les situations dans lesquelles son patrimoine, ses personnels, ses activités ou son image sont menacés par un événement, prévu ou imprévu.

Dans ce cadre, le groupe EDF veille à disposer en permanence des moyens de répondre à la survenance d'une crise. Un dispositif d'alerte est mis en place pour informer immédiatement la Direction Générale de la Société de tout événement pouvant potentiellement justifier la décision d'un passage en situation de crise Groupe.

La mise en œuvre de l'organisation de crise s'appuie sur des plans de crise élaborés sous la responsabilité des Directions ou des entités concernées, et spécifiques par type de crise (situation de déséquilibre entre production et consommation, incident sur les Systèmes d'Information, malveillance, crise sanitaire, incident technique sur une installation de production, crises sociales, etc.), dans le cadre de cohérence fixé par l'organisation de crise du Groupe.

Dans chaque entité, des actions de formation à la gestion de crise sont mises en place, et les organisations sont testées dans le cadre d'exercices de crise. Un programme d'exercices de crise au niveau du Groupe est réalisé chaque année (deux à trois exercices de crise en moyenne par an impliquant la cellule de crise du Groupe), en complément des exercices de crise organisés par les Directions ou entités (à titre d'exemple, 15 exercices par an par site nucléaire).

Par ailleurs, à la suite de l'accident de Fukushima, EDF a décidé de compléter ses équipes de crise nationales d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), capable de projeter rapidement, sur un centre nucléaire de production d'électricité en difficulté, des équipes de compétences « conduite – maintenance » et « logistique » (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)).

4.2.5 Éthique et vigilance

La présence du Groupe dans de nombreux pays appelle une attention particulière quant au respect des valeurs et des principes liés aux droits humains et sociaux résultant des lois et des traités internationaux. En outre, EDF a la conviction que l'amélioration de ses performances économiques est indissociable de sa performance non seulement environnementale, mais aussi sociétale et éthique, et suit donc avec attention la prise en compte des questions éthiques et sociétales dans la conduite de ses activités.

Voir la section 17.2.3.1 (« Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes »).

4.3 Facteurs de dépendance

Le groupe EDF estime ne pas être en situation de dépendance vis-à-vis d'un client particulier.

Pour ce qui concerne les fournisseurs, EDF et ERDF s'adressent à 26 349 fournisseurs en 2014 (contre 24 620 en 2013 et 24 720 en 2012). Les cinq premiers fournisseurs d'EDF et d'ERDF représentent 15 % (12,6 % en 2013 et 14 % en 2012) du montant commandé total d'EDF (hors achat de combustibles) et d'ERDF, et les dix premiers représentent 20,8 % (17,5 % en 2013 et 18,9 % en 2012).

Certains fournisseurs et sous-traitants de produits ou prestations achetés par le Groupe dans le cadre de son activité ne sont pas substituables.

La question de la dépendance d'EDF vis-à-vis de ses fournisseurs se présente essentiellement dans le domaine du nucléaire et, dans une moindre mesure, dans les domaines de l'informatique et des télécommunications.

Le groupe EDF a développé une compétence d'architecte-ensemblier de son parc de production et d'intégrateur du cycle du combustible nucléaire, compétence qui lui apporte une expertise technique indépendante de celle de ses fournisseurs.

Enfin, le groupe EDF a des relations commerciales très importantes avec le groupe AREVA, qui intervient lors de chacune des étapes du cycle du combustible nucléaire. Le groupe AREVA intervient également dans le domaine de la construction, de l'équipement et de la maintenance du parc de production nucléaire. En France, le groupe AREVA est le premier fournisseur d'EDF dans le domaine nucléaire et EDF est le premier client du groupe AREVA. À cet égard, EDF estime être en situation d'interdépendance vis-à-vis du groupe AREVA.

Domaine du cycle du combustible nucléaire

Les relations entre le groupe EDF et le groupe AREVA relatives au cycle du combustible sont régies par des contrats pluriannuels.

Pour l'amont du cycle du combustible nucléaire (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'amont »)), EDF s'appuie pour une part importante sur le groupe AREVA, qui représentait en 2014 de l'ordre de 50 % des achats d'EDF (44 % en 2013) :

- pour ses besoins en uranium naturel, EDF poursuit une politique de diversification en termes d'origines et de fournisseurs de ses sources d'approvisionnement ; le groupe AREVA reste un fournisseur important d'EDF dans ce domaine ;
- en matière de conversion, une part importante des besoins d'EDF est assurée par l'usine Comurhex du groupe AREVA, en concurrence avec d'autres fournisseurs mondiaux ;
- dans le domaine de l'enrichissement, EDF a également diversifié ses approvisionnements entre les grands fournisseurs mondiaux. Après une interruption liée à l'arrêt définitif de l'usine d'Eurodif, les prestations d'AREVA pour le groupe EDF ont repris en 2013 et la nouvelle usine d'AREVA, Georges-Besse II, assure désormais une part significative de ces services (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)) ;

- pour la fabrication des assemblages de combustible, EDF fait appel à deux fournisseurs : les groupes AREVA et Westinghouse.

Pour l'aval du cycle du combustible nucléaire (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'aval du cycle en France »)), l'intégralité des opérations en France est confiée au groupe AREVA.

La gestion du combustible usé (évacuation, entreposage et traitement) est assurée dans l'usine du groupe AREVA de La Hague. Ces opérations, ainsi que le recyclage des produits issus du traitement, sont formalisées pour la période 2008-2040 dans l'accord-cadre EDF-AREVA du 19 décembre 2008. EDF et AREVA ont convenu à mi-2014 des termes de référence couvrant la période 2013-2020. La finalisation du contrat correspondant devrait intervenir au cours du premier semestre 2015.

Le recyclage, qui couvre la fabrication du combustible MOX, est pour sa part assuré dans l'usine de MELOX.

Domaine du développement et de la maintenance des centrales

Le groupe AREVA est le principal fournisseur du groupe EDF en ce qui concerne la construction et la maintenance des centrales. En particulier, le groupe AREVA fournit les chaudières nucléaires, leurs pièces de rechange et les études de sûreté correspondantes. EDF a ainsi signé en 2011 avec AREVA deux contrats significatifs, l'un portant sur la fabrication de 32 des 44 générateurs de vapeur destinés aux tranches 1 300 MW, l'autre portant sur la rénovation des systèmes de contrôle-commande des réacteurs du palier 1 300 MW à l'occasion de leur troisième visite décennale. Depuis plusieurs années, une diversification a néanmoins été engagée, en particulier auprès de Westinghouse et de Mitsubishi, pour le remplacement de certains gros composants de la chaudière (12 des 44 générateurs de vapeur du palier 1 300 MW seront fournis par Westinghouse) et la fourniture de services de maintenance.

Pour préparer le renouvellement de son parc de production, EDF a choisi de s'appuyer sur la technologie EPR, développée avec le groupe AREVA, en lançant la réalisation de la centrale EPR de Flamanville, pour laquelle EDF a conclu en 2007 un contrat avec AREVA pour la fourniture de la chaudière.

EDF entretient également des relations avec le groupe Alstom pour la maintenance de certains composants de ses centrales nucléaires et thermiques à flamme. Par ailleurs, Alstom est le fournisseur de la salle des machines de l'EPR de Flamanville 3. Les produits et services fournis par Alstom à EDF sont particulièrement importants pour ce qui concerne la maintenance des groupes turbo-alternateurs des centrales nucléaires, ainsi que pour la maintenance de certains gros composants du parc thermique à flamme. EDF n'estime pas être en situation de dépendance vis-à-vis du groupe Alstom, qui est mis en concurrence sur la plupart de ses activités. Cette mise en concurrence s'est en particulier traduite en 2008 par l'attribution répartie entre Alstom et Toshiba de l'important marché de la rénovation des alternateurs du parc nucléaire et en 2014 par l'attribution du marché électromécanique des diesels d'ultime secours à des entreprises autres qu'Alstom.

5

Informations concernant l'émetteur



EDF – Gabrielle Balloffet ▲ Franck Oddoux ▼



5.1	Histoire et évolution de la Société	38
5.1.1	Dénomination sociale et siège social	38
5.1.2	Registre du commerce et des sociétés, code APE	38
5.1.3	Date de constitution et durée de la Société	38
5.1.4	Forme juridique et législation applicable	38
5.1.5	Historique	38
5.2	Investissements	39

5.1 Histoire et évolution de la Société

Dans le présent document de référence, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au Service Public de l'Électricité et du Gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi du 9 août 2004 ») et modifiés postérieurement à différentes reprises.

5.1.1 Dénomination sociale et siège social

La dénomination de la Société est : « Électricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est à Paris 8^e, 22-30, avenue de Wagram.

5.1.2 Registre du commerce et des sociétés, code APE

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317. Son code APE est 401E.

5.1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constitué, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un établissement public industriel et commercial (EPIC), avant d'être transformé en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret du 17 novembre 2004.

La durée de la Société est de 99 ans à compter du 19 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

5.1.4 Forme juridique et législation applicable

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration régie par les lois et règlements applicables aux sociétés commerciales, notamment le Code de commerce, dans la mesure où il n'y est pas dérogé par des dispositions spécifiques issues notamment du Code de l'énergie et de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique ou par ses statuts.

5.1.5 Historique

Les éléments suivants présentent les grandes étapes du développement du Groupe.

EDF a été créé en 1946. Avant 1946, le secteur électrique s'était développé autour de nombreuses sociétés locales sur l'ensemble du territoire français. À la fin des années 1930 coexistaient en effet environ 200 entreprises de production, une centaine pour le transport, 1 150 pour la distribution.

Cette multitude de sociétés privées, auxquelles s'ajoutaient 250 régies locales, prenait en charge environ 20 000 concessions de distribution. De cet apparent émiettement se sont dégagés un certain nombre de grands groupes, soit dans la production, soit dans la distribution.

En 1946, les secteurs de l'électricité et du gaz sont nationalisés. La loi du 8 avril 1946 crée EDF sous la forme d'un EPIC et fonde le statut du personnel des Industries électriques et gazières (les IEG). La loi laisse toutefois subsister un certain nombre de Distributeurs Non Nationalisés (DNN) ou Entreprises Locales de Distribution (ELD).

Les années 1946-2000 sont celles du développement de l'outil industriel. Il s'agit d'abord du parc thermique au charbon puis au fioul et du parc hydraulique, avec notamment la construction des barrages de Tignes en 1952 et de Serre-Ponçon en 1960. En 1963, à la suite de la décision du Gouvernement d'assurer l'indépendance énergétique de la France par l'énergie nucléaire, EDF met en service la première unité de production nucléaire de taille commerciale à Chinon (70 MW), première d'une série de six tranches de la filière uranium naturel - graphite - gaz (UNGG), dont la construction s'est échelonnée jusqu'en 1972. Les chocs pétroliers de 1973 et 1979 se traduisent par une accélération de la substitution du thermique par le nucléaire. En 1969, la filière UNGG est abandonnée pour la filière réacteur à eau pressurisée (REP), qui sera utilisée pour les nouvelles centrales : palier de 900 MW, soit 34 tranches dont la construction s'échelonna jusqu'en 1988, puis palier de 1 300 MW, soit 20 tranches dont la construction s'échelonna jusqu'en 1994, puis palier N4 de 1 450 MW, 4 tranches mises en service en 2000 et 2002.

C'est à partir des années 1990 qu'EDF s'implante de manière significative à l'étranger. En 1992, le Groupe prend une participation au capital de la société Edenor, société de distribution-commercialisation située en Argentine, qui sera par la suite portée à 90 %. En mai 1996, EDF entre au capital de l'électricien brésilien Light, société de distribution-commercialisation située dans l'État de Rio de Janeiro, et détient 94,8 % du capital de cette société au 31 décembre 2004. Puis en décembre 1998, EDF acquiert 100 % de London Electricity (devenue EDF Energy le 30 juin 2003). Cette politique se poursuit en 2000, avec l'acquisition de 20 % d'EnBW (participation ensuite augmentée successivement pour être portée à 45,01 % en 2005), en 2001, avec la montée au capital de l'Italien Edison par le consortium IEB (63,8 %), dont EDF détient 18,03 %, et en 2002, où London Electricity acquiert 100 % du capital de EPN Distribution plc. et de Seaboard plc., deux sociétés de distribution d'électricité situées respectivement dans l'Est et le Sud-Est de l'Angleterre.

En France, le développement majeur de ces dernières années est l'ouverture du marché, sous l'impulsion des textes européens. En février 1999, les sites dont la consommation d'électricité dépasse 100 GWh/an, soit 20 % du marché, peuvent choisir leur fournisseur. Le seuil d'éligibilité est ensuite progressivement abaissé. En mai 2000, c'est 30 % du marché qui est ainsi ouvert à la concurrence, puis 37 % en février 2003. En juillet 2004, l'ensemble du marché des professionnels, soit 69 % du marché total, est ouvert. Depuis juillet 2007, l'ouverture est réalisée à 100 % avec les résidentiels.

Parallèlement, les structures nécessaires au bon fonctionnement d'un marché concurrentiel sont mises en place. La Commission de Régulation de l'Électricité, devenue Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), est créée en mai 2000. La même année, afin de garantir un accès non discriminatoire à tous les acteurs du marché, EDF crée le Réseau de Transport d'Électricité (devenu, en 2005, filiale à 100 % d'EDF sous la dénomination RTE EDF Transport, et aujourd'hui renommée RTE Réseau de Transport d'Électricité), entité interne et indépendante en charge de gérer le réseau public de transport haute tension et très haute tension de l'électricité. En 2000, le Groupe forme, avec le spécialiste du négoce Louis Dreyfus, la société de négoce EDF Trading. Elle deviendra une filiale à 100 % d'EDF en 2003. En 2001, Euronext et différents acteurs industriels et financiers du marché de l'électricité, dont EDF, créent Powernext, la bourse française de l'électricité. En 2001, en contrepartie de l'autorisation de la prise de participation d'EDF dans EnBW, la Commission européenne demande à EDF de mettre en place un système d'enchères de capacités de production d'électricité (*Virtual Power Plants* – VPP), pour faciliter l'accès au marché à d'autres commercialisateurs. En 2003, le groupe EDF cède sa participation dans la Compagnie nationale du Rhône à Suez (désormais GDF Suez).

Le 20 novembre 2004, en application de la loi du 9 août 2004, EDF devient une société anonyme à Conseil d'administration.

Le 12 mai 2005, EDF et A2A SA (anciennement AEM SpA) concluent des accords relatifs à la prise de contrôle conjointe d'Edison. À la suite du lancement d'une offre publique d'achat le 4 octobre 2005, cette prise de contrôle conjoint est finalisée le 26 octobre 2005.

Depuis 2005, le groupe EDF a mis en œuvre sa stratégie de recentrage sur l'Europe en cédant le contrôle de ses filiales Edenor et Light, ainsi que ses actifs au Mexique.

EDF est introduit en bourse au second semestre de l'année 2005. Cette opération est effectuée par la mise à disposition du marché de 196 371 090 actions nouvelles émises par la Société et par la cession de plus de 34,5 millions de titres détenus par l'État auprès de salariés et anciens salariés d'EDF et de certaines de ses filiales. Elle est suivie par la cession de 45 millions de titres détenus par l'État le 3 décembre 2007.

Fin novembre 2006, EDF Énergies Nouvelles, filiale détenue à 50 % par le groupe EDF, est introduite en bourse. Cette opération donne lieu à l'émission de 18 946 854 actions nouvelles EDF Énergies Nouvelles, dont 4 798 464 réservées au groupe EDF.

Depuis le 1^{er} janvier 2008, l'activité de distribution d'EDF est assurée par Électricité Réseau Distribution France (ERDF), filiale détenue à 100 % par EDF, issue de la filialisation des activités de distribution en application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

En 2008, le groupe EDF devient un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international, en créant une joint-venture avec l'électricien chinois CGN, en rachetant British Energy, l'un des plus gros énergéticiens du Royaume-Uni, en janvier 2009, et près de la moitié des actifs nucléaires de Constellation Energy aux États-Unis en novembre 2009. EDF acquiert par ailleurs 51 % de la société belge EDF Luminus en fin d'année 2009, participation portée à 63,5 % en juin 2010.

EDF finalise le 29 octobre 2010 la cession des réseaux de distribution britanniques au groupe Cheung Kong de Hong Kong et, le 17 février 2011, la cession au Land de Bade-Wurtemberg de sa participation de 45,01 % dans EnBW.

En 2011, après dix ans de partenariat stratégique en tant qu'actionnaire à 50 % d'EDF Énergies Nouvelles, EDF renforce son positionnement d'acteur de référence de la production d'électricité à base d'énergies renouvelables en portant sa participation dans la société à 100 % à l'issue d'une offre

publique alternative simplifiée d'achat et d'échange portant sur les actions EDF Énergies Nouvelles suivie d'un retrait obligatoire.

Le 24 mai 2012, après plus de sept ans de partenariat stratégique avec A2A, EDF prend le contrôle d'Edison, la plus ancienne compagnie électrique italienne et l'un des principaux acteurs du marché électrique italien, quatrième marché européen. Cette opération s'inscrit dans la mise en œuvre de la stratégie gazière du Groupe, qui s'appuiera sur les compétences d'Edison dans l'ensemble de la chaîne gazière, allant de l'exploration-production d'hydrocarbures à la commercialisation directe de gaz naturel.

Le 24 mai 2013, EDF et Energetický a průmyslový holding, a. s. (EPH), entreprise tchèque leader dans le domaine de l'énergie en Europe centrale et de l'Est, signent un accord définitif pour la cession à EPH de 49 % de Stredoslovenská Energetika a. s. (SSE), deuxième distributeur et fournisseur d'électricité en Slovaquie. La transaction est finalisée le 27 novembre 2013.

Le 1^{er} avril 2014 est finalisée la transaction prévue par l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 concernant Constellation Energy Nuclear Group (CENG). À l'issue de la transaction, CENG reste détenue à 49,99 % par EDF et 50,01 % par Exelon, et EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires détenus par CENG d'une puissance totale de 4,2 GW répartis sur trois sites aux États-Unis. EDF bénéficie d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

En 2014, EDF et Veolia Environnement dénouent le partenariat conclu en 2000 relatif à leur filiale commune Dalkia, acteur mondial majeur dans le domaine des services énergétiques. La transaction prévue par l'accord signé le 25 mars 2014 est finalisée le 25 juillet 2014. À l'issue de ces opérations, EDF reprend l'intégralité des activités de Dalkia en France, y compris le groupe Citelum, tandis que les activités du groupe Dalkia à l'international sont reprises par Veolia.

Le 6 novembre 2014, F2i, Edison et EDF Énergies Nouvelles annoncent la finalisation d'une transaction créant le troisième plus grand opérateur italien du secteur des énergies renouvelables avec environ 600 MW de capacité installée. Les actionnaires de la nouvelle société sont F2i, avec 70 % du capital, et une société holding détenue par Edison et EDF Énergies Nouvelles pour les 30 % restants. Edison et EDF Énergies Nouvelles apportent leur expertise dans la gestion et l'optimisation de la production d'énergie électrique. Il est également mis en place une société, filiale du groupe EDF, en charge de fournir les services d'exploitation et de maintenance à cette nouvelle plateforme.

5.2 Investissements

Pour une description des principaux investissements réalisés par la Société au cours de la période 2013-2014, voir section 9.4.1.2 (« Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement ») du présent document de référence. Concernant la politique d'investissement du Groupe pour les exercices futurs, voir section 6.1.4 (« Politique d'investissement ») ci-après.

6

Aperçu des activités



EDF – Gabrielle Balloffret ▲ François Lepage ▼



6.1	Stratégie	43
6.1.1	Contexte	43
6.1.2	Vision stratégique	44
6.1.3	Axes stratégiques du Groupe	44
6.1.3.1	Renforcer les avantages compétitifs du Groupe sur les bases existantes	44
6.1.3.2	Répondre aux besoins de ses clients dans le monde	45
6.1.3.3	Maîtriser son avenir, en conjuguant l'expertise unique d'EDF et l'anticipation des besoins à long terme	45
6.1.4	Politique d'investissement	46
6.1.4.1	Investissements en 2014	46
6.1.4.2	Investissements à l'horizon 2015-2018	46
6.2	Présentation de l'activité du groupe EDF en France	46
6.2.1	Opérations non régulées France	46
6.2.1.1	Production d'électricité	46
6.2.1.2	Commercialisation	67
6.2.1.3	Optimisation amont/aval – <i>trading</i>	74
6.2.2	Opérations régulées France	76
6.2.2.1	Transport – Réseau de Transport d'Électricité (RTE)	76
6.2.2.2	Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	80
6.2.2.3	Systèmes Énergétiques Insulaires	85
6.2.2.4	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE)	86
6.3	Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international	87
6.3.1	Royaume-Uni	87
6.3.1.1	EDF Energy et le marché britannique	87
6.3.1.2	La stratégie	88
6.3.1.3	Les résultats opérationnels	89
6.3.1.4	Structure d'EDF Energy	90
6.3.2	Italie	99
6.3.2.1	Stratégie du groupe EDF en Italie	99
6.3.2.2	Présentation de l'activité du Groupe en Italie	99
6.3.2.3	Edison	100
6.3.2.4	EDF Fenice	101
6.3.2.5	Activités d'EDF Énergies Nouvelles en Italie	102
6.3.3	Autres International	102
6.3.3.1	Europe continentale	102
6.3.3.2	Amérique du Nord	106
6.3.3.3	Asie-Pacifique	110
6.3.3.4	Amérique latine, Afrique et Moyen-Orient	112

6.4	Autres activités et fonctions transverses	114
6.4.1	Autres activités	114
6.4.1.1	Optimisation et trading	114
6.4.1.2	Énergies nouvelles	115
6.4.1.3	Services énergétiques	122
6.4.1.4	Électricité de Strasbourg	126
6.4.1.5	EDF Trading Logistics	128
6.4.1.6	Autres participations	128
6.4.2	Activités gaz	128
6.4.2.1	Marché final du gaz naturel	128
6.4.2.2	Projets et actifs gaziers	128
6.5	Environnement législatif et réglementaire	131
6.5.1	EDF entreprise publique	131
6.5.2	Service public en France	131
6.5.3	Législation relative au marché de l'électricité	132
6.5.3.1	Législation européenne	132
6.5.3.2	Législation française : Code de l'énergie	132
6.5.4	Législation relative au marché du gaz	136
6.5.4.1	Législation communautaire	136
6.5.4.2	Législation française : Code de l'énergie	136
6.5.5	Les concessions de distribution publique d'électricité	137
6.5.6	Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité	137
6.5.6.1	Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité	137
6.5.6.2	Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF	140
6.5.7	Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie	145
6.5.8	Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF	145
6.5.8.1	Réglementation future au niveau communautaire	145
6.5.8.2	Réglementation future au niveau national	146

Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production nucléaire, renouvelable et fossile, le transport, la distribution, la commercialisation, les services d'efficacité et de maîtrise de l'énergie, ainsi que le négoce d'énergie. Il est l'acteur principal

du marché français de l'électricité et bénéficie de positions fortes en Europe (Royaume-Uni, Italie, pays d'Europe centrale et orientale) qui en font l'un des électriciens leader dans le monde et un acteur gazier reconnu.

(en gigawatts)	Capacité nette ⁽¹⁾ de production		Capacité brute ⁽²⁾ de production	
	2014	2013	2014	2013
Nucléaire	72,9	72,8	77,7	77,5
Thermique à flamme	35,0	36,5	43,1	47,3
Hydraulique et autres renouvelables	28,3	27,7	32,5	32,4

(1) Capacité nette : capacité de production revenant au Groupe en application des règles de consolidation comptable.

(2) Capacité brute : capacité physique totale de l'unité dans laquelle le Groupe dispose d'un intérêt.

Avec une puissance installée nette de 136,2 GWe¹ dans le monde au 31 décembre 2014 pour une production mondiale de 623,5 TWh¹, le Groupe dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde et, parmi les dix plus grands énergéticiens de la planète, du parc le moins émetteur de CO₂ par kilowattheure produit² grâce à la part du nucléaire, de l'hydraulique et des autres énergies renouvelables dans son mix de production.

Le groupe EDF fournit de l'électricité, du gaz et des services associés à 38,5 millions de comptes client³ dans le monde (dont 28,3 millions en France).

Les activités du Groupe traduisent le choix d'un modèle équilibré entre la France et l'international, entre opérations concurrentielles et régulées, et reposant sur une intégration amont-aval. En 2014, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 72,9 milliards d'euros, un excédent brut d'exploitation de 17,3 milliards d'euros et un résultat net courant de 4,9 milliards d'euros.

6.1 Stratégie

6.1.1 Contexte

Le secteur dans lequel évolue EDF est structuré par des tendances mondiales majeures :

- une croissance énergétique de long terme (+ 40 % en 2035 par rapport à 2009), surtout dans les pays émergents à démographie en expansion, encore plus soutenue pour l'électricité (+ 70 % en 2035) ; à ce jour, 1,3 milliard de personnes⁴ n'ont pas accès à l'électricité, ce qui constitue un frein considérable au progrès ;
- le coût croissant de l'accès à long terme aux ressources et énergies primaires ;
- la nécessité de respecter des objectifs de réduction des émissions de CO₂ dans la production d'énergie, afin de limiter les effets du changement climatique. Le secteur électrique a un rôle majeur à jouer pour respecter cet impératif ;
- la fin de l'exclusivité des pays développés sur les technologies les plus performantes ;

- un ensemble de solutions énergétiques répondant aux attentes d'un monde de plus en plus urbain (54 % de la population mondiale vit en ville aujourd'hui, et le taux d'urbanisation devrait atteindre 66 % en 2050⁵) : systèmes urbains, énergies locales, réseaux et compteurs intelligents ;
- la prise en compte accrue de la sûreté vis-à-vis des risques industriels majeurs.

Le défi énergétique mondial consiste à répondre à l'augmentation des besoins, malgré les coûts d'accès croissants aux ressources en énergies primaires et la contrainte climatique. Il constitue cependant un avantage pour l'électricité, « vecteur énergétique », dès lors que l'ensemble de la palette des ressources primaires (nucléaire, renouvelables, fossiles) peut être utilisé pour constituer le mix énergétique adapté à chaque pays, pour produire une électricité abordable et respectueuse de l'environnement et du climat.

Dans ce contexte, les technologies peu émettrices de CO₂ sont à privilégier en amont, tandis qu'en aval la demande d'énergie doit être maîtrisée grâce à des usages plus efficaces.

Ces perspectives surviennent à une époque dominée par l'apparition ou l'intensification de crises.

1. Source : EDF. Chiffres calculés conformément aux règles de consolidation comptable.

2. Source : comparaison basée sur les données publiées par ces dix groupes.

3. Un client peut avoir deux comptes client : un pour l'électricité et un autre pour le gaz.

4. Source : rapport Sustainable Energy for All, Agence internationale de l'énergie (AIE).

5. Source : ONU, World Urbanization Prospects, 2014.

Dans le domaine économique, la croissance mondiale a retrouvé un rythme aux alentours de 3 %. Ce chiffre n'est cependant pas homogène, et la sortie de crise a clairement induit une dichotomie. D'un côté se situent les pays qui connaissent ou ont retrouvé la croissance : États-Unis, Royaume-Uni, Chine, Asie du Sud-Est ; d'un autre côté, ceux qui stagnent à des niveaux de croissance insuffisants : Japon, Europe continentale à l'exception de l'Allemagne ; enfin, certains pays émergents sont marqués par le recul de la croissance, voire la récession : Russie, Amérique latine (en particulier le Brésil).

À cette économie mondiale à deux vitesses s'ajoutent les tensions géopolitiques que l'année 2014 a particulièrement intensifiées : conflit ukrainien et sanctions économiques à l'encontre de la Russie, difficultés à régler la question iranienne, dégradation ou instabilité de la situation au Moyen-Orient et dans de nombreux pays d'Afrique.

Paradoxalement, cette conjoncture s'accompagne d'une chute des prix du pétrole, passé de 110 dollars américains le baril à 50 dollars américains en quelques mois fin 2014. À court terme, cette circonstance ne favorise pas la mobilisation mondiale sur la question du réchauffement climatique, alors que s'annonce fin 2015 la Conférence des parties de Paris (COP 21). Sur ce sujet, dans un contexte de stagnation de la demande soumettant le secteur à une épreuve difficile, l'Europe s'oriente vers un accroissement de ses objectifs pour 2030 : réduire de 40 % les émissions de CO₂, porter à 27 % la part d'énergie provenant des renouvelables et diminuer les consommations de 27 %. Les transitions énergétiques, diversement à l'œuvre selon les pays, sont également un facteur de transformation des modèles d'activité.

6.1.2 Vision stratégique

Face à l'ensemble de ces mutations et aux évolutions géopolitiques en cours, EDF – déjà parmi les premiers producteurs mondiaux d'électricité – a l'ambition d'être un électricien bas carbone de référence, ce qui implique :

- de rechercher, dans chaque pays où il exerce ses activités, le meilleur mix de production, adapté aux conditions techniques, économiques et environnementales, en liaison étroite avec les différentes autorités publiques concernées et l'ensemble des parties prenantes ; en France, le projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte en cours d'examen par le Parlement définit pour le Groupe le cadre de développement de ses activités ;
- d'assurer, par sa maîtrise industrielle sur la production et la commercialisation, la qualité de service optimale pour ses clients. En particulier, d'être leader sur la sûreté nucléaire pour en faire bénéficier ses parcs existants et en développement, en France, en Europe et dans le monde ;
- de poursuivre l'entretien et le développement de ses réseaux, avec notamment l'intégration des nouvelles énergies renouvelables, et de soutenir le développement de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins ;
- d'étendre et multiplier les usages performants de l'électricité. Les besoins d'efficacité énergétique (maîtrise de la demande), les systèmes intelligents de gestion des réseaux (smart grids) et la mobilité électrique constituent autant de chantiers contribuant au concept de « ville durable » ;
- de développer ses activités pour répondre aux besoins des territoires, dans les services liés à l'énergie et à l'aval de la chaîne de valeur ;
- d'innover sur tous les maillons de la chaîne de valeur – production, transport, distribution, commercialisation, services et trading – pour préparer les solutions de demain. La transition numérique, qui impacte tous les métiers du Groupe, est une opportunité dans cette dynamique d'innovation.

Pour une énergie vitale comme l'électricité, l'ensemble de ces missions relève d'une démarche de service public, héritage du Groupe adapté à chaque contexte local.

6.1.3 Axes stratégiques du Groupe

6.1.3.1 Renforcer les avantages compétitifs du Groupe sur les bases existantes

Le savoir-faire industriel : cœur du métier d'EDF

Le Groupe dispose d'un savoir-faire industriel reconnu dans la production, le transport, la distribution et l'aval (commercialisation, services d'efficacité et de maîtrise de l'énergie) en tant qu'acteur intégré dans la conception, la construction et l'exploitation des moyens, exemplaire sur la sûreté de l'outil industriel, sa performance et la satisfaction des clients.

En matière de production, le Groupe entend renforcer ses compétences dans toutes les filières bas carbone – nucléaire et énergies renouvelables, dont l'hydraulique – et les maintenir dans les centrales thermiques à flamme.

Un nucléaire sûr repose sur la responsabilité d'un opérateur qui, comme EDF, intègre les compétences d'exploitant, de constructeur et de concepteur, sur une dynamique d'amélioration permanente, ainsi que sur une autorité de sûreté indépendante et compétente.

À la suite de l'accident de Fukushima en 2011 et des tests de résistance européens, EDF renforce encore la protection des centrales nucléaires contre les inondations et séismes et a mis en place une force d'intervention rapide pour faire face à des événements extrêmes, comme la perte d'alimentations électriques et de sources froides (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

Au moment où de nombreux pays poursuivent dans le nucléaire ou se tournent vers lui pour faire face à leurs besoins en énergie abordable et décarbonée, il est important de mettre en place une discipline internationale pour aller vers un nucléaire encore plus sûr et plus exigeant sous l'impulsion de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) et de l'Organisation mondiale des exploitants nucléaires (WANO).

EDF est une référence mondiale, capable de proposer ses compétences et d'accompagner les opérateurs ou les pays qui souhaitent exploiter et développer un nucléaire plus sûr.

La France : fondement de la légitimité industrielle du Groupe dans le monde

EDF poursuivra en France les actions menées depuis plusieurs années. Le Groupe s'est fixé plusieurs priorités sur son marché domestique :

- l'amélioration de la performance opérationnelle relative au parc de production, aux réseaux et à l'accompagnement de ses clients ;
- le renforcement de l'outil industriel à travers les investissements dans les énergies bas carbone, dont le nucléaire avec le Grand carénage et l'EPR de Flamanville (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)) et les énergies renouvelables, notamment le parc hydroélectrique et les parcs éoliens *offshore* ;
- la construction d'une gamme innovante de solutions énergétiques pour assurer à ses clients professionnels la transition consécutive à la disparition des tarifs réglementés de vente fin 2015 ;
- l'intégration de Dalkia au sein du Groupe en France, pour en faire un levier de développement ;
- la poursuite par ERDF du programme de déploiement de compteurs communicants (Linky), après une phase d'expérimentation réussie et validée (voir section 6.2.2.2.5 (« Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants) »)) ;
- le renouvellement des compétences, grâce à la capacité à faire évoluer les collaborateurs du Groupe, à développer la mobilité et à attirer les talents.

Le Royaume-Uni : renforcement des positions

EDF a pour ambition de développer son ancrage au Royaume-Uni, avec une implication forte dans le renouvellement du parc de production du pays. La validation des principaux termes, notamment, du mécanisme de contrat pour différence et de la garantie de financement (voir section 6.3.1.4.3 (« Division Nouveau Nucléaire »)) par la Commission européenne le 8 octobre 2014 marque une nouvelle étape importante pour le projet de construction de deux tranches EPR à Hinkley Point. La décision finale d'investissement reste néanmoins soumise à un certain nombre de conditions, notamment un accord sur l'ensemble du contrat d'investissement ainsi que la finalisation des accords avec les investisseurs partenaires et sur le financement de la dette.

En parallèle, le Groupe continue à prolonger la durée de vie de son parc britannique existant, dans les conditions maximales de sécurité.

EDF Energy a pour ambition de développer son portefeuille clients, particuliers comme entreprises, en misant sur la qualité de sa relation commerciale et des offres proposées (voir section 6.3.1.4.1 (« Division Clients »)).

L'Italie : plateforme gazière du Groupe

Le plein contrôle d'Edison depuis 2012 permet au groupe EDF de diversifier son mix de production et de renforcer sa présence en Italie, qui bénéficie d'une position géostratégique importante pour les approvisionnements gaziers.

En matière gazière, EDF peut compter sur les compétences d'Edison et sur ses positions complémentaires à celle du Groupe sur les infrastructures (en particulier le terminal GNL de Rovigo).

La Pologne : des perspectives de développement

Le Groupe a vocation à se développer dans ce pays, caractérisé par des perspectives de croissance, tant pour l'activité économique que pour la consommation électrique. Après avoir consolidé EDF Polska sur deux des métiers stratégiques du Groupe – production thermique à flamme et renouvelables –, le Groupe s'est lancé début 2015 dans une stratégie de commercialisation et de services énergétiques auprès des clients B2B.

La Belgique : des ambitions stratégiques dans les services énergétiques

À travers sa filiale EDF Luminus, le Groupe met l'accent en Belgique sur la qualité de son service clientèle ainsi que sur la fourniture de services énergétiques. La filiale participe par ailleurs activement à la sécurité d'approvisionnement du pays et au développement de parcs de production d'énergies renouvelables (hydraulique et éolien *onshore*).

Autres pays

Présent en Europe continentale, le Groupe a la volonté d'optimiser son portefeuille de participations et de favoriser les synergies opérationnelles.

Il poursuit également ses activités en Chine, pays stratégique au regard de ses besoins énergétiques en forte croissance, où il participe avec des partenaires à la construction de deux tranches de type EPR à Taishan, et à celle d'une centrale thermique à charbon ultra-supercritique (voir section 6.3.3.3.1 (« Activités du groupe EDF en Chine »)).

6.1.3.2 Répondre aux besoins de ses clients dans le monde

EDF souhaite par ailleurs développer sa présence internationale et valoriser la diversité de son expertise. Il s'agit de développer des projets créateurs de valeur, en privilégiant des partenariats avec des acteurs locaux.

En matière de production, le Groupe vise à maintenir sa position de leader mondial des énergies bas carbone :

- le nucléaire, qui fournit une électricité compétitive et sans CO₂, a toute sa place dans le mix énergétique mondial. Des pays comme la Russie, le Brésil, l'Inde, la Chine, l'Afrique du Sud et plusieurs pays de l'Union européenne comme le Royaume-Uni, la Pologne ou la Finlande ont confirmé que le nucléaire est amené à jouer un rôle significatif dans leur production électrique ;
- les nouvelles énergies renouvelables, pour lesquelles le Groupe a de fortes ambitions, non seulement dans le développement de son portefeuille, mais aussi dans l'innovation, par exemple en matière d'hydroliennes (voir section 6.4.1.2.1 (« Présentation des énergies nouvelles » – « Autres technologies »)) ;
- dans l'hydraulique, l'expérience du barrage de Nam Theun 2 au Laos illustre la compétence d'EDF. D'autres pays, en Asie, en Afrique ou en Amérique du Sud sont intéressés par le savoir-faire reconnu du Groupe, en particulier dans la maîtrise des impacts humains et environnementaux, ainsi que dans la coopération avec les organismes internationaux ;
- dans le thermique à flamme, EDF entend apporter sa maîtrise des technologies les plus modernes, les plus respectueuses de l'environnement, et son savoir-faire en termes de gestion de projets.

Le Groupe souhaite par ailleurs valoriser son expérience dans la planification, la conception ou l'exploitation de réseaux auprès de pays qui veulent renforcer ou moderniser leurs infrastructures et évoluer vers des réseaux plus intelligents. Sur la filière aval, qui comprend optimisation, *trading* et commercialisation d'offres adaptées aux clients, EDF entend développer la valeur du portefeuille clients et élargir ses compétences au-delà de la France. EDF s'attache à répondre aux besoins de ses clients par l'excellence de la relation et, par ailleurs, à les accompagner dans leurs actions et investissements d'efficacité énergétique. EDF propose aussi des solutions adaptées aux clients en situation de précarité énergétique.

Enfin, le gaz est pour EDF un élément important de son métier d'énergéticien, permettant notamment d'alimenter les Cycles Combinés Gaz du Groupe ou d'enrichir les offres aux clients finals. L'investissement dans le terminal méthanier de Dunkerque et la prise de contrôle exclusive d'Edison en 2012 sont au cœur de cette démarche (voir sections 6.4.2.2.2 (« Infrastructures »), 6.3.3.1.3 (« Russie ») et 6.3.2 (« Italie »)).

6.1.3.3 Maîtriser son avenir, en conjuguant l'expertise unique d'EDF et l'anticipation des besoins à long terme

EDF souhaite renforcer son effort d'innovation et de R&D pour préparer l'avenir dans un contexte où le monde fait face à des enjeux majeurs liés au réchauffement climatique, à la sécurité d'approvisionnement et à une augmentation continue de la demande mondiale d'électricité. 2 000 ingénieurs et techniciens sont ainsi mobilisés pour développer la capacité du Groupe à anticiper dans tous ses métiers : sécurité et performance des outils de production et des réseaux, efficacité des usages (voir section 11.2 (« Les priorités de la R&D »)).

Le Groupe met notamment l'accent sur :

- les filières de production à faibles émissions de CO₂. Par exemple, outre le nucléaire et l'hydraulique, les technologies comme le photovoltaïque de nouvelle génération, le solaire à concentration, l'éolien offshore ou encore les hydroliennes constituent un potentiel d'avenir, en lien avec le développement du stockage de l'électricité ;

- le captage et le stockage du CO₂, un enjeu essentiel pour l'utilisation durable du charbon (en tant que combustible) dans le monde ;
- les investissements liés à la durée de vie des matériels, notamment le remplacement de certains grands équipements en vue d'améliorer à la fois la performance opérationnelle et le niveau de sûreté. Un thème important de R&D consiste en l'étude du vieillissement des matériaux, domaine clé pour la durée de fonctionnement des centrales ;
- les réseaux, où des mutations profondes sont en cours, en particulier au travers du développement des systèmes électriques intelligents. Le compteur communicant Linky, en France, est désormais en phase de déploiement, et les services qu'EDF pourra offrir aux clients en aval du compteur (leur permettant par exemple de mieux maîtriser leur consommation) sont pour le Groupe l'occasion de manifester ses compétences et concrétiser sa capacité d'innovation ;
- les efforts de R&D dans le domaine du commerce, avec des solutions énergétiques locales. Les recherches menées par EDF s'attacheront aussi à favoriser le développement des bâtiments sobres en carbone à prix raisonnable, des bâtiments intelligents et des usages performants de l'électricité pour le transport, le confort ou l'industrie. EDF participera ainsi, grâce aux opportunités des systèmes électriques intelligents, à la transition vers une société bas carbone, construite notamment autour des villes durables (voir section 17.2.2.9.1 « La ville durable ») ;
- l'attraction de nouveaux talents et l'accroissement des efforts de formation, au cœur des préoccupations du Groupe pour réussir la mission qu'il s'est fixée (voir section 17.3.1.2 « Une gestion prévisionnelle des emplois et des compétences renforcées »).

Le Groupe a lancé en janvier 2015 « Cap 2030 », une démarche qui vise à définir les orientations stratégiques du Groupe à cet horizon et à construire un projet commercial, industriel et social fédérateur au service des clients du Groupe et de l'efficacité collective. Ces orientations seront partagées au sein de toute l'organisation et avec les parties prenantes tout au long de l'année 2015. Cap 2030 doit permettre de répondre aux évolutions radicales du secteur de l'énergie et d'inscrire le Groupe comme un acteur responsable de la lutte contre le changement climatique. Il peut s'appuyer sur les avantages compétitifs de sa base d'actifs actuels et la mobilisation de ses salariés.

6.2 Présentation de l'activité du groupe EDF en France

6.2.1 Opérations non régulées France

Les opérations non régulées d'EDF en France, activités en concurrence, comprennent la production d'électricité ainsi que la commercialisation d'électricité et de gaz. EDF met en œuvre un modèle intégré pour la gestion opérationnelle conjointe de ses portefeuilles d'actifs amont (production, achats d'énergies et de combustibles) et aval (ventes en gros, commercialisation) pour garantir la fourniture d'énergie à ses clients avec la meilleure maîtrise possible des risques liés aux aléas physiques et de marché, dans une optique de maximisation de la marge brute.

1. Hors Linky et hors opérations stratégiques.

2. En hausse de 1 277 salariés par rapport à l'année 2013.

6.1.4 Politique d'investissement

6.1.4.1 Investissements en 2014

Le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels bruts pour un montant de 13,6 milliards d'euros en 2014 (hors projet des compteurs communicants Linky), contre 13,0 milliards d'euros en 2013 ; les investissements nets¹ ont été de 12,0 milliards d'euros en 2014, contre 11,8 milliards d'euros en 2013. Ces derniers ont porté à la fois sur les domaines régulé (26 %) et non régulé (74 %). Dans le domaine non régulé, les investissements nets se répartissent entre investissements de développement de nouvelles capacités (nouveau nucléaire, Cycles Combinés à Gaz), qui représentent 3,1 milliards d'euros (26 % du total), et investissements de maintenance, qui s'élèvent à 5,8 milliards d'euros (48 % du total), dont 3,8 milliards d'euros concernent la maintenance nucléaire en France. Les investissements nets en France sont stables (- 0,5 %) à 8,7 milliards d'euros, reflétant la poursuite de l'effort d'investissement du Groupe engagé ces dernières années dans l'outil industriel en France, légèrement compensé par l'effet des mises en service de nouveaux moyens de production dans les activités insulaires. 1,2 milliards d'euros ont également été investis dans les autres activités (EDF Énergies Nouvelles, Dunkerque LNG et Dalkia notamment), en grande partie localisées en France. L'effort d'investissements nets se poursuit aussi au Royaume-Uni, pour près de 1,5 milliard d'euros, concernant notamment les activités nucléaires. Dans le reste du monde, les investissements nets ont atteint 0,6 milliard d'euros.

6.1.4.2 Investissements à l'horizon 2015-2018

Sur la période 2015-2018, le Groupe livrera de grands projets industriels, dont certains sont déjà à un stade bien avancé, comme le terminal méthanier de Dunkerque ou l'EPR de Flamanville 3. Le Groupe prévoit également de poursuivre ses investissements dans les réseaux de distribution en France, ainsi que dans les énergies renouvelables, conformément à sa stratégie d'électricien intégré. Ainsi, le Groupe prévoit un pic d'investissements nets en 2015 revu à 13 milliards d'euros, investissements qui devraient ensuite diminuer au fur et à mesure des mises en service pour atteindre un maximum de 11 milliards d'euros en 2018, tout nouveau projet de développement devant être financé exclusivement par des cessions d'actifs non stratégiques, en cohérence avec le projet Cap 2030.

6.2.1.1 Production d'électricité

EDF regroupe l'essentiel de ses activités de producteur d'électricité en France continentale au sein de la Direction Production Ingénierie, qui dispose de l'ensemble des compétences et des leviers de performance nécessaires pour exploiter le premier parc de production d'électricité européen et assurer son développement et sa pérennité.

Au 31 décembre 2014, la Direction Production Ingénierie représente 41 545 salariés². Elle est organisée autour de trois grands métiers : le nucléaire, l'hydraulique et le thermique à flamme. En outre, par son ingénierie, elle apporte ses compétences techniques et industrielles à l'ensemble du Groupe dans ces trois domaines (voir aussi section 6.3 « Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international »).

6.2.1.1.1 Présentation générale du parc de production d'EDF

6.2.1.1.1.1 Composition et caractéristiques du parc installé

Avec une puissance installée totale de 96,8 GW en France continentale¹ au 31 décembre 2014, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant près de 10 % de la puissance installée totale des principaux pays d'Europe (soit les 35 zones membres d'ENTSO-E – *European Network Transmission System Operators for Electricity* –, qui comprend notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne²).

En 2014, la production du parc d'EDF en France a été de 460,4 TWh nette de la consommation du pompage hydraulique, et de 468,3 TWh consommation du pompage hydraulique comprise.

Le parc en France continentale se compose au 31 décembre 2014 de :

- 58 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (REP – une tranche étant définie comme une unité de production regroupant un réacteur, des générateurs de vapeur, une turbine, un alternateur, leurs auxiliaires ainsi que les bâtiments pour

accueillir l'ensemble). Ces tranches, de puissances électriques variables allant de 900 MW à 1 450 MW, sont réparties sur 19 sites et ont une moyenne d'âge de 29 ans ;

- 32 tranches thermiques à flamme en fonctionnement, ayant une moyenne d'âge d'environ 26 ans ; à ces tranches viennent s'ajouter 9 tranches en arrêt garanti pluriannuel³ ;
- 436 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge de 70 ans⁴.

À cela viennent s'ajouter :

- les capacités de production éoliennes d'EDF Énergies Nouvelles en France (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) et des usines d'incinération du groupe TIRU en France (voir section 6.4.1.3 (« Services énergétiques »)) ;
- 83 centrales hydrauliques rattachées au périmètre opérationnel de la Direction Production Ingénierie mais détenues par des filiales du Groupe : SHEMA (100 %), FHVM (69,5 %), CERGA (détenue à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW). Ces centrales représentent un total d'environ 121 MW de capacité installée en 2014 et d'environ 575 GWh de productible⁵.

6.2.1.1.1.2 Évolution de la puissance installée et de la production du parc au cours des trois dernières années

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la puissance du parc installé en France continentale au cours des trois dernières années :

	Au 31/12/2014		Au 31/12/2013		Au 31/12/2012	
	En MW	%	En MW	%	En MW	%
Parc installé ⁽¹⁾						
Nucléaire	63 130	65	63 130	65	63 130	65
Hydraulique ⁽²⁾	19 947	21	20 026	20	20 010	20
Thermique ⁽³⁾	13 695	14	15 028	15	14 734	15
TOTAL⁽⁴⁾	96 772	100	98 184	100	97 874	100

(1) Exprimé en mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.

(2) Hors Corse et outre-mer, soit 440 MW en 2014.

(3) Hors Corse et outre-mer, soit 1 013 MW en 2014, et y compris 2 490 MW pour les tranches en arrêt garanti pluriannuel.

(4) Hors capacités éoliennes de 12 MW.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la production du parc installé d'EDF en France continentale au cours des trois dernières années :

	Au 31/12/2014		Au 31/12/2013		Au 31/12/2012	
	En TWh	%	En TWh	%	En TWh	%
Production						
Nucléaire	415,9	90,4	403,7	87,4	404,9	89,1
Hydraulique ^{(1) (2)}	37,5	8,1	42,6	9,2	34,5	7,6
Thermique ⁽³⁾	6,9	1,5	15,6	3,4	14,9	3,3
TOTAL⁽⁴⁾	460,4	100	461,9	100	454,3	100

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,3 TWh en 2014.

(2) Production nette du pompage : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) s'élève à 7,9 TWh en 2014, ce qui conduit à une production hydraulique non réduite de la consommation liée au pompage de 45,4 TWh, et comprenant la production marémotrice de la Rance (518 GWh).

(3) Hors Corse et outre-mer, soit 2,4 TWh en 2014.

(4) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

1. Pour la Corse et l'outre-mer, voir section 6.2.2.3 (« Systèmes Énergétiques Insulaires »).

2. Calcul fondé sur les statistiques d'ENTSO-E de 2013, les statistiques de l'année n'étant disponibles qu'au 30 avril de l'année suivante.

3. Les installations de production mises en « arrêt garanti pluriannuel » sont dans l'attente d'une décision de réactivation ou de retrait d'exploitation.

4. Moyenne arithmétique.

5. Productivité et capacité sont indiquées au prorata de la participation.

6.2.1.1.2 Atouts du parc de production

EDF détient en France continentale le parc de production le plus important d'Europe avec une puissance installée de 96,8 GW au 31 décembre 2014. Ce parc possède des atouts significatifs :

- un mix de production compétitif, avec de faibles coûts variables de production¹ et une exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures et du charbon grâce aux parcs nucléaire et hydraulique ;
- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille « aval » d'EDF (clients finals, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas : l'hydraulique au fil de l'eau est utilisé en production de base ; le nucléaire, en raison de son coût variable de production peu élevé, fonctionne en base et semi-base ; l'hydraulique modulable (correspondant à des barrages de retenue) et le parc thermique à flamme sont sollicités en production de semi-base et de pointe ;
- un parc nucléaire standardisé et important dont EDF assure la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie. Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions visant à améliorer les performances techniques de ses centrales et à en étendre la durée de fonctionnement ;
- un parc produisant à plus de 95 % sans émission de CO₂ grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, dans un contexte réglementaire environnemental de plus en plus contraignant ;
- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

6.2.1.1.3 Production nucléaire

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires constitue, au 31 décembre 2014, 90,4 % de sa production totale d'électricité nette de la consommation liée au pompage hydraulique. Les caractéristiques de ce parc sont détaillées ci-après.

6.2.1.1.3.1 Le parc nucléaire d'EDF

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux, ou « paliers », de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW, composé de 34 tranches d'environ 900 MW (soit une puissance totale de 30 770 MW) d'un âge moyen de 33 ans ;
- le palier 1 300 MW, composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW) d'un âge moyen de 26 ans ;
- le palier N4, le plus récent avec un âge moyen de 14 ans, composé de 4 tranches d'environ 1 450 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW) ;

soit un ensemble de 58 tranches en fonctionnement de 29 ans en moyenne, réparties sur 19 sites, propriétés d'EDF, et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2014.

1. Les coûts variables de production correspondent à l'ensemble des coûts qui varient directement avec la quantité d'énergie produite. Pour la production d'électricité, les coûts variables sont essentiellement constitués par le combustible.

Les dates de mise en service et de dernière visite décennale des tranches à fin 2014 sont les suivantes :

Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale	Tranches	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Fessenheim 1	1978	2009	VD4	Gravelines 6	1985	2007	VD3 *
Fessenheim 2	1978	2011	VD4	Cruas 3	1984	2014	VD4 *
Bugey 2	1979	2010	VD4	Cruas 4	1985	2006	VD3
Bugey 3	1979	2013	VD4 *	Chinon B3	1987	2009	VD3
Bugey 4	1979	2011	VD4	Chinon B4	1988	2010	VD3
Bugey 5	1980	2011	VD4 *	Paluel 1	1985	2006	VD3
Dampierre 1	1980	2011	VD4 *	Paluel 2	1985	2005	VD3
Gravelines 1	1980	2011	VD4 *	Paluel 3	1986	2007	VD3
Gravelines 2	1980	2013	VD4 *	Paluel 4	1986	2008	VD3 *
Tricastin 1	1980	2009	VD4	Saint-Alban 1	1986	2007	VD3 *
Tricastin 2	1980	2011	VD4 *	Flamanville 1	1986	2008	VD3 *
Dampierre 2	1981	2012	VD4 *	Saint-Alban 2	1987	2008	VD3 *
Dampierre 3	1981	2013	VD4 *	Flamanville 2	1987	2008	VD3 *
Dampierre 4	1981	2014	VD4 *	Cattenom 1	1987	2006	VD3
Tricastin 3	1981	2012	VD4 *	Cattenom 2	1988	2008	VD3 *
Tricastin 4	1981	2014	VD4 *	Nogent 1	1988	2009	VD3 *
Gravelines 3	1981	2012	VD4 *	Belleville 1	1988	2010	VD3 *
Gravelines 4	1981	2014	VD4 *	Belleville 2	1989	2009	VD3 *
Blayais 1	1981	2012	VD4 *	Nogent 2	1989	2010	VD3 *
Blayais 2	1983	2013	VD4 *	Penly 1	1990	2011	VD3 *
Blayais 3	1983	2004	VD3	Cattenom 3	1991	2011	VD3 *
Blayais 4	1983	2005	VD3	Golfech 1	1991	2012	VD3 *
Saint-Laurent 1	1983	2005	VD3	Cattenom 4	1992	2013	VD3
Saint-Laurent 2	1983	2013	VD4 *	Penly 2	1992	2014	VD3 *
Chinon B1	1984	2013	VD4 *	Golfech 2	1994	2014	VD3 *
Cruas 1	1984	2005	VD3	Chooz B1	2000	2010	VD2
Chinon B2	1984	2006	VD3	Chooz B2	2000	2009	VD2
Cruas 2	1984	2007	VD3 *	Civaux 1	2002	2011	VD2
Gravelines 5	1985	2006	VD3	Civaux 2	2002	2012	VD2

* Sous réserve de confirmation par l'ASN de l'aptitude du réacteur à poursuivre l'exploitation (il revient à l'ASN d'autoriser – comme après chaque arrêt – le redémarrage du réacteur puis d'émettre, le cas échéant, des prescriptions techniques qui conditionnent la poursuite de son exploitation pour une nouvelle durée de 10 ans).

La première tranche du palier 900 MW a été mise en service industriel à Fessenheim en 1978. La tranche la plus récente a été mise en service industriel à Civaux en 2002. Avec un âge moyen d'environ 29 ans pour une durée de fonctionnement technique estimée supérieure à 40 ans (durée de référence en comptabilité et pour la conception initiale des tranches nucléaires), le parc nucléaire d'EDF se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.

Les centrales d'EDF issues des filières de première génération ont été progressivement mises à l'arrêt et sont en cours de déconstruction (voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »)).

Contrats d'allocation de production

EDF a développé une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des tranches du parc nucléaire français d'EDF.

EDF compte dans son parc 10 tranches de production en participation (à hauteur de 1,5 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg¹ (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel² (12,5 %) ;
- Chooz B1-B2 : EDF Luminus, filiale d'EDF en Belgique (3,3 %).

Le principe de ces contrats d'allocation de production, au niveau de chaque tranche concernée, est de mettre à disposition des partenaires – en contrepartie du règlement de leur quote-part des coûts de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant les coûts amont et aval du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction – la part de l'énergie produite leur revenant

1. Groupe Axpo.

2. Groupe GDF Suez.

effectivement. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc (trois têtes de série sont concernées) et assument les risques sur la performance liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production (pour un total de l'ordre de 2 GW) permettant aux partenaires d'EDF de bénéficier d'une quote-part de production d'électricité adossée à un parc de centrales déterminé et fonction des performances effectives moyennes de ce parc. Ces contrats concernent principalement les centrales suivantes :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel (21,7 %) ;
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg (7,8 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

6.2.1.1.3.2 L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement constitué par le combustible, est faible puisqu'il représente moins de 30 % des coûts d'exploitation¹. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes et des charges de maintenance sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire dans sa phase d'exploitation. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont décrits à la section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »).

Mode de fonctionnement du parc nucléaire

Cycle de production et arrêts programmés

Afin de concilier les enjeux liés à la saisonnalité importante de la consommation en France du fait de sa forte thermosensibilité, à la disponibilité des ressources de maintenance et à l'utilisation efficiente du combustible en réacteur, EDF a retenu aujourd'hui pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois. Fin 2014, cette répartition était la suivante :

- 28 tranches du palier 900 MW ont un cycle de production d'environ 12 mois ;
- 6 tranches du palier 900 MW, 20 tranches du palier 1 300 MW et 4 tranches du palier N4 (1 450 MW) ont un cycle de production d'environ 18 mois.

À la fin de ces cycles de production ont lieu des périodes d'arrêt permettant de remplacer une fraction du combustible chargé en cœur et de réaliser les travaux de maintenance.

Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque campagne de production :

- l'arrêt pour simple rechargement (ASR), durant lequel la principale opération réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf ; certains tests et quelques opérations légères de maintenance peuvent être réalisés sur ce type d'arrêt d'une durée normative² d'environ 35 jours ;
- la visite partielle (VP), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance, et dont la durée normative² est de l'ordre de 70 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt pour une durée normative² de l'ordre de 110 jours afin d'effectuer une visite décennale (VD). Cette durée varie en fonction du programme de travaux et de maintenance, ainsi que du palier concerné. Le programme d'une visite décennale comprend :

- des opérations de déchargement et rechargement du combustible, comme à chaque arrêt ;

- des épreuves hydrauliques du circuit primaire, une épreuve de l'enceinte, et des travaux d'inspection de la cuve du réacteur ;
- des travaux de modifications, liés aux réévaluations décennales de sûreté ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, notamment la rénovation ou le remplacement des gros composants.

À l'issue de chaque visite décennale, il revient à l'ASN d'autoriser le redémarrage du réacteur puis d'émettre des prescriptions techniques qui conditionnent la poursuite de son exploitation pour une nouvelle durée de 10 ans.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base, juste après l'hydraulique au fil de l'eau et les autres énergies renouvelables fatales, ainsi que l'énergie achetée au titre des obligations d'achat auprès des producteurs décentralisés d'électricité. Les variations de consommation de la clientèle finale d'EDF durant une année (été/hiver, jour/nuit) et la fluidité actuellement restreinte des marchés de gros en raison d'interconnexions limitées aux frontières conduisent à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalité de la consommation en France et sa variabilité importante en hiver (une baisse de 1 °C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France qui peut atteindre 2 400 MW³) imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre. La canicule de 2003 a mis en évidence les conséquences du très fort réchauffement des fleuves, notamment sur les conditions d'exploitation des tranches « bord de rivière ». La programmation des arrêts de tranches a donc été revue pour réduire le nombre des arrêts de tranches « bord de mer » en juillet et août, et favoriser ainsi au maximum le maintien en production de ces tranches dont les capacités de refroidissement sont moins dépendantes des conditions climatiques.

Production et performances techniques

La production du parc nucléaire est de 415,9 TWh en 2014, un volume en hausse de 12,2 TWh par rapport à celui de 2013.

À la production nucléaire exprimée en énergie annuelle correspond un taux de production du parc nucléaire français (qui se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année), encore appelé *load factor* (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients ($Kp = Kd \times Ku$) :

- le coefficient de disponibilité (« Kd ») (énergie disponible⁴ rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année) ;
- le coefficient d'utilisation (« Ku ») (énergie produite rapportée à l'énergie disponible). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales et sociales, de la fourniture des services système et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

Le coefficient Kp, de 75,2 % en 2014, est en hausse par rapport à celui de 2013 (73,0 %). C'est la résultante d'un Kd de 80,9 %, en hausse de 2,9 points par rapport à 2013, et d'un Ku de 93,0 %, en baisse de 0,6 point par rapport à celui de 2013.

L'année 2014 est caractérisée par :

- l'amélioration des performances en termes d'indisponibilité fortuite (taux de 2,4 % en 2014 contre 2,6 % en 2013), grâce à une stratégie de maintenance volontariste mise en œuvre depuis 2007 au niveau de la rénovation et du remplacement des gros composants ;

1. Les coûts d'exploitation se comprennent comme des coûts avec décaissements de trésorerie (hors dotations aux amortissements et dépréciations d'actifs) et se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent pas les investissements liés à la construction, les charges de déconstruction, ni les dotations aux amortissements et provisions.

2. Les durées normatives sont adaptées au volume de maintenance courante correspondant.

3. Source : RTE.

4. L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.

- des durées d'arrêts maîtrisées, avec une durée moyenne des prolongations d'arrêts programmés divisée par deux. Ceci est le fruit notamment du dispositif de maîtrise des durées d'arrêt initié en 2013 et renforcé en 2014 avec la recherche d'une stabilisation du volume de maintenance courante sur les arrêts, l'amélioration de la qualité de préparation des interventions de maintenance et le renforcement du contrôle des opérations de redémarrage.

Cependant, le parc étant dans une importante période de maintenance aujourd'hui et pour les 10 ans qui viennent, comprenant de nombreux travaux entraînant des arrêts plus longs, l'enjeu des années à venir sera de maîtriser industriellement le programme et ses impacts sur les durées d'arrêt. Par ailleurs, compte tenu de la forte saisonnalité de la demande d'électricité en France (voir « Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF » ci-dessus) et de l'état de développement des moyens de production d'énergies renouvelables les enjeux se sont déplacés. EDF se fixe désormais avant tout pour objectif de disposer du maximum de production disponible en hiver, et souhaite maintenir durablement une disponibilité du parc nucléaire supérieure à 90 % sur cette période à fort enjeu. Pour l'hiver 2014-2015¹, elle s'est établie à 93,4 %.

Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand carénage » destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions en sont réunies, à prolonger leur durée de fonctionnement. À ce jour, le montant total des investissements s'établit au maximum à 55 milliards d'euros₂₀₁₃ d'ici à 2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement. Ce chiffre indicatif sera validé ultérieurement et progressivement après l'optimisation des solutions de déploiement du programme, les travaux d'évaluation complémentaires et la prise en compte des programmations pluriannuelles (programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et Plan stratégique) prévues par le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte en cours d'examen par le Parlement (voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national » – « Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte »)).

Ce programme industriel sera engagé progressivement, dans le respect des objectifs du projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, des programmations pluriannuelles de l'énergie, des avis et prescriptions de l'ASN ainsi que des procédures d'autorisation prévues pour un fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

Dans ce contexte, EDF poursuivra un volume important de travaux.

En particulier, d'ici à fin 2015, EDF vise à pérenniser son patrimoine technique et industriel, par des actions tant techniques qu'organisationnelles et humaines. Les programmes de rénovation ou de remplacement des gros composants des centrales comme les alternateurs, les transformateurs ou les générateurs de vapeur se poursuivront. À fin 2014 :

- les stators d'alternateurs ont été rénovés sur 39 tranches, pour un total de 49 tranches à rénover ;
- le programme de remplacement préventif des pôles de transformateurs principaux se poursuit. À fin 2014, 61 pôles de transformateurs principaux sur 174 ont été remplacés, soit environ 35 % du programme ;
- entre 1990 et fin 2014, 26 tranches ont fait l'objet d'un remplacement de leurs générateurs de vapeur, dont 1 en 2014. Par ailleurs, le remplacement des trois générateurs de vapeur de Blayais 3 est en cours, à l'occasion de la troisième visite décennale de la tranche. Celui-ci est retardé dans l'attente qu'AREVA, fournisseur de ces équipements, apporte toutes les justifications requises par l'arrêté du 12 décembre 2005 sur les équipements sous pression nucléaires (arrêté ESPN), en vue de leur montage puis de leur mise en service.

Les troisièmes visites décennales (VD3) des tranches 900 MW sont ainsi l'occasion d'engager le renouvellement de gros composants.

Sur les aspects organisationnels de la maintenance courante, EDF poursuit le déploiement de la démarche AP 913², démarche de fiabilisation et d'élaboration de bilans de santé des matériels qui vise à réduire le taux d'indisponibilité fortuite.

Le renforcement du pilotage opérationnel de la production et des arrêts de tranche se poursuit également, en systématisant pour chaque arrêt la mise en place d'un centre opérationnel de pilotage en continu de l'arrêt de tranche (COPAT) et en déployant un nouveau Système d'Information (SDIN). L'objectif visé est de réduire la durée moyenne des prolongations d'arrêt par un pilotage en continu des activités critiques de l'arrêt et un traitement réactif des alertes techniques. À fin 2014, le programme porte déjà ses fruits, puisque la durée moyenne de prolongation des arrêts programmés a été divisée par deux par rapport à 2013.

Le projet industriel du parc nucléaire se poursuivra au-delà de 2015 à l'occasion notamment des troisièmes puis quatrièmes visites décennales des tranches 1 300 MW, des quatrièmes visites décennales des tranches 900 MW et des deuxièmes puis troisièmes visites décennales des tranches N4. Ce projet sera l'occasion d'intégrer les améliorations complémentaires de sûreté déterminées suite à l'accident de Fukushima ainsi que les modifications permettant la prolongation du fonctionnement des installations significativement au-delà de 40 ans (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

Voir aussi les sections 9.2.2.6.1.6 et 9.2.2.6.1.7 concernant respectivement les rapports de la Cour des comptes sur le coût de production de l'électricité nucléaire et de la commission d'enquête parlementaire relative aux coûts de la filière nucléaire.

6.2.1.1.3.3 Environnement, sûreté, radioprotection

Le respect de l'environnement

EDF appuie sa démarche environnementale sur un système de *management* environnemental certifié ISO 14001 (voir section 17.2.2.1.1 (« Système de management environnemental (SME) »)). Initiée en 2002 sur quelques sites, la certification ISO 14001 a été élargie à l'ensemble des unités de production nucléaire en 2004. Après les renouvellements de 2005, 2008 et 2011, la certification ISO 14001 a été une nouvelle fois renouvelée en 2014 pour l'ensemble des unités de production nucléaire.

Dans ce cadre, EDF entreprend des efforts importants afin de réduire l'incidence des rejets gazeux et liquides de ses centrales nucléaires dans l'environnement. De 1990 à 2002, tout en se situant déjà à des niveaux largement inférieurs aux limites réglementaires, EDF a divisé par 30 les rejets liquides radioactifs (hors tritium et carbone 14). Depuis, les rejets liquides ont à nouveau été divisés par deux et ont aujourd'hui atteint un niveau très bas.

Sur le plan de la gestion des déchets, l'évacuation des déchets de Très Faible Activité (TFA) s'effectue depuis 2004 vers le centre de stockage de Morvilliers, dans l'Aube. Pour les déchets d'exploitation de Faible et Moyenne Activité (déchets FMA), EDF poursuit ses actions afin de limiter leur entreposage sur l'ensemble des sites nucléaires et s'appuie pour cela sur l'usine Centraco (SOCODEI, filiale du groupe EDF). En 2014, toute la chaîne d'incinération a fonctionné normalement. Il reste à redémarrer le four de fusion en 2015, ce qui permettra un retour à la capacité nominale de traitement de l'usine.

Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir respectivement les sections 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés ») et 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »).

Sous l'égide de l'ASN, un réseau national de mesures de la radioactivité de l'environnement a été mis en place, avec pour objectifs de synthétiser les résultats de mesures de la radioactivité de l'environnement et de garantir la qualité de ces mesures. Les mesures réglementaires de radioactivité dans l'environnement autour des centrales nucléaires sont accessibles au public depuis janvier 2010 sur le site www.mesure-radioactivite.fr.

1. Période allant du 1^{er} décembre 2014 au 14 février 2015.

2. Voir glossaire.

Une démarche de sûreté nucléaire omniprésente

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire et, dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, etc.), réaffirme la priorité absolue que représente la sûreté nucléaire.

La réalisation du programme électronucléaire français a conduit à la mise en place par EDF d'une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;
- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses ainsi que sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques par le biais de la mise en place d'une véritable culture de la sûreté ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé de 58 réacteurs (soit plus de 2 000 années-réacteurs, somme arithmétique des années d'exploitation de l'ensemble des réacteurs à eau pressurisée d'EDF) ;
- intègre une démarche de progrès continu qui se matérialise notamment par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques des réacteurs (AAR) ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une R&D intégrées au Groupe pour anticiper la résolution de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction ;
- mise fortement sur le développement des compétences ; dans ce but, chaque site de production nucléaire est doté d'un simulateur utilisé pour former et entraîner à tout type de situation.

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes. Le contrôle externe de la sûreté des installations nucléaires en France est assuré par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN).

À l'échelon national, les contrôles sont de deux ordres :

- des inspections réglementaires sont menées sur sites par l'ASN, de façon programmée ou inopinée (421 en 2014 sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF) ;
- un processus de réexamen décennal de sûreté a été mis en place depuis 1989 et formalisé dans la loi TSN de 2006. Il vise à renforcer la maîtrise de la conformité des centrales nucléaires en exploitation au référentiel de sûreté et à réévaluer ce dernier en fonction du retour d'expérience et des nouvelles connaissances acquises. Ce référentiel de sûreté ainsi réévalué est ensuite stabilisé jusqu'au réexamen suivant (sauf événement majeur nécessitant une prise en compte immédiate). Les objectifs sont fixés par l'ASN, qui en contrôle le respect ; EDF propose des solutions pour y répondre et les met en œuvre après approbation de l'ASN (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF »)). Le réexamen décennal de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales (voir sections 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France ») et 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)).

À l'échelon international, des inspections permettant la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde ont lieu régulièrement :

- les OSART (*Operational Safety Review Team*) de l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) sont effectuées à la demande de l'État français et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques. En particulier, la première *Corporate OSART* d'EDF s'est tenue en 2014, et a conclu qu'EDF est totalement conforme aux standards définis par l'AIEA ;
- les visites internationales « revues de pairs » (*Peer Reviews*) menées par la WANO (*World Association of Nuclear Operators*) sont organisées à la

demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté au regard des meilleures pratiques internationales.

Par ailleurs, EDF a mis en place des procédures de contrôle interne. À titre d'exemple, EDF réalise tous les trois à quatre ans pour chaque unité nucléaire des évaluations globales d'excellence qui se déroulent sur trois semaines et impliquent environ 30 inspecteurs. De plus, l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF et nommé par lui, effectue des audits qui permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la Direction de l'entreprise des actions de progrès.

Les efforts déployés par EDF, notamment pour améliorer la performance humaine, ont permis de réduire ces dernières années le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur (AAR¹). Alors que 40 AAR étaient survenus en 2010, ce chiffre a diminué pour atteindre 31 AAR en 2014.

EDF est soumis à la loi du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). Cette loi garantit à tout individu l'accès à l'information en ce qui concerne les impacts sur la santé et sur l'environnement des activités nucléaires et formalise la transparence sur la sécurité nucléaire.

Dispositif d'alerte

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les conséquences sur l'environnement et sur les populations, et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour les niveaux national et local. Il s'agit :

- du plan d'urgence interne (PUI), élaboré par EDF, et
- du plan particulier d'intervention (PPI), élaboré par les préfets en collaboration avec les services de l'État et EDF.

Afin d'assurer une meilleure efficacité et donc une meilleure protection des populations, ces plans prennent notamment en compte le risque d'actes de malveillance.

La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents, qui permettent d'assurer le bon fonctionnement de l'organisation de crise mais aussi d'améliorer son contenu, en clarifiant notamment les rôles et en validant l'ensemble des moyens matériels et humains sollicités. Chaque année, une centaine d'exercices sont organisés pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale, sous la direction de l'ASN, et impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfetures. En 2014, 11 exercices d'ampleur nationale ont été organisés.

Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a décidé d'enrichir son organisation de gestion de situation de crise par un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif, la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey. Depuis fin 2012, il est possible de projeter la FARN sur une tranche de n'importe quel site en difficulté. Elle est désormais pleinement opérationnelle de manière à permettre des interventions en parallèle sur 4 tranches d'un même site et, d'ici à fin 2015, sur 6 tranches.

Les missions de la FARN sont les suivantes :

- intervenir dans un délai de 24 heures pour épauler, voire relever les équipes qui auront assumé les actions d'urgence du site concerné, dont les infrastructures d'accès pourront être partiellement détruites ;
- agir en autonomie pendant plusieurs jours (ce qui implique des capacités logistiques en support, dans le domaine de l'alimentation et du couchage notamment) sur un site partiellement détruit (bâtiments tertiaires non sismiques par exemple), dont l'ambiance pourrait être radioactive, voire touchée par des pollutions chimiques ;

1. Arrêt automatique et instantané de l'installation par la mise en route des protections assurant sa sécurité.

- déployer des moyens lourds de protection ou d'intervention dans un délai de quelques jours ;
- assurer une liaison permanente avec la Direction Générale de l'entreprise, la Direction et les équipes du site ainsi que les pouvoirs publics locaux pour pouvoir gérer et coordonner les interventions ;
- préparer la durabilité de ses actions au-delà des premiers jours d'autonomie dans l'éventualité d'une crise de longue durée.

La FARN vient en appui de l'organisation de crise déjà prévue en cas de situation accidentelle.

Événements significatifs dans le domaine de la sûreté (ESS)

Les événements sont classés sur une échelle à 7 niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES – *International Nuclear Event Scale*). Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés d'« écarts » ou encore nommés « événements de niveau 0 ».

Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun événement de niveau 3 (incident grave – très faible rejet à l'extérieur et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires) ou au-delà n'a eu lieu sur le parc nucléaire français.

De 2002 à 2013, EDF a recensé annuellement, pour l'ensemble de son parc, au plus un événement de niveau 2 (incident assorti de défaillances importantes des dispositions de sûreté). En 2014, il n'y a pas eu d'événement significatif pour la sûreté de niveau 2. Dans la continuité des résultats obtenus en 2013, les résultats 2014 continuent à s'améliorer avec un nombre moyen de 1,14 événement de niveau 1 par réacteur (soit 66 événements) contre 1,19 un an plus tôt. Le nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) est de 9,66 par réacteur (soit 560 événements), contre 10,36 en 2013.

Radioprotection

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. Ainsi, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2014, la dose individuelle moyenne est de 0,72 homme-sievert par réacteur (soit une dose collective de 41,6 hommes-sieverts en 2014). La dosimétrie collective en 2014 est en baisse par rapport à 2013 (45,9 hommes-sieverts). EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective dans la perspective des volumes de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation dans les années à venir.

EDF souhaite continuer à diminuer les expositions aux rayonnements en deçà de la limite réglementaire, fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier. Ainsi, tout au long de l'année 2014 et sur 12 mois glissants, aucun des intervenants – salariés d'EDF et des entreprises prestataires – n'a été exposé à une dose individuelle supérieure à 16 millisieverts, et le nombre de personnes exposées à plus de 14 millisieverts a été de 5 (8 en 2013).

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont les moins bons, notamment en procédant à l'assainissement des circuits.

6.2.1.1.3.4 Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés

Le volume annuel moyen de référence de combustible nucléaire consommé par les réacteurs du parc EDF en France est d'environ 1 200 tonnes de combustibles (tonnes de métal lourd : uranium naturel enrichi, uranium de retraitement enrichi, plutonium), dont environ 1 050 tonnes de combustibles UNE (uranium naturel enrichi), 100 tonnes de combustibles MOX (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 50 tonnes de combustible URE (uranium de retraitement enrichi).

Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :

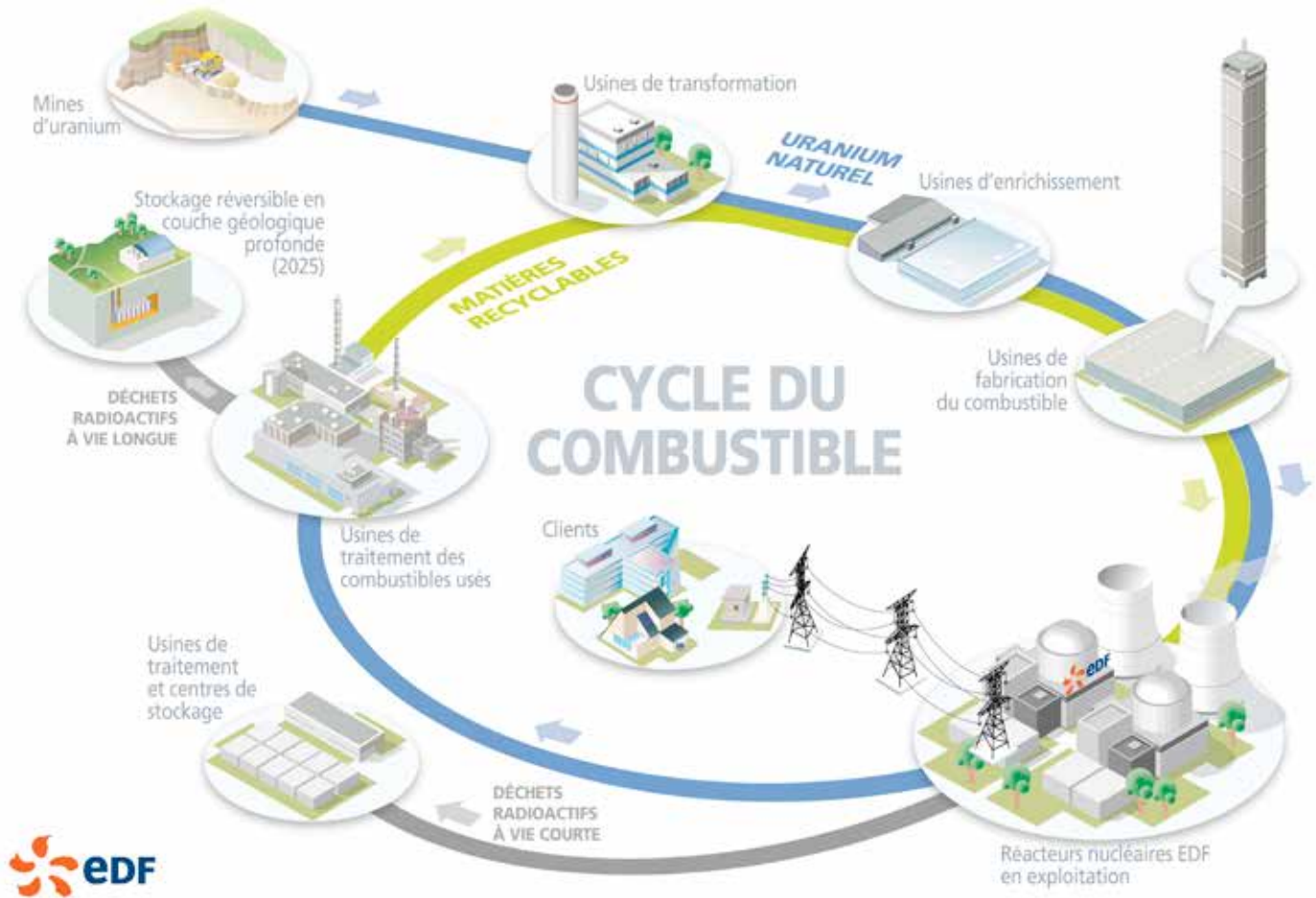
- l'amont du cycle : l'achat de concentrés issus du minerai d'uranium, la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication du combustible ;
- le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement ; le combustible séjourne de quatre à cinq ans dans le réacteur ;
- l'aval du cycle, pour le parc de réacteurs en France : l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage, tel que prévu dans la loi de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle du combustible. Celles de l'amont et de l'aval sont réalisées par des prestataires ou fournisseurs, généralement au travers de contrats pluriannuels. EDF acquiert l'essentiel des matières premières au stade de concentrés d'uranium (U_3O_8), les transformations en produits plus élaborés étant confiées aux industriels du cycle à travers des contrats de service (fluoration, enrichissement et fabrication), et assure les opérations de cœur de cycle. EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.

L'amont

Dans le cadre de l'intégration du Groupe, les approvisionnements en uranium et en services associés (conversion, enrichissement) pour EDF et sa filiale EDF Energy sont mutualisés.

Le schéma ci-dessous présente les différentes étapes du cycle du combustible nucléaire en France :



Afin d'assurer la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni, EDF conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, et gère, dans une perspective de long terme, un portefeuille de contrats.

Par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle du combustible (uranium naturel, uranium fluoré enrichi ou non, assemblages neufs en magasin), EDF cherche à éviter d'avoir recours au marché de court terme en cas d'aléas de production dans les mines ou les usines du cycle. Ces stocks apportent des garanties en termes de sécurité d'approvisionnement et de prix, sur des marchés de matières et services de l'amont qui peuvent connaître des variations significatives.

L'approvisionnement en uranium naturel

La plus grande partie des approvisionnements en uranium d'EDF est assurée à long terme par des contrats d'une durée de 7 à 20 ans déjà signés ou par des engagements réciproques devant être confirmés à terme par des contrats définitifs (options garantissant l'accès pour la fin de période de couverture des besoins à des volumes sous conditions de négociations de prix). Cette politique d'achat a pour objectif premier de garantir la sécurité des approvisionnements d'EDF à long terme et contribue également à la couverture partielle du risque prix.

Pour ses besoins en uranium naturel, EDF poursuit une politique de diversification de ses sources d'approvisionnement en termes d'origines et de fournisseurs. Cette politique permet de renforcer les approvisionnements en provenance des zones géographiques à fort potentiel, en particulier l'Australie, le Canada et le Kazakhstan.

Le groupe AREVA est un fournisseur important (voir la section 4.3 « Facteurs de dépendance »). EDF et AREVA se sont entendus en février 2012 sur les principes d'un partenariat portant notamment sur la fourniture d'uranium contribuant à sécuriser sur le long terme les approvisionnements d'EDF. Dans ce contexte, EDF et AREVA ont signé en 2012 deux contrats assurant la fourniture d'environ 30 000 tonnes d'uranium sur la période 2014-2035.

Les formules d'indexation des contrats du portefeuille d'approvisionnement en uranium naturel comprennent des parts fixes (prix de base inflatés ou non) et des parts variables (indexées sur des indices de prix de marché) et sont parfois limitées par des prix planchers et plafonds. De ce fait, les effets des variations à la hausse des prix de marché de l'uranium naturel sur les coûts d'approvisionnement sont atténués et lissés dans le temps, tout en permettant de bénéficier des baisses éventuelles.

La fluoration (ou conversion)

Les besoins d'EDF sont assurés par l'usine Comurhex du groupe AREVA, ainsi que par les autres producteurs mondiaux, tels que Cameco au Canada et au Royaume-Uni, Converdyn aux États-Unis et Tenex en Russie.

Des contrats conclus par EDF en 2013 permettent de renforcer la couverture à long terme des besoins d'EDF en services de fluoration.

l'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

Dans un objectif de sécurisation de ses approvisionnements en services d'enrichissement à des conditions compétitives, EDF s'est assuré d'une couverture significative de ses besoins auprès des enrichisseurs Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis) et Tenex (Russie).

Conformément au contrat long terme conclu en 2008 entre AREVA et EDF, les livraisons de services d'enrichissement par l'usine Georges-Besse 2 (nouvelle usine d'AREVA basée sur l'ultracentrifugation, en remplacement de l'ancienne usine Eurodif qui utilisait la diffusion gazeuse) à EDF ont débuté en 2013. Progressivement, une part significative des services d'enrichissement approvisionnés par EDF proviendra de cette usine.

Ainsi, la couverture en services d'enrichissement des besoins du parc existant ou en cours de construction d'EDF en France comme au Royaume-Uni s'est renforcée pour atteindre l'horizon post-2020, sur la base de contrats à prix majoritairement fixes, décroissants en monnaie constante.

La filière uranium de retraitement enrichi (URE)

Cette filière constituée dès les années 1990 permet de recycler dans les réacteurs mêmes l'uranium issu du traitement du combustible usé, qui constitue environ 95 % de la masse du combustible usé.

Cette filière a été suspendue courant 2013, compte tenu de l'absence d'incitation économique du fait d'une offre d'uranium naturel très supérieure à la demande et dans l'attente de la disponibilité d'un nouveau schéma industriel. EDF examine actuellement les conditions d'un redémarrage de la filière à l'horizon 2020.

L'uranium issu du retraitement, actuellement non utilisé, est stocké sous forme stable de façon à pouvoir être utilisé ultérieurement.

La fabrication des assemblages de combustible

Les contrats avec les fournisseurs d'assemblages de combustible AREVA NP et Westinghouse ont été renouvelés en 2014 de façon à sécuriser les approvisionnements au minimum jusqu'en 2020.

Le contrat conclu avec AREVA NP couvre la part prépondérante des besoins d'EDF.

La gestion des combustibles en cœur

EDF a mis en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances énergétiques du combustible nucléaire sur ses différents paliers, qui a permis d'accroître le rendement énergétique du combustible et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales tout en assurant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande. EDF a ainsi retenu pour son parc des cycles de production de 12 à 18 mois (voir section 6.2.1.1.3.2. (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques »)).

L'aval du cycle en France

EDF est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets associés sans transfert possible ni limitation dans le temps. AREVA est chargé du traitement et l'ANDRA, conformément aux orientations définies par la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, est chargée des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets ultimes.

En matière de cycle du combustible, la stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX. Les

capacités de recyclage des tranches nucléaires du parc français conduisent à traiter environ 1 000 tonnes de combustibles usés par an.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF

Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans un premier temps dans les piscines des centrales puis dans celles de l'usine de traitement d'AREVA à La Hague. Les conditions d'entreposage sont reconnues sûres sur des échelles de temps de plusieurs décennies. Une dizaine d'années après leur déchargement du réacteur, les combustibles UO₂ usés sont traités afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. Une première déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 de l'accord traitement-recyclage et son contrat d'application portant sur la période 2008-2012 ainsi que du protocole de reprise et de conditionnement des déchets et de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine de La Hague (protocole RCD-MAD/DEM).

Les conditions du traitement-recyclage sur la période 2013-2020 ont fait l'objet de termes de référence signés par EDF et AREVA en juin 2014 et seront déclinées dans le contrat d'application 2013-2020 dont la signature est prévue au premier semestre 2015.

Les accords traitement-recyclage concernent :

- le transport des combustibles nucléaires usés depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de retraitement de La Hague et leur entreposage ;
- la séparation des matières combustibles recyclables (uranium, plutonium) des déchets de haute activité et leur conditionnement ;
- le conditionnement des déchets radioactifs extraits du combustible usé ;
- l'entreposage des déchets conditionnés dans l'attente de leur évacuation vers un centre de stockage ;
- le recyclage du plutonium sous forme de combustible MOX ;
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium issu du traitement (voir « La filière uranium de retraitement enrichi (URE) » ci-avant).

Les contrats d'application fixent les prix et les quantités des prestations mises à la charge d'AREVA par EDF. Les termes de référence signés en 2014 prévoient un accroissement des quantités annuelles de combustibles usés traités et de combustible MOX à respectivement environ 1 100 tonnes et 123 tonnes.

Le protocole RCD-MAD/DEM définit la contribution d'EDF aux charges de déconstruction des installations de La Hague, pour laquelle il fixait le montant d'une soulte libératoire versée par EDF à AREVA. Le dernier versement ayant eu lieu en 2011, EDF est libéré de toute obligation de paiement quant à sa contribution relative au financement du démantèlement des anciennes installations de La Hague (propriété d'AREVA).

Le stockage des déchets ultimes conditionnés

Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories : des déchets HA (Haute Activité) aux déchets TFA (Très Faible Activité) en passant par les déchets FA et MA (Faible et Moyenne Activité). Ils sont dits à vie longue lorsque leur période d'activité dépasse 30 ans, à vie courte dans le cas contraire.

Déchets de Haute Activité à Vie longue (HAVL)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HAVL, qui assure un conditionnement de très haute qualité dans un volume réduit. Les déchets sont ensuite entreposés à La Hague dans des installations spécifiques. L'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation des anciennes centrales à Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) et à 40 années d'exploitation du parc REP actuel, représentera un volume d'environ 6 700 mètres cubes.

En s'appuyant sur les acquis des travaux et recherches menés dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991, la loi du 28 juin 2006 définit un programme de gestion à long terme pour les déchets de Haute Activité à Vie longue, en retenant, dans son plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, le stockage géologique comme solution de référence : « [...] Après entreposage, les déchets radioactifs ultimes ne pouvant pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radioprotection être stockés en surface ou en faible profondeur font l'objet d'un stockage en couche géologique profonde. » La loi précise notamment que « pour assurer [...] la gestion des déchets radioactifs à vie longue de Haute ou Moyenne Activité, les recherches et études relatives à ces déchets sont poursuivies [...] et notamment le stockage réversible en couche géologique profonde [...] en vue de choisir un site et de concevoir un centre de stockage, de sorte que la demande de son autorisation [...] puisse être instruite en 2015 et, sous réserve de cette autorisation, le centre mis en exploitation en 2025 » (pour plus de précisions concernant la loi du 28 juin 2006, voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). Ce calendrier a été confirmé par le Conseil de politique nucléaire du 28 septembre 2012. L'ANDRA a donc saisi la Commission Nationale du Débat Public le 9 octobre 2012 pour organiser un débat public sur ce projet, qui s'est tenu en 2013.

Le compte-rendu et le bilan de ce débat public ont été rendus publics le 12 février 2014. L'ANDRA s'est prononcée sur les suites à donner aux attentes exprimées lors du débat public le 6 mai 2014. Elle a notamment décidé d'intégrer une phase industrielle pilote au démarrage de l'installation afin de tester en conditions réelles l'ensemble des fonctionnalités du stockage (mesures et dispositions techniques prises pour maîtriser les risques d'exploitation, capacité à retirer des colis de déchets stockés, moyens et capteurs permettant la surveillance du stockage, techniques de scellement des « alvéoles » d'accueil des déchets et des galeries).

Lorsque le projet de stockage géologique entrera en phase industrielle, il devra faire face à de nouveaux enjeux afin d'aboutir à un ouvrage techniquement, industriellement et économiquement optimisé et maîtrisé, conforme aux exigences de sûreté publiées par l'ASN et mené de façon cohérente, de sa conception à sa réalisation. Il convient à cette fin de stabiliser dès à présent les meilleures bases de conception pour la poursuite du projet et de déterminer la meilleure organisation sécurisant la réussite des phases de conception et de réalisation industrielles.

Un partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets a été institué en 2011 afin de favoriser la conduite du projet de stockage géologique en faisant bénéficier de toutes les compétences de la filière nucléaire française. Ce partenariat prévoit la réalisation d'études conjointes sur des problématiques ciblées et l'organisation d'une interface entre l'équipe projet ANDRA et les exploitants nucléaires, permettant à ceux-ci d'intervenir de façon informée et pertinente dans la gouvernance du projet. L'ANDRA a réalisé en 2012 et 2013 des études d'esquisse prenant notamment en compte des options de conception proposées par les producteurs. Elle étudie les optimisations identifiées lors d'une phase d'analyse de la valeur menée conjointement avec les producteurs en vue de les intégrer dans la conduite du projet. Elle a engagé un travail d'évaluation des coûts du stockage qui doit prendre en compte les optimisations qu'elle a intégrées à date dans ses choix techniques de référence, ainsi que les recommandations de l'ASN, de la Commission Nationale d'Évaluation (CNE) et du débat public. Après consultation des producteurs de déchets et de l'ASN, le Ministre chargé de l'énergie devrait arrêter l'évaluation de ces coûts et la rendre publique.

Déchets de Moyenne Activité à Vie longue (MAVL)

Les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé constituent des déchets MAVL, de moindre activité que les déchets HAVL. Ils sont aujourd'hui compactés et conditionnés dans des conteneurs en acier inoxydable. Le volume total des déchets MAVL, incluant notamment les déchets issus de l'exploitation du parc Uranium Naturel - Graphite - Gaz et ceux issus des 40 années de référence d'exploitation du parc REP actuel, représentera environ 37 000 mètres cubes. Contrairement aux déchets HAVL, ils ne dégagent pas de chaleur, et se prêtent de ce fait à un stockage plus rapide que les déchets HAVL, puisqu'ils ne nécessitent pas un entreposage long pour refroidissement avant stockage.

De même que les déchets HAVL, les déchets MAVL sont entreposés à La Hague dans des installations spécifiques, dans l'attente des décisions sur le stockage en couche géologique profonde qui seront à prendre dans le cadre de la loi du 28 juin 2006.

Déchets de Faible Activité à Vie longue (FAVL)

Les déchets de Faible Activité à Vie longue (FAVL) appartenant à EDF proviennent de la déconstruction des anciens réacteurs UNGG (graphite, déchets de procédés – voir section 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »)). Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants (voir ci-après) mais, du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en subsurface. Dans le cadre du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) 2010-2012, et en collaboration avec l'ANDRA, les exploitants nucléaires ont étudié des scénarios de gestion alternative intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite. Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et doit en présenter le résultat aux pouvoirs publics avant la fin de l'année 2015.

Déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte et de Très Faible Activité (FMA et TFA)

Les déchets FMA à vie courte (FMA-VC) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines, etc.). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaing, géré par l'ANDRA, conçu pour les déchets de Faible et Moyenne Activité.

Les déchets TFA sont des déchets dont la radioactivité est du même ordre de grandeur que la radioactivité naturelle. Provenant principalement de la déconstruction des installations nucléaires, ce sont surtout des gravats (béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.). Ces déchets sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Dans un objectif de réduction des volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine Centracode, filiale d'EDF. Après un arrêt complet de l'usine consécutif à un accident survenu en 2011 dans un four de fusion de déchets métalliques, l'ASN a autorisé SOCODEI en juin 2012 à redémarrer l'incinérateur de l'usine Centracode, ce qui a permis de reprendre le traitement des déchets qui étaient entreposés sur les sites des centrales nucléaires (voir section 6.2.1.1.3.3. (« Environnement, sûreté, radioprotection »)). SOCODEI poursuit les actions nécessaires au redémarrage en 2015 des installations de fusion des déchets.

Prise en compte des charges futures concernant la gestion des combustibles usés et la gestion à long terme des déchets radioactifs

EDF constitue chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France (voir note 29 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014), qui couvrent la gestion des combustibles usés (y compris le combustible engagé en réacteur et non encore irradié) et la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Pour évaluer les coûts de gestion future des déchets de Haute et Moyenne Activité à Vie longue (HA-MAVL), issus du traitement des combustibles usés, EDF a retenu l'hypothèse d'un stockage géologique profond des déchets, en conformité avec la loi du 28 juin 2006 qui a défini ce mode de gestion comme la solution industrielle de référence.

Pour les déchets de Faible Activité à Vie longue (FAVL), issus de la déconstruction des centrales UNGG arrêtées, les provisions sont établies par EDF à partir des calendriers prévisionnels de production de ces déchets et des hypothèses de coûts relatives aux modalités de stockage définies par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (FMA et TFA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants. Les coûts d'évacuation et de stockage des déchets issus de la déconstruction des centrales sont provisionnés, les charges relatives aux déchets d'exploitation étant traitées en charges annuelles (voir note 29.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2014).

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2014 sont établies en application des prescriptions de la loi du 28 juin 2006, codifiée aux articles L. 542-1 et suivants du Code de l'environnement et de ses textes d'application parus en 2007. Conformément à cette loi, le Ministre chargé de l'énergie arrêtera et publiera une nouvelle évaluation du coût de stockage, sur la base d'un chiffrage proposé par l'ANDRA et après avoir recueilli l'avis des exploitants et de l'ASN.

6.2.1.1.3.5 Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France

EDF estime que le nucléaire constitue à ce jour une réponse durable et économiquement efficace aux besoins énergétiques futurs : il permet une relative indépendance énergétique grâce à des réserves mondiales d'uranium importantes, plus que suffisantes pour couvrir la demande mondiale prévue à l'horizon 2040 (AIE, *World Energy Outlook 2014*) ; l'énergie nucléaire est également une énergie non émettrice de CO₂, atout essentiel dans le contexte du changement climatique.

Le développement de réacteurs de quatrième génération (voir section 11.2.1 (« Consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés »)) permettrait de réduire de façon significative la consommation d'uranium naturel et de porter le niveau de ces réserves énergétiques à plusieurs milliers d'années.

Par ailleurs, le Conseil de politique nucléaire réuni le 28 septembre 2012 a réaffirmé la confiance de la France dans la technologie et l'industrie nucléaires françaises et la poursuite du projet EPR à Flamanville.

Dans ce cadre, l'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur les axes stratégiques suivants :

- la mise en place des conditions techniques permettant l'extension au-delà de 40 ans de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires en exploitation ;
- la poursuite de l'amélioration de leur sûreté, en premier lieu par l'intégration des leçons tirées de l'accident de Fukushima au Japon ;
- la mise en œuvre d'une politique préventive vis-à-vis du vieillissement des équipements ou de leur obsolescence ;
- la construction d'une première tranche EPR à Flamanville ;
- l'optimisation de l'EPR capitalisant sur le retour d'expérience du Groupe et le développement de nouveaux modèles de réacteurs de troisième génération (1 000 MW et 1 500 MW)

Extension de la durée de fonctionnement significativement au-delà de 40 ans des tranches en exploitation

Évaluations complémentaires de sûreté (ECS) consécutives à l'accident de Fukushima

Le 15 septembre 2011, EDF a remis à l'ASN un rapport d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) pour chacun de ses 19 sites de production nucléaire, englobant les réacteurs en exploitation et ceux en construction. Ces évaluations complémentaires de sûreté répondent aux demandes de l'ASN et du Conseil européen consécutives à l'accident de Fukushima au Japon.

Ces évaluations ont consisté à réinterroger les défenses des centrales existantes et en construction à la lumière des événements qui ont eu lieu au Japon, en prenant en compte des thèmes prédéfinis dans le cahier des charges fixé par les autorités de sûreté et issu directement du retour d'expérience de l'accident. Ainsi, les marges de sûreté ont été réévaluées face aux risques de séisme et d'inondation, face à des situations de perte simultanée de la source de refroidissement et des alimentations électriques, face aux conséquences d'accidents graves. Ces évaluations ont également amené à rechercher si certaines modifications des scénarios envisagés, au-delà des situations prises en compte pour dimensionner les systèmes de protection, conduiraient à fortement aggraver les conséquences en termes de sûreté (« effets falaise ») et enfin à prendre en compte de façon déterministe des situations extrêmes qui dépasseraient sensiblement celles retenues lors de la conception des installations nucléaires et des réexamens de sûreté successifs. La sûreté du parc nucléaire d'EDF repose en effet sur

un principe d'amélioration continue : les installations existantes, comme les nouvelles, bénéficient ainsi en permanence du retour d'expérience de toutes les centrales, et tirent les enseignements des incidents et accidents qui peuvent survenir dans le monde.

Enfin, les ECS ont aussi réinterrogé les règles appliquées dans le domaine de la sous-traitance.

Ces analyses ont confirmé en premier lieu le bon niveau de sûreté de l'ensemble du parc nucléaire d'EDF, notamment du fait des réexamens de sûreté périodiques, pratiqués en France depuis la fin des années 1980 et consacrés par la loi relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (loi « TSN ») de juin 2006, codifiée depuis dans le code de l'environnement. EDF a également proposé des mesures complémentaires à l'ASN, propositions qui renforcent la prise en compte des situations allant au-delà de celles considérées pour dimensionner les systèmes de sûreté et ce, pour concourir à élever encore le niveau de sûreté actuel des centrales.

Dans son avis au gouvernement publié le 3 janvier 2012, l'ASN précise, sur la base des analyses de son appui technique, qu'« à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles ». Dans le même temps, l'ASN considère que « la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes ».

L'ASN a également prescrit le concept de « noyau dur » et la mise en œuvre de la FARN (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)). Le « noyau dur » sera constitué de structures, systèmes et composants de la centrale, robustes à des situations étudiées dans le cadre des ECS (agressions au-delà des niveaux considérés dans les référentiels de sûreté et pouvant se traduire par la perte de fonctions de refroidissement ou de sources électriques de longue durée affectant plusieurs installations d'un même site). Le 26 juin 2012, l'ASN a pris 19 décisions imposant à EDF plus de 600 prescriptions techniques, qui traduisent en exigences réglementaires le plan d'actions post-Fukushima défini à la suite des évaluations complémentaires de sûreté. Ces prescriptions techniques prévoient que tous les sites nucléaires devront disposer d'une organisation et de locaux de crise résistants à la survenue d'un événement de grande ampleur touchant plusieurs installations. Pour les centrales d'EDF, le « noyau dur » prescrit devra notamment comprendre pour chaque tranche des moyens électriques « bunkerisés » qui doivent être en place sur l'ensemble du parc avant 2018. En attendant, un groupe Diesel de secours provisoire a été installé sur chacune des 58 tranches au cours du premier semestre 2013. Les décisions publiées en juin 2012 ont également confirmé la mise en œuvre de la FARN (voir section 6.2.1.1.3.3 (« Environnement, sûreté, radioprotection »)). La définition complète du noyau dur a fait l'objet en janvier 2014 de prescriptions techniques réglementaires de la part de l'ASN. Les travaux entrepris à la suite de l'accident de Fukushima s'étendront jusqu'à l'horizon 2030, et EDF va continuer à mobiliser toute son expertise, ainsi que les ressources de la filière industrielle, pour étudier et réaliser l'ensemble de ces améliorations de façon à respecter les prescriptions de l'ASN.

Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF

Les dispositions du code de l'environnement, reprenant la loi TSN de 2006, ne fixent pas de durée limite d'exploitation a priori, mais imposent, tous les dix ans, de réexaminer le niveau de sûreté des installations au regard des meilleures pratiques internationales (« référentiel de sûreté »).

Dans le cadre des études associées aux troisièmes visites décennales du palier 900 MW, l'ASN avait publiquement indiqué début juillet 2009 qu'elle n'avait pas identifié de problème générique mettant en cause la capacité d'EDF à maîtriser la sûreté de ses réacteurs de 900 MW jusqu'à 40 ans.

Cette position générique de l'ASN est complétée par des décisions réacteur par réacteur. Ainsi, conformément à la législation en vigueur au 31 décembre 2014, à l'issue de la visite décennale de chaque réacteur du palier 900 MW, l'ASN prononce une autorisation pour le redémarrage. Six mois après le redémarrage suivant la visite décennale, l'exploitant lui remet un rapport de conclusion du réexamen de sûreté, sur la base duquel l'autorité de sûreté donne son accord pour poursuivre l'exploitation du réacteur dix années

supplémentaires, conditionné, le cas échéant, par une décision qui fixe les prescriptions techniques complémentaires à mettre en œuvre par l'exploitant.

La tranche de Tricastin 1 est à ce titre la première à avoir parcouru l'ensemble du processus nécessaire à la poursuite d'exploitation jusqu'à 40 ans. Cela s'est concrétisé par un avis positif rendu par l'ASN le 4 novembre 2010 sur l'aptitude de la tranche à être exploitée pour dix années supplémentaires après sa troisième visite décennale. Conformément aux prescriptions techniques émises à cette occasion par l'ASN, EDF a notamment terminé fin 2014 les travaux engagés afin d'assurer, par un renforcement des ouvrages hydrauliques de Donzère-Mondragon, une protection adaptée de la centrale nucléaire contre le risque d'inondation en cas de crue millénaire majorée.

La tranche de Fessenheim 1 est la seconde à avoir connu la fin de ce processus : elle a terminé sa troisième visite décennale en mars 2010, à l'issue de laquelle l'ASN a rendu un avis positif le 4 juillet 2011 sur l'aptitude de la tranche à être exploitée dix années supplémentaires ; cet avis a été rendu sous condition notamment du renforcement du radier du réacteur avant mi-2013 et de l'installation de dispositions techniques de secours pour évacuer durablement la puissance résiduelle en cas de perte de la source froide. La seconde tranche de Fessenheim a terminé sa troisième visite décennale en mars 2012, date à laquelle l'ASN a prononcé son accord pour le redémarrage de ce réacteur. Pour ces deux tranches comme pour les autres, EDF s'est engagé à réaliser les travaux complémentaires conformément aux conditions prescrites par l'ASN et ceux-ci ont été intégralement réalisés pour la tranche 1 en 2013 (concernant les décisions relatives à la centrale de Fessenheim, voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national »)).

Au total, à fin 2014, 23 des 34 tranches de 900 MW ont passé leur troisième visite décennale, et une est en cours (Blayais 3). Pour 6 d'entre elles (Fessenheim 1 et 2, Bugey 2 et 4, Tricastin 1 et Dampierre 1), le processus d'échanges avec l'ASN est terminé (avis et prescriptions de l'ASN reçus). Pour l'ensemble des réacteurs, EDF a réalisé ou réalisera les travaux requis par l'ASN au titre de ces prescriptions.

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc significativement au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu notamment de l'investissement important réalisé, d'une part lors des troisièmes visites décennales, et d'autre part au titre des améliorations post-Fukushima. Cet objectif s'inscrit pleinement dans la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue. À cette fin, EDF a engagé des plans d'actions industriels et de R&D. Des actions sont engagées pour renouveler les gros composants qui peuvent l'être (voir section 6.2.1.1.3.2 (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques »)), et des solutions sont étudiées pour démontrer la capacité des équipements non remplaçables, à savoir les enceintes de confinement et les cuves des réacteurs, à assurer leur fonction jusqu'à 60 ans.

S'agissant des améliorations de la sûreté des tranches à réaliser pour étendre la durée de fonctionnement au-delà de 40 ans, après une première réunion avec l'ASN en septembre 2010 pour en présenter les principales orientations, EDF a envoyé à l'ASN en 2011 un dossier pour instruction. L'ASN a fait examiner ce dossier par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN) et les 18 et 19 janvier 2012 par le groupe permanent « Réacteurs », composé d'experts mandatés par elle. Le groupe permanent a jugé ces propositions de façon positive, en recommandant qu'elles soient complétées et pour certaines renforcées.

Les demandes formulées par l'ASN à l'issue de ce groupe permanent ont été reçues fin juin 2013. EDF a transmis à l'ASN en octobre 2013 une première version du dossier fixant ses orientations pour l'amélioration de la sûreté des tranches de 900 MW lors de leur quatrième visite décennale, initialisant ainsi le processus réglementaire du réexamen de sûreté.

Une seconde version de ce dossier a ensuite été transmise en février 2014. Pour sa part, l'ASN a indiqué qu'elle émettrait en 2015 une première position sur les grandes orientations du réexamen de sûreté associé aux quatrième visites décennales des réacteurs 900 MW et en 2018-2019 une position définitive sur la phase « générique » de ce réexamen, l'autorisation finale de fonctionnement au-delà de 40 ans étant prise réacteur par réacteur.

Un allongement de la durée de fonctionnement du parc nucléaire actuel permettrait, dans le respect de la priorité absolue que constitue la sûreté et dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie (voir

section 6.2.1.1.3.2 (« L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques »)), de faire le meilleur usage du patrimoine industriel qu'il constitue, de repousser les flux financiers associés aux décisions d'investissement dans des centrales neuves au-delà de 2025 et de lisser dans le temps les mises en services de centrales neuves, ce qui présente un intérêt industriel.

État d'avancement du projet EPR (European Pressurized water Reactor) de Flamanville

Une ingénierie « architecte-ensemblier »

Pour la réalisation du projet EPR de Flamanville 3, EDF est exploitant-architecte-ensemblier, ce qui correspond à la position déjà adoptée lors du développement, de la rénovation et de la déconstruction de ses actifs de production en s'appuyant sur ses compétences internes d'ingénierie. Ce rôle permet la maîtrise de la conception et du fonctionnement des centrales, de l'organisation des projets de développement, du planning de réalisation et du coût de construction, des relations avec l'ASN et de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

Phase de lancement du projet

En octobre 2004, le Conseil d'administration d'EDF a décidé d'engager le processus de construction d'une tranche nucléaire EPR en France à Flamanville, en cohérence avec la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi « POPE »).

Un débat public a été organisé et animé par la Commission Nationale du Débat Public sur le projet de construction d'une tête de série EPR, à la suite duquel le décret d'autorisation de création de l'installation nucléaire Flamanville 3 a été délivré le 11 avril 2007. Le Conseil de politique nucléaire du 28 septembre 2012 a réaffirmé la poursuite du projet EPR à Flamanville.

Études

Les études de réalisation se poursuivent afin de produire les documents d'exécution et d'assurer le bon déroulement de la construction sur site.

Interfaces avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire

EDF a remis en octobre 2010 à l'ASN une première version de travail du dossier de mise en service de Flamanville 3 afin d'engager des échéances techniques préalables à la future instruction. Le dossier support à la demande de mise en service a été transmis en octobre 2014 à l'ASN. Il est prévu que la demande elle-même soit officiellement notifiée à l'ASN au premier semestre 2015, et au plus tard un an avant le chargement en combustible du réacteur. L'ASN a par ailleurs considéré que les évolutions apportées par EDF à l'architecture du contrôle-commande de l'EPR sont satisfaisantes eu égard à la demande faite en octobre 2009 d'éléments de justification complémentaires et d'examen de dispositions de conception différentes.

Contrats de fourniture et de travaux

La sécurisation du budget de construction s'est poursuivie en 2014 avec la contractualisation des travaux restant à mener jusqu'à la mise en service avec les principaux fournisseurs. Près de 70 % du budget de construction est porté par six principaux contrats (chaudière, génie civil, contrôle-commande, tuyauterie, travaux en mer et galerie de rejets, alternateur - condenseur - poste d'eau). Les principaux contrats, à l'exception du contrat chaudière, conclu avec AREVA, ont été attribués à la suite d'appels d'offres internationaux.

Fabrication des équipements

La fabrication des équipements requis pour la construction est maintenant très avancée. Les premiers gros composants ont été livrés sur site en 2010, les gros composants de la partie conventionnelle ont été livrés en 2011, et l'essentiel des équipements de la partie nucléaire est disponible en 2014, à l'exception d'un certain nombre de vannes et équipements classés « de sûreté » relevant de la réglementation des équipements sous pression nucléaires (ESPN), dont les critères d'acceptation font l'objet d'échanges entre le fabricant et l'ASN.

La cuve du réacteur a été livrée en octobre 2013 sur site et introduite dans le bâtiment réacteur en janvier 2014. Le premier générateur de vapeur a été introduit début septembre 2014.

Travaux sur site

La construction du réacteur Flamanville 3 de type EPR est engagée depuis fin 2007. Au cours de l'année 2014, plusieurs étapes importantes de sa construction ont été franchies, et marquent un basculement progressif du chantier vers les phases d'essais :

- après introduction de la cuve du réacteur en janvier 2014, démarrage du soudage du circuit primaire et introduction dans l'œuvre du premier générateur de vapeur ;
- fin du bétonnage du dôme interne du bâtiment réacteur ;
- mise en service de la salle de commande de l'EPR, la première en service pour un réacteur EPR ;
- premiers essais systèmes en station de pompage (filtration notamment) et en salle des machines (dont celui du circuit de graissage de ligne d'arbre de la turbine) ;
- installation sur le site de l'ensemble du contrôle-commande de la tranche, en vue de la généralisation des essais système ;
- mise en eau et test des piscines dans l'îlot nucléaire, notamment dans le bâtiment combustible ;
- introduction et début du montage des moteurs Diesel principaux, et du premier moteur Diesel d'ultime secours ;
- premiers essais fluides, dans l'îlot nucléaire, du circuit de refroidissement appelé RRI ;
- premier béton du centre de crise local du site de Flamanville (tranches 1-2-3), tête de série française de ce type de bâtiment issu des recommandations post-Fukushima et qui sera construit sur chaque site de production nucléaire français.

Fin 2014, les montages électromécaniques ont avancé de manière significative, et la phase d'essais est lancée sur le chantier, pour l'îlot conventionnel comme pour l'îlot nucléaire.

Calendrier de mise en service et budget

En décembre 2012, EDF a communiqué une révision à la hausse du coût de construction du projet Flamanville 3, à 8,5 milliards d'euros₂₀₁₂. Au-delà de l'effet « tête de série » – Flamanville 3 est la première centrale nucléaire construite en France depuis 15 ans –, certains facteurs ont pesé sur ce coût. Ainsi, cette réévaluation tient compte des dépenses complémentaires liées à des aléas industriels, notamment le remplacement des consoles du pont de manutention du bâtiment réacteur et ses conséquences sur l'aménagement du planning des travaux. Avaient également été intégrés les études d'ingénierie supplémentaires, la prise en compte des nouvelles exigences réglementaires, dont l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires, ainsi que les enseignements post-Fukushima.

Les travaux préparatoires menés dans le cadre de la revue de projet de fin novembre 2014 avec l'ensemble des fournisseurs ont mis en évidence un décalage dans le planning du chantier, reportant le démarrage de l'installation de 2016 à 2017.

Cette révision du planning résulte des difficultés rencontrées par AREVA sur :

- la livraison d'équipements tels que le couvercle et les structures internes de la cuve ;
- la mise en œuvre de la réglementation des équipements sous pression nucléaires (arrêté ESPN du 12 décembre 2005) pour laquelle Flamanville 3 est tête de série, en particulier sur un lot de montage réalisé par AREVA et ses entreprises sous-traitantes. Les modalités de justification du respect des exigences de l'arrêté n'ont en effet pas été définies au moment de sa mise en application.

AREVA a également présenté à EDF un point concernant les analyses en cours sur les essais de qualification des soupapes du pressuriseur et les expertises

métallurgiques sur les matériaux du couvercle et du fond de la cuve, celles-ci étant nécessaires à la qualification de ces pièces. Sur ce dernier point, des essais complémentaires seront réalisés à partir d'avril 2015, après accord de l'ASN sur leurs modalités (voir section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture »)).

Résultat de l'évaluation complémentaire de sûreté pour l'EPR

L'exercice d'évaluation complémentaire de sûreté a également été mené pour l'EPR, sachant que ce réacteur tire sa robustesse de sa conception initiale. Les parades supplémentaires à mettre en œuvre sont compatibles avec le planning.

Sur l'EPR, l'analyse par les groupes permanents de l'ASN en novembre 2011 a montré que la conception de la centrale actuellement en construction à Flamanville assurait déjà une protection améliorée à l'égard des accidents graves du type de l'accident de Fukushima. Dans ce contexte, les groupes permanents estiment qu'EDF devra identifier, parmi les équipements prévus, ceux relevant du « noyau dur » relatif à la prévention et à la limitation des conséquences d'un accident grave. Cette analyse a été confirmée par le rapport de l'ASN sur les évaluations complémentaires de sûreté.

6.2.1.1.3.6 La déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité réglementaire, financière et technique de la déconstruction de ses centrales. Pour EDF, les enjeux sont de démontrer, au travers du processus de déconstruction, sa maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire.

La déconstruction de centrales nucléaires comporte trois niveaux, selon une typologie définie en 1980 par l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA) :

- niveau 1 : arrêt de la centrale, déchargement du combustible, vidange des circuits (99,9 % de la radioactivité est éliminée), puis mise à l'arrêt définitif : démontage d'installations non nucléaires définitivement mises hors-service, accès limité aux installations sous surveillance ;
- niveau 2 : démontage des bâtiments non nucléaires et des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, conditionnement et évacuation des déchets vers les centres de stockage, isolement, confinement et mise sous surveillance de la partie entourant le réacteur ;
- niveau 3 : démontage complet et enlèvement du bâtiment réacteur, des matériaux et équipements encore radioactifs ; la surveillance n'est plus nécessaire. À l'issue de ces opérations, le site peut être réutilisé pour un usage industriel.

En général, les opérations conduisant aux niveaux 1 puis 2 sont effectuées successivement sur une durée de l'ordre de cinq à dix ans après l'arrêt définitif du réacteur. La durée des opérations conduisant au niveau 3 est évaluée à environ dix à quinze ans. Par ailleurs, des bâtiments conventionnels peuvent être conservés et utilisés pendant la déconstruction.

Le scénario de référence adopté par EDF depuis 2001 est une déconstruction sans période d'attente, en cohérence avec la réglementation française qui prévoit une déconstruction « dans un délai aussi court que possible, entre l'arrêt définitif du fonctionnement de l'installation et le démantèlement de celle-ci » (voir arrêté du 7 février 2012 fixant les règles générales relatives aux installations nucléaires de base).

Le processus réglementaire de la déconstruction est encadré par la loi TSN et son décret d'application n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 (voir section 6.5.6.2.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base »)). Pour un site donné, il se caractérise par :

- un décret d'autorisation unique, après avis de l'ASN, permettant la déconstruction ;
- des rendez-vous clés avec l'ASN, intégrés dans un référentiel de sûreté propre aux opérations de mise à l'arrêt définitif et de démantèlement ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé ;

- des phases préliminaires à l'obtention du décret d'autorisation, durant lesquelles :
 - l'exploitant doit fournir au moins trois ans avant la mise à l'arrêt définitif un dossier de demande à ses autorités de tutelle et à l'ASN (article 37 du décret d'application n° 2007-1557) précisant notamment les modalités de déclassement (article 40 du décret d'application n° 2007-1557),
 - des consultations et enquêtes publiques doivent être organisées (article 38 du décret d'application n° 2007-1557).

La loi de transition énergétique pour la croissance verte, en cours d'examen au Parlement, prévoit une révision du cadre juridique, visant en particulier à distinguer la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement (voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national » – « Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte »)).

La déconstruction des centrales à l'arrêt définitif

Concernant les centrales à l'arrêt définitif (un réacteur à eau pressurisée (REP), Chooz A ; un réacteur à eau lourde (REL), Brennilis ; un réacteur à neutrons rapides (RNR), Creys-Malville ; et six réacteurs de la filière Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon), le choix effectué par EDF est de les déconstruire intégralement dans le délai aussi court que possible permis par la mise en service du stockage FAVL par l'ANDRA fixée à 2025. Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils restent placés sous sa responsabilité et sa surveillance.

Dans le cadre de son rôle de propriétaire responsable, EDF assure la maîtrise d'ouvrage de la déconstruction.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires d'EDF mises à l'arrêt définitif (programme « première génération ») produira environ un million de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de déchets non radioactifs, et aucun déchet de Haute Activité. Les 20 % restant correspondent à des déchets de Très Faible à Moyenne Activité, dont environ 2 % de déchets à vie longue nécessitant la mise à disposition d'un centre de stockage FAVL et MAVL (projet de centre industriel de stockage géologique (Cigéo)).

Les filières existantes pour l'évacuation des déchets à vie courte TFA et FMA seront complétées par :

- le projet d'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) en cours de construction sur le site de Bugey. L'enquête publique, réalisée en juin et juillet 2006, a conclu à un avis favorable, et un décret du 23 avril 2010 a autorisé EDF à créer l'installation. Toutefois, en parallèle, des recours contre le décret et le permis de construire ont été déposés. Le Tribunal administratif de Lyon a prononcé l'annulation en décembre 2011 du permis de construire de l'ICEDA au motif de sa non-conformité avec le plan local d'urbanisme de sa commune d'implantation, décision confirmée en appel par la Cour administrative de Lyon. Celle-ci a été cassée le 24 mars 2014 par le Conseil d'État. En décembre 2014, la Cour administrative d'appel de Lyon a annulé le jugement du Tribunal administratif de Lyon de décembre 2011, restaurant ainsi la validité du permis de construire initial. EDF a aussitôt remobilisé les entreprises en charge de la réalisation de l'installation. Les travaux reprendront à partir d'avril 2015. L'objectif est fixé à l'horizon de mi-2017 pour l'arrivée des premiers déchets activés pour les essais ;
- le Centre de stockage des déchets FAVL qui est inscrit dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, après remise d'un rapport à l'État fin 2012, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et doit en présenter le résultat aux pouvoirs publics avant la fin de l'année 2015 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)).

Le processus de déconstruction des centrales de Chooz A et Creys-Malville se poursuit. Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 58 tranches en exploitation mais de conception plus ancienne. La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse à flanc de colline, crée des conditions d'accès et d'entrée et sortie des matériels plus difficiles que celles du reste du parc REP existant.

Concernant Brennilis, en application d'une convention¹ de 2008 avec le CEA, EDF est devenu entièrement responsable de sa déconstruction. EDF a déposé auprès de l'ASN un nouveau dossier de demande d'autorisation de déconstruction de la centrale de Brennilis fin juillet 2008. Ce dépôt faisait suite à la décision du Conseil d'État du 6 juin 2007 d'annuler le décret autorisant EDF à procéder à la déconstruction totale du réacteur, annulation motivée par l'absence de mise à disposition du public, avant parution du décret, d'une étude d'impact des travaux de déconstruction de la centrale. À la suite de cette décision, EDF avait pris dès 2007 les dispositions nécessaires afin de garantir la mise en sécurité des installations pendant l'interruption des travaux de déconstruction. L'enquête publique s'est déroulée du 27 octobre au 11 décembre 2009. La commission d'enquête a donné un avis défavorable au projet le 15 mars 2010, avis assorti cependant d'une recommandation de réalisation de certains travaux. Un décret paru au *Journal officiel* du 28 juillet 2011 a permis ainsi de reprendre et finaliser les travaux de démantèlement partiel de la centrale ; la réalisation des travaux de déconstruction inclus dans le périmètre de ce décret se poursuit. En revanche, les travaux définitifs de démantèlement complet doivent être couverts par un décret complémentaire pour lequel EDF a déposé une demande le 29 décembre 2011, respectant ainsi les échéances requises par le décret partiel. Conformément à l'avis que l'ASN avait exprimé, la Mission de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection a signifié à EDF en décembre 2012 que la demande d'autorisation de démantèlement complet de Brennilis ne peut être instruite en l'état en raison de l'annulation du permis de construire de l'ICEDA (voir section 20.5.1 (« Procédures concernant EDF »)). L'arrêt de la Cour administrative d'appel de Lyon du 4 décembre 2014, en restaurant la validité du permis de construire de l'ICEDA, a conduit EDF à relancer l'étude d'un dossier de démantèlement complet de Brennilis en tenant compte de l'évolution de la réglementation depuis l'élaboration du précédent dossier, en particulier la mise en application de l'arrêté INB.

Concernant les six réacteurs de la filière UNGG, le programme de déconstruction d'EDF prévoit une évacuation directe du graphite de ces centrales au centre de stockage FAVL. Le planning de déconstruction est adapté à celui de la mise à disposition du centre de stockage par l'ANDRA.

Les coûts de déconstruction

Centrales nucléaires EDF

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations ainsi que la sécurité des sites (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 29.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014). Les montants ainsi provisionnés correspondent à l'estimation par EDF des charges de déconstruction pour atteindre le niveau 3. Depuis fin 2007, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application, la part correspondant à la gestion à long terme des déchets radioactifs issus de la déconstruction a été regroupée avec l'ensemble des provisions concernant les déchets d'origine nucléaire. Les montants provisionnés au titre de la déconstruction ne concernent donc plus que les opérations industrielles proprement dites.

En ce qui concerne les centrales de première génération à l'arrêt, les technologies sont très différentes les unes des autres (UNGG, REL, REP, RNR). Les coûts de déconstruction ont été évalués à partir de devis mis à jour en 2008, réévalués en 2012 en tenant compte de l'expérience industrielle accumulée, des aléas réglementaires et techniques rencontrés et de l'évolution des hypothèses techniques et réglementaires. Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont très différents les uns des autres, et l'estimation des charges de déconstruction a été réalisée site par site. Le financement de ces travaux de déconstruction est provisionné dans les comptes d'EDF, la provision correspondante ayant fait l'objet d'une réestimation en 2014 (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 29.1.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014).

1. Par cette convention, le CEA est devenu entièrement responsable de la déconstruction de l'installation de Phénix.

Pour les réacteurs standardisés de la filière REP en exploitation, les provisions s'appuient depuis 2014 sur une étude EDF dite « Dampierre » réalisée sur la base d'un site standard de 4 tranches 900 MW. Cette étude couvre les opérations de déconstruction, hors gestion des déchets issus de la déconstruction (voir notes 29.1.3 et 29.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014).

Il s'agit d'une estimation détaillée des coûts de déconstruction réalisée initialement en 1999 sur l'exemple représentatif du site de Dampierre et qui a été réactualisée par EDF en 2009, pour tenir compte du retour d'expérience des opérations de déconstruction effectuées par EDF sur ses centrales de première génération et des opérations de déconstruction de niveau 3 (démontage complet et enlèvement du bâtiment réacteur, des matériaux et des équipements radioactifs) menées par d'autres opérateurs, essentiellement américains. À l'occasion de cette mise à jour, il a été vérifié par une approche analytique que le coût de déconstruction ramené au kilowatt installé pour les 4 tranches 900 MW du site de Dampierre était bien extrapolable à l'ensemble du parc REP, et que les provisions constituées pour la déconstruction des 58 tranches en fonctionnement n'avaient pas lieu d'être révisées.

Dans le cadre de l'actualisation en 2009 de cette étude « Dampierre », EDF a commandité une étude au cabinet La Guardia, basée notamment sur le réacteur Maine Yankee aux États-Unis. Il en est ressorti d'une part que les estimations de La Guardia et d'EDF étaient très proches, et d'autre part que tout exercice d'intercomparaison nécessite une vérification approfondie du périmètre et des hypothèses considérés. Il convient notamment de tenir compte des exigences spécifiques à chaque pays, du degré de standardisation et d'homogénéité du parc, de la filière, du nombre de tranches par site, de l'éventuelle réutilisation industrielle du site, etc. EDF, en tant qu'unique propriétaire, exploitant, architecte-ensemblier, bénéficie de la connaissance de ses centrales et de l'expertise d'une entité d'ingénierie spécialisée dans ce domaine.

Par ailleurs, une comparaison internationale réalisée par l'OCDE fin 2003 montre que les estimations d'EDF sont cohérentes avec les estimations des autres pays. Hormis quelques cas particuliers (Suède, Japon), les coûts avancés par chacun sont en effet assez homogènes, la France se situant 10 % à 15 % en dessous de la moyenne, ce qui s'explique notamment par l'effet de série que l'on peut raisonnablement attendre de la déconstruction du parc REP.

Enfin, comme l'a rappelé la Cour des comptes dans son rapport de mai 2014 sur « le coût de production de l'électricité nucléaire », les comparaisons internationales sont délicates non seulement en raison des réglementations applicables mais également en raison des périmètres pris en compte pour estimer les coûts de démantèlement, qui varient de manière sensible d'un pays à l'autre.

Des audits sur les outils d'évaluation des obligations de fin de cycle concernant EDF, AREVA et le CEA sont en cours de réalisation sous l'égide de la DGEC depuis 2014. Ces audits s'inscrivent dans le cadre de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et du décret du 23 février 2007 sur la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les conclusions de cet audit seront disponibles mi-2015 pour ce qui concerne EDF.

Installations de tiers : La Hague (AREVA) et Phénix (CEA)

La responsabilité de la déconstruction des installations incombant à leur exploitant, EDF a souhaité se désengager financièrement de ces opérations.

Dans ce cadre, des accords conclus avec AREVA en juillet 2010 et avec le CEA fin 2008 ont permis de clarifier les responsabilités financières des parties. À la suite du versement de soultes, EDF est libéré de toute obligation au titre de la déconstruction des installations de Phénix, aujourd'hui à l'arrêt, et de La Hague.

6.2.1.1.3.7 Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation)

Des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 pour couvrir les engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 47.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014).

Pour EDF, il s'agit des provisions relatives à :

- la déconstruction des centrales nucléaires (13,9 milliards d'euros au 31 décembre 2014) ;
- la gestion à long terme des déchets radioactifs (7,7 milliards d'euros au 31 décembre 2014) ;
- la part de la provision pour derniers cœurs des centrales relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs (476 millions d'euros au 31 décembre 2014).

La provision pour gestion du combustible usé et la part de la provision pour derniers cœurs relative au coût du combustible non irradié relèvent du cycle d'exploitation, et sont donc exclues de l'assiette des actifs de couverture à constituer.

La Division EDF Invest, créée en juillet 2013, est chargée de la gestion du portefeuille d'investissements non cotés au sein des actifs dédiés d'EDF. Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement. Au 31 décembre 2014, les actifs gérés par EDF Invest représentaient une valeur de 3 264 millions d'euros, incluant notamment : 50 % de la participation du Groupe dans RTE, la participation dans la société Transport et Infrastructures Gaz France (TIGF), qui développe un service de transport et de stockage de gaz naturel et, depuis octobre 2014, la participation dans Porterbrook Rail Finance Limited, société britannique de location de matériel roulant ferroviaire.

La loi du 28 juin 2006 avait fixé un délai de cinq ans pour que la valeur du portefeuille des actifs dédiés soit au moins égale à la valeur des provisions, soit au plus tard en juin 2011. La loi NOME du 7 décembre 2010 a accordé sous conditions un report dérogatoire de cinq ans pour la couverture complète du passif par les actifs.

Les actifs dédiés représentaient au 31 décembre 2014 une valeur de réalisation de 23,0 milliards d'euros, en regard de 22,0 milliards d'euros de provisions (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 47.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014).

6.2.1.1.4 Production hydraulique

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales hydrauliques a représenté 8,1 % de sa production totale d'électricité nette de la consommation du pompage en 2014.

6.2.1.1.4.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 436 centrales :

- environ 11 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent 58 % de la production totale ;
- environ 50 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent moins de 8 % de la production totale.

L'âge moyen du parc est de 70 ans¹.

1. Moyenne arithmétique.

Le tableau ci-dessous récapitule la puissance maximale des centrales hydrauliques, ainsi que leur production nette du pompage et leur consommation par pompage des trois dernières années, selon que leur capacité est inférieure ou supérieure à 12 MW.

	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Centrales hydrauliques de capacité inférieure ou égale à 12 MW			
Puissance maximale (MW)	997,5	997,0	996,2
Production nette du pompage (TWh)	2,8	3,2	2,6
Consommation par pompage (GWh)	40,0	47,1	40,3
Production pompage compris (TWh)	2,9	3,2	2,6
Centrales hydrauliques de capacité supérieure à 12 MW			
Puissance maximale (MW)	18 949,2	19 029,4	19 013,3
Production nette du pompage (TWh)	34,7	39,4	32,0
Consommation par pompage (TWh)	7,8	7,0	6,7
Production pompage compris (TWh)	42,5	46,4	38,6
PUISANCE MAXIMALE TOTALE (GW)	19,9	20,0	20,0
PRODUCTION TOTALE NETTE DU POMPAGE (TWh) ⁽¹⁾	37,5	42,6	34,5
PRODUCTION TOTALE POMPAGE COMPRIS (TWh) ⁽²⁾	45,4	49,6	41,2

(1) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

(2) Y compris usine marémotrice de la Rance (518 GWh) en 2014.

Au périmètre de la France continentale, les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20 GW (hors outre-mer et Corse), soit 20 % du parc d'EDF, pour une énergie produisible (c'est-à-dire pour une hydraulité moyenne, voir glossaire) annuelle d'environ 43,5 TWh, contribuant à placer la France au rang de second producteur d'électricité renouvelable de l'Union européenne.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées. Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements qui sont capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en base ou en pointe, et qui offrent des leviers d'optimisation en raison de leur souplesse d'utilisation :

des aménagements « au fil de l'eau », comme sur le Rhin, qui ne possèdent pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment ; des éclusées avec une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinée à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée, pour couvrir les pointes de demande ; des aménagements de lacs (réservoirs saisonniers) situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif central et Pyrénées) ; des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) qui permettent de pomper l'eau du bassin aval vers le bassin amont en période de prix faibles, de manière à constituer un stock qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors « turbinée » du bassin amont vers le bassin aval) ; une usine marémotrice sur la Rance qui, en utilisant le mouvement ascendant et descendant de la marée, fournit de l'électricité de manière très régulière.

Catégorie	Puissance	Productible moyen sur 50 ans
Fil de l'eau	3,6 GW	17,1 TWh
Lac	8,8 GW	15,8 TWh
Éclusées	3,1 GW	8,8 TWh
Marémotrice	240 MW	0,5 TWh

Les STEP d'EDF en France continentale représentent une puissance de 4,2 GW pour une production qui en 2014 a été de 5,5 TWh. Le productible des STEP lié aux apports naturels dans les bassins amont est en moyenne de 1,1 TWh.

6.2.1.1.4.2 La sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur (voir section 4.2.2.2 (« Gestion des risques liés à la sûreté hydraulique »)). Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;

- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (DREAL). Parmi les barrages les plus importants, 68 d'entre eux font l'objet d'une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») mise en œuvre par le préfet compétent.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière de ses barrages, notamment par une auscultation continue. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (mesures de tassements, de pression, de fuites, conjuguées à l'inspection visuelle du béton et au contrôle des parties mécaniques, etc.) permettent à EDF d'établir régulièrement un diagnostic sur l'état de ses barrages. À Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF peuvent analyser à distance et si besoin en temps réel, grâce à une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

De plus, pour chacun des 150 grands barrages, une révision complète est réalisée tous les dix ans, assortie d'une vidange ou d'une inspection de la structure avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (DREAL et STEEGBH – Service technique de l'énergie électrique des grands barrages et de l'hydraulique). En 2014, EDF a réalisé 12 examens techniques complets sur ces ouvrages.

Au niveau organisationnel, l'Inspecteur de la sûreté hydraulique établit chaque année un rapport destiné au Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est directement rattaché, ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique. Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'Inspecteur de la sûreté hydraulique, de donner un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site internet du Groupe. La sûreté hydraulique est une priorité absolue dans le domaine de la production hydraulique, à l'origine d'une évolution en profondeur des pratiques et des politiques d'exploitation depuis plusieurs années. Elle constitue un élément déterminant pour orienter les décisions en matière de maintien du patrimoine.

Ces dispositions sont régulièrement vérifiées par les services de contrôle (DREAL en région, DGEC et DGPR au niveau central, appuyées du Bureau d'études techniques et de contrôle des grands barrages), selon les modalités définies par le décret n° 2007-1735 du 11 décembre 2007 relatif à la sécurité des ouvrages hydrauliques. Ce décret classe les ouvrages hydrauliques (barrages, digues, canaux...) selon leur typologie et fixe les obligations du propriétaire, de l'exploitant ou du concessionnaire, relatives à leur exploitation, à leur sécurité et à leur surveillance.

6.2.1.1.4.3 La performance du parc de production hydraulique

Un parc fortement automatisé

Afin d'exploiter au mieux la souplesse de son outil de production hydraulique, EDF a engagé depuis de nombreuses années des programmes ambitieux d'automatisation, de conduite à distance de ses centrales hydrauliques et de gestion centralisée de vallée. Aujourd'hui, les centrales les plus importantes du parc hydraulique d'EDF, qui représentent un peu plus de 15 GW, soit environ 75 % de sa puissance hydraulique installée, sont gérées à distance depuis quatre centres de conduite capables de modifier leur programme de fonctionnement à tout instant pour répondre aux besoins du système électrique et aux opportunités économiques du marché de l'électricité.

Performances techniques du parc et conditions hydrauliques 2014

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydraulique peut varier significativement suivant les années. L'année 2014 se caractérise par des conditions hydrologiques proches de la normale, après une année 2013 particulièrement favorable.

La production d'électricité d'origine hydraulique hors déduction de la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage a été en France continentale de 45,4 TWh, et de 37,5 TWh nette de la consommation liée au pompage.

La disponibilité globale du parc hydraulique, c'est-à-dire le pourcentage du temps dans l'année pendant lequel les centrales sont disponibles à pleine puissance, s'est établie en 2014 à 79,4 %, un résultat stable par rapport à 2013. Pour l'année 2014, l'indisponibilité du parc hydraulique d'EDF provient pour 16,4 % de travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) réalisés dans le cadre de la maintenance des installations, notamment du programme de rénovation SuPerHydro (voir ci-dessous) et pour 4,2 % de prolongements de travaux et d'avaries (indisponibilité fortuite). Le taux de réponse à la sollicitation du parc, c'est-à-dire le taux de réussite de la réponse aux ordres de démarrage reçus par les centrales, est supérieur à 99 % depuis plusieurs années.

Depuis 2006, EDF a engagé un programme de mise à niveau technique et de maintenance renforcée des ouvrages afin de maintenir dans la durée un niveau élevé de sûreté hydraulique et de préserver les performances techniques de son parc. Le budget total de ce programme patrimonial a été réévalué en 2011 pour tenir compte de l'ampleur des travaux et porté à 900 millions d'euros environ sur la période 2007-2015, dont 800 millions d'euros dédiés à la sûreté des installations. Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique, intitulé « Sûreté et performance de l'hydraulique » (SuPerHydro), entraîne, pendant la durée des travaux, des indisponibilités programmées plus conséquentes (engendrant une baisse de la disponibilité globale de l'ordre de quelques points) que celles enregistrées les années antérieures. La réalisation du programme atteint un taux de réalisation de 91 % à fin 2014, et n'impacte ni l'indisponibilité fortuite des moyens de production du parc hydraulique ni le taux de réponse à la sollicitation, qui reste à un bon niveau. À l'issue de ce programme, qui sera achevé fin 2015, EDF poursuivra ses investissements pour compenser le vieillissement naturel de son parc et maintenir la performance et la sûreté de celui-ci.

EDF a engagé en 2011 un autre projet ambitieux de modernisation de la performance industrielle de son parc hydraulique, pour un montant global de 840 millions d'euros₂₀₁₀ à l'horizon 2021. Ce projet, intitulé « RenouvEau », vise à moderniser la maintenance et l'exploitation du parc hydraulique, à travers notamment la rénovation des installations électriques, du contrôle-commande et des outils informatiques de gestion, de maintenance et d'exploitation. Il permet, au travers de pratiques modernisées et standardisées de maintenance et d'exploitation (e-exploitation, e-monitoring, gestion de la maintenance assistée par ordinateur, etc.), d'améliorer la performance opérationnelle du parc hydraulique, en particulier son productible, sa disponibilité et sa contribution aux services système. Après le test des différents pilotes sur plusieurs sites les deux années précédentes, les différentes composantes de ce projet sont passées en phase industrielle en 2013 et le déploiement généralisé a commencé en 2014. En particulier, à fin 2014, les cinq centres d'e-exploitation, présentant un outil unique de surveillance à distance, ont été mis en service. L'ensemble des groupements d'usines y seront rattachés à l'horizon 2020.

6.2.1.1.4.4 Les enjeux de la production hydraulique

La filière hydraulique s'attache aujourd'hui à répondre aux enjeux suivants : mise en œuvre du projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, gestion de l'accès à l'eau et développement.

Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre de concessions accordées par décret pour les ouvrages de plus de 100 MW, par arrêté préfectoral pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW et dans le cadre d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW.

EDF est aujourd'hui le concessionnaire de la majorité des chutes hydroélectriques en France.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, les concessions sont en général renouvelées pour des durées de 30 à 50 ans. Le renouvellement des titres est l'occasion d'une évolution du cahier des charges, qui peut alors intégrer de nouvelles exigences en termes de gestion de la ressource en eau et prendre en compte les dispositions figurant dans le dernier cahier des charges type annexé au décret n° 99-872 du 11 octobre 1999 modifié par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008. Ce dernier précise notamment les règles et procédures d'une demande de concession hydroélectrique dans un régime de concurrence. Il détermine trois critères de choix du futur concessionnaire : (i) garantie de l'efficacité énergétique de l'exploitation de la chute ; (ii) respect d'une gestion équilibrée de la ressource en eau ; (iii) meilleures conditions économiques et financières pour le concédant. La nouvelle procédure de désignation d'un concessionnaire sera, en théorie, d'une durée de 5 ans désormais, contre 11 ans actuellement¹.

1. Ces durées couvrent le déroulement complet de la procédure de mise en concurrence et de désignation d'un concessionnaire, de l'appel à candidature à la désignation du candidat retenu.

La loi du 30 décembre 2006 (loi de finances rectificative pour 2006) a prévu l'institution, « *lors du renouvellement des concessions d'hydroélectricité* », d'une redevance proportionnelle aux recettes résultant des ventes d'électricité. La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 a prévu que le taux de la redevance ne dépasse pas un plafond fixé au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque procédure.

En l'état de la réglementation en vigueur, le concessionnaire sortant ne bénéficie d'aucune indemnisation dans l'hypothèse où une concession arrivée normalement à échéance ne serait pas reconduite à la suite de la procédure. À l'échéance de la concession, toutes les installations appartenant à l'État (ouvrages allant du barrage à la turbine) doivent être en « bon état de marche et d'entretien ». La loi de finances rectificative pour 2006 prévoit le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux ayant permis d'augmenter les capacités de production, à condition que ces travaux aient été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession.

En revanche, les concessions dont le terme est anticipé par l'État feront l'objet d'une indemnisation. Cette indemnisation de la part de l'État est destinée à compenser le manque à gagner pour le concessionnaire sortant, du fait de la cessation anticipée de l'exploitation de la concession, en application des dispositions prévues dans les cahiers des charges des concessions.

Dans ce cadre, l'État a décidé d'organiser la gestion des concessions arrivant à échéance.

Le 22 avril 2010, l'État a annoncé le renouvellement par appel d'offres de dix concessions d'une puissance cumulée de 5 300 MW, représentant environ 20 % de la puissance du parc hydroélectrique français. L'État souhaitait anticiper le terme de 13 concessions, dont 12 détenues par EDF, afin d'opérer des regroupements par vallée.

Entre 2015 et 2025, près de 1 000 MW supplémentaires arriveront à leur tour à échéance.

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, en cours d'examen devant le Parlement, a complété le dispositif existant de mise en concurrence, en offrant la possibilité à l'État :

- de regrouper des concessions formant une « chaîne d'aménagements hydrauliquement liés » et, pour les concessions regroupées, de déterminer la date de fin de concession, calculée par formule dite « barycentrique » ;
- de créer des sociétés d'économie mixte (SEM) hydrauliques constituées d'opérateurs privés et d'un pôle public (État, collectivités locales, etc.), actionnaires chacun à hauteur de 34 % minimum ;
- de prolonger certaines concessions moyennant des investissements de la part des exploitants en lien avec la transition énergétique.

Le travail parlementaire suit son cours.

Dans ce contexte, EDF se prépare depuis plusieurs années à présenter sa meilleure offre pour chaque concession, alliant amélioration énergétique, prise en compte des milieux aquatiques, rémunération de l'État et des collectivités au travers de la redevance et développement du territoire, tout en garantissant la sûreté et la sécurité d'exploitation. EDF s'appuie pour cela sur tout son savoir-faire en termes d'exploitation et d'ingénierie, ainsi que sur ses compétences dans le domaine de la protection de l'environnement.

La gestion de l'accès à l'eau

Les 239 barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de 7,5 milliards de mètres cubes d'eau, soit 75 % des réserves nationales de stockage de surface.

Les aménagements hydrauliques ont des effets positifs tant sur le développement économique que dans le domaine de l'environnement, et EDF mène une politique active de gestion concertée de la ressource hydraulique en coopération avec les différents acteurs de l'eau. Des conventions sont conclues avec les élus locaux, agriculteurs, pêcheurs, responsables de sites touristiques et industriels.

EDF privilégie la voie de la concertation avec les acteurs de terrain. Cette démarche vise d'abord à mesurer les effets réels de l'exploitation hydraulique sur l'environnement et les autres usages, et à essayer de diminuer ces effets lorsque cela est techniquement possible et économiquement raisonnable.

Ainsi, 700 millions de mètres cubes d'eau peuvent être lâchés chaque année depuis les barrages selon les besoins pour satisfaire d'autres usages que la production d'électricité (alimentation en eau potable, soutien d'étiage, irrigation, production de neige artificielle, sports d'eau vive, etc.).

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 contient des dispositions relatives à la gestion de la ressource en eau (notamment la valeur des débits réservés¹ et la souplesse d'exploitation des centrales hydrauliques). EDF estime que ces dispositions devraient avoir des conséquences limitées à moyen terme sur son activité hydraulique (voir section 6.5 « Environnement législatif et réglementaire »).

D'une manière générale et depuis le démarrage des premières installations de production, EDF s'efforce de mieux connaître l'impact de ses activités de production sur l'environnement et notamment sur la biodiversité (voir section 17.2.2.10 « Protection de la biodiversité »). En 2011, cette volonté s'est concrétisée par la signature d'un partenariat avec l'Onema (Office national de l'eau et des milieux aquatiques) pour la protection et la restauration des milieux aquatiques. Cet accord-cadre, d'une durée de quatre ans, couvre plusieurs problématiques liées à la gestion de la ressource en eau, à la gestion des espèces aquatiques, à la dynamique des rivières ainsi qu'aux aspects socio-économiques. Cet accord est complété d'un volet spécifique de R&D relatif à la réponse des écosystèmes aquatiques à la présence et aux modes d'exploitation des ouvrages de production d'électricité.

Le projet de reconfiguration du barrage de Poutès sur l'Allier, approuvé par l'État le 6 octobre 2011, s'inscrit également dans cette orientation. Fruit de la concertation avec les élus et les associations, sous l'égide des pouvoirs publics, ce barrage de nouvelle conception a pour objectif d'allier performance environnementale et production d'électricité à partir d'énergie renouvelable. Le projet innovant conçu par le Centre d'ingénierie hydraulique (CIH) d'EDF fera passer le barrage de 17 à 4 mètres de hauteur, facilitant le franchissement des poissons migrateurs pour un impact limité à 10 % environ sur la puissance maximale et le productible du barrage. Les études détaillées sont en cours de réalisation par le CIH. Dans un bassin de 250 mètres carrés, la R&D d'EDF a construit un modèle réduit du futur aménagement afin d'optimiser sa conception.

Le développement

95 % du potentiel hydraulique est actuellement exploité en France. EDF n'en poursuit pas moins le développement de son activité hydraulique, par la réalisation et l'étude de nouveaux projets.

- En Alsace, EDF a engagé depuis 2008 un plan de développement de ses capacités de production hydraulique, pour une puissance de 130 MW au total et un montant de 225 millions d'euros :
 - EDF a mis en service en 2008 la microcentrale hydraulique de Brisach, d'une puissance de 2,7 MW ; c'est à l'occasion de l'inauguration de cette centrale qu'EDF a annoncé son plan de développement en Alsace ;
 - en 2009, EDF a participé à la mise en service de la microcentrale de Kehl, sur la rive allemande du Rhin, d'une puissance de 1,4 MW. Un projet similaire est en travaux à proximité du barrage de Kembs, d'une puissance de 8 MW et 28 GWh de productible, avec une mise en service prévue en 2016 ;
 - EDF étudie le renforcement de la centrale hydroélectrique de Gamsheim par l'installation d'un groupe supplémentaire de 28 MW. Une opération similaire a été réalisée sur le barrage d'Iffezheim avec l'installation d'un groupe supplémentaire d'une puissance de 38 MW, sur la rive allemande du Rhin, avec une mise en service réalisée au printemps 2013 ;

1. Débit minimal maintenu à l'aval des barrages pour préserver la vie aquatique.

- dans le massif des Vosges, l'ancienne station hydraulique de transfert d'énergie par pompage du lac Noir fait l'objet d'études d'ingénierie complémentaires pour affiner le périmètre de développement d'un nouvel aménagement pour environ 55 MW ;
- des mesures en matière de préservation des ressources en eau et de la biodiversité seront mises en œuvre, notamment avec la réalisation de passes à poissons à Strasbourg, dont le débit d'attrait¹ sera turbiné, et à Kembs.
- EDF a pour objectif d'exploiter un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat dans les Côtes-d'Armor. Il vise à tester en conditions réelles le principe de production d'énergie à partir du courant des marées (voir section 6.4.1.2.1 (« Présentation des énergies nouvelles »)). La mise au point de la première hydrolienne s'est poursuivie, avec notamment près de 1 700 heures de tests au cours de l'hiver 2013-2014. EDF et ses partenaires industriels, DCNS et OpenHydro, estiment avoir atteint un niveau de maturité suffisant pour envisager la suite du projet, avec en particulier la construction de deux nouvelles turbines de 500 kW chacune pour un objectif de déploiement et de mise en service avant fin 2015. Le projet de démonstrateur hydrolien EDF de Paimpol-Bréhat constitue à ce jour le projet hydrolien le plus avancé en France.
- La production à partir des débits réservés continuera à être développée. L'objectif est d'équiper un certain nombre de barrages pour turbiner le débit réservé et récupérer une partie de l'énergie associée. En 2014, trois groupes de turbinage de débit réservé ont été installés. Les mises en service au niveau des barrages de Beaumont-Montoux sur l'Isère et de Notre-Dame-de-Commiers sur le Drac ont été réalisées. Le groupe de La Prétière sur le Doubs est en fonctionnement semi-industriel depuis fin 2014. La production de ces trois groupes sera effective en 2015 avec des puissances respectives de 1 570 kW, 1 250 kW et 235 kW, représentant des productions annuelles de 12,4, 10,0 et 1,3 GWh. Des projets sont à l'étude ou en cours de réalisation pour une puissance totale d'environ 13 MW et un productible de l'ordre de 75 GWh, avec des mises en service attendues s'échelonnant de 2015 à 2020. Parmi les projets en réalisation, le plus important est celui de Kembs sur le Rhin. D'une puissance de 8 MW et 28 GWh de productible, sa mise en service est prévue en 2016.
- optimiser le potentiel des stations de transferts d'énergie par pompage en France (STEP) : dans le cadre d'un projet de la Commission européenne, EDF a engagé la réalisation d'un projet de transformation d'un des groupes de la STEP du Cheylas afin qu'il fonctionne à vitesse variable ;
- étudier les possibilités de « suréquipement » (par exemple, augmentation de puissance d'ouvrages hydrauliques existants) offertes par ailleurs par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (loi POPE – voir section 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »)) pour contribuer au développement de moyens de pointe. À la suite de l'arrêté du 31 mai 2011, EDF adapte les groupes existants de la centrale de La Bathie en Savoie pour augmenter de 45 MW la puissance disponible sur le réseau. De même, un arrêté du 18 décembre 2011 autorise EDF à augmenter d'environ 55 MW la puissance de la concession de Serre-Ponçon. Enfin, suite à l'arrêté du 17 juin 2013, EDF débute l'installation d'un nouveau groupe de production sur le site de la STEP de La Coche en Savoie. Ce groupe Pelton d'une puissance de 240 MW sera le plus puissant de France de cette technologie. Il permettra d'augmenter de 20 % la puissance de l'aménagement existant et de produire chaque année environ 100 GWh supplémentaires. D'autres projets permettant de bénéficier des dispositions de la loi POPE sont également à l'étude ;
- mettre à profit les opérations de rénovation de ses installations pour développer leurs capacités. Ainsi, EDF a pris en 2010 la décision de profiter d'une opération de rénovation lourde de la STEP de Revin pour améliorer les performances de l'installation (augmentation de l'énergie produite d'environ 20 % sur une STEP de puissance maximale de 808 MW) ;
- réaliser, dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages (modernisation, optimisation de la production, etc.). Ainsi, dans le cadre du renouvellement de la concession de la moyenne Romanche et des décrets publiés le 31 décembre 2010, EDF réalise un ouvrage neuf permettant de remplacer les six petites usines existantes par une nouvelle centrale souterraine (centrale de Romanche-Gavet) d'une puissance de 93 MW et pour un productible de 560 GWh, soit 155 GWh de plus que les centrales existantes.

Par ailleurs, EDF se donne pour objectif d'exploiter toutes les opportunités de développement qui peuvent lui être offertes, en particulier :

- développer la « petite hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW) : la construction de la centrale du Rondeau (à Échirrolles dans l'Isère) a débuté en 2013 et s'est achevée en 2014. D'une puissance de 2,2 MW, elle produira à partir de 2015 environ 14 GWh par an. SHEMA, filiale à 100 % du groupe EDF via EDEV, et ses filiales sont spécialisées en gestion et exploitation de petits aménagements hydroélectriques et disposent à ce titre d'un parc de 81 centrales. L'un des objectifs de ces filiales est de développer la petite hydraulique par :
 - l'optimisation et l'augmentation de la production du parc existant (rénovation de 16 centrales dans la Mayenne, programme de rénovation des centrales du Var, du Lot et de la Dordogne),
 - l'acquisition de petits aménagements hydroélectriques en France,
 - la construction de petits aménagements hydroélectriques neufs (centrale de Palisse en construction dans le Cantal pour 2,6 MW et projets en cours d'étude),
 - la mise en place de partenariats pour le développement de projets ; avec, par exemple, la réponse, en association avec Vinci, au partenariat public-privé de Voies Navigables de France pour le remplacement de 29 barrages sur l'Aisne et la Meuse et la modernisation de 2 autres sur la Meuse. Le contrat remporté, d'une durée de 30 ans, porte sur le financement, la conception, la construction, l'exploitation, la maintenance et le gros entretien-renouvellement des 31 barrages. Il est prévu d'équiper plusieurs barrages de microcentrales hydroélectriques, d'une puissance totale de 8 300 kW à l'horizon 2020 ;

EDF a également renforcé sa démarche d'accompagnement territorial pour ses activités industrielles. Cette démarche s'est concrétisée par la création du programme « Une rivière, un territoire » qui disposait fin 2013 de trois agences actives sur le Sud-Ouest : l'agence des vallées du Lot, du Tarn et la Truyère, basée à Rodez, l'Agence de la vallée de la Dordogne, basée à Tulle, et l'Agence des vallées des Pyrénées, basée à Foix. En 2014, le programme « Une rivière, un territoire » a poursuivi son déploiement national avec l'ouverture de trois nouvelles agences (Savoie, Sud-Isère-Drôme et Durance-Méditerranée) et d'un bureau à Tarbes de l'agence des vallées des Pyrénées, soit six agences actives sur le territoire national.

« Une rivière, un territoire » a développé une nouvelle relation aux territoires, qui s'est concrétisée en 2014 par plusieurs événements organisés par les agences (les Ateliers de l'innovation bois pour créer les conditions de l'émergence d'une filière, les Ateliers des savoir-faire industriels). En 2014, une dizaine de dossiers a été instruite afin de participer à l'émergence de projets innovants et créateurs d'emplois dans les vallées hydrauliques au travers d'un apport d'expertise ou d'un apport financier réalisé par le fonds d'investissement « Une Rivière, Un Territoire ».

6.2.1.1.5 Production thermique à flamme (THF)

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques à flamme en France continentale a représenté, en 2014, environ 1,5 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est de 26 ans, dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 11 205 MW (pour une puissance installée totale de 13 695 MW).

1. Débit d'eau permettant d'attirer les poissons vers les ouvrages de franchissements.

Les moyens de production thermique à flamme présentent un certain nombre d'atouts : une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance), la capacité à être placés en arrêt prolongé (mis en réserve) ou, au contraire, à être remis en exploitation dans des délais courts, un coût d'investissement relativement faible et des délais de construction réduits.

Par ailleurs, les centrales thermiques à flamme les plus modernes répondent aux exigences environnementales des dernières directives en vigueur.

Les moyens de production thermique à flamme constituent ainsi une des composantes essentielles du mix énergétique pour assurer en temps réel l'équilibre production-consommation et répondre aux fluctuations de la consommation d'électricité. Avec une partie des installations hydrauliques (lacs, STEP), ils répondent aux besoins en électricité de semi-base et de pointe. Ils jouent aussi un rôle important dans l'adaptation des capacités de production d'EDF en réponse à l'évolution des besoins de ses clients.

6.2.1.1.5.1 Le parc de production thermique à flamme d'EDF

Au 31 décembre 2014, le parc thermique à flamme en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au plan du combustible que de la puissance¹ :

Combustible	Puissance unitaire (MW)	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2014	Capacité totale (MW)	Année de mise en service	Énergie produite les 3 dernières années (TWh)		
					Au 31/12/2014	Au 31/12/2013	Au 31/12/2012
Charbon	250	5	1 235	entre 1966 et 1971	5,8	14,0	12,7
	580	3	1 740	en 1983 et 1984			
Fioul	535	1	535	en 1975	0,1	0,2	0,8
	585	3	1 755	entre 1968 et 1974			
	685	4	2 740	en 1976 et 1977			
	85	4	340	en 1980 et 1981			
	203	1	203	en 1992			
	134	1	134	en 1996			
	125-129	2	254	en 1997 et 2007			
Turbines à combustion fioul et bi-combustibles	185	2	370	en 2010	0,1	0,1	0,2
	179-182	3	542	en 2008 et 2009			
Cycles Combinés Gaz	427	1	427	en 2011	1,1	1,3	1,2
	465	2	930	en 2012 et 2013			

La puissance installée du parc thermique en exploitation en France continentale s'établit à 11 205 MW, dont le cycle combiné au gaz de Blénod, mis en service en 2011, et les deux cycles combinés de Martigues, respectivement mis en service en 2012 et en 2013. Ces premiers cycles combinés d'EDF en France viennent compléter les investissements dans les turbines à combustion (TAC), moyens d'extrême pointe très réactifs² qui ont été mis en service à Vitry-sur-Seine (Arrighi), à Vaires-sur-Marne et à Montereau. Par ailleurs, les deux turbines à combustion de Montereau peuvent fonctionner au gaz naturel et au fioul domestique, améliorant encore leur flexibilité.

Avec une puissance thermique en réserve qui s'établit à fin 2014 à 2 490 MW, la puissance installée totale du parc thermique à flamme d'EDF en France continentale s'élève donc à 13 695 MW.

6.2.1.1.5.2 Les enjeux de la production thermique à flamme

La rénovation des moyens de production au charbon les plus récents pour répondre aux besoins de semi-base

En semi-base, le maintien des tranches charbon les plus récentes (c'est-à-dire les plus performantes) constitue la meilleure solution pour disposer de capacités compétitives.

En particulier, les plus récentes des tranches charbon 600 MW bénéficient des coûts de revient du combustible les plus bas au sein du parc thermique à flamme (tranches en bord de mer, sites de grande capacité, meilleurs rendements). Leur puissance ainsi que la flexibilité de leur production sont

des atouts essentiels. Elles sont équipées de systèmes de désulfuration et de dénitrification des fumées (réduction de 90 % des émissions de dioxyde de soufre et de 80 % des émissions d'oxyde d'azote). Ces traitements permettent à ces tranches de se conformer aux contraintes environnementales applicables depuis 2008, ainsi que de répondre au durcissement de la réglementation au-delà de 2015. Un programme de rénovation de ces tranches charbon est en cours, avec pour objectifs l'amélioration de leur fiabilité et la prolongation de leur durée d'exploitation à l'horizon 2035.

En revanche, en raison des contraintes réglementaires environnementales, EDF prévoit de fermer ses 9 tranches charbon 250 MW. Deux de ces tranches (Blénod 3 et 4) ont été arrêtées en 2014, portant à 4 le nombre de ces tranches fermées, 2 autres l'ayant été en 2013. Pour les 5 tranches restantes, les programmes de maintenance sont élaborés en tenant compte de leur fermeture prochaine.

Le renforcement du parc de turbines à combustion et la rénovation du parc fioul pour contribuer à répondre aux besoins de pointe

Depuis 2007, EDF a mis en service environ 1 060 MW de capacités d'extrême pointe au moyen de turbines à combustion sur les sites de Vitry-sur-Seine (Arrighi), Vaires-sur-Marne et Montereau. Ces moyens très réactifs sont mobilisés lors des périodes de forte consommation d'électricité.

Par ailleurs, EDF a équipé deux tranches fioul de brûleurs bas NO_x pour en permettre l'exploitation jusqu'en 2023, dans le respect de la réglementation environnementale applicable à partir de 2016.

1. Ce tableau tient compte de l'arrêt des trois tranches fioul de Martigues (voir section 6.2.1.1.5.2 (« Les enjeux de la production thermique à flamme »)).

2. Les moyens d'extrême pointe désignent des moyens qui fonctionnent moins de 200 heures par an.

La modernisation du parc de production thermique à flamme avec les cycles combinés

Après la mise en service en 2011 d'un premier Cycle Combiné au Gaz (CCG) en France sur le site de Blénod, et celle du premier cycle combiné de Martigues en 2012, EDF a mis en service en 2013 le second CCG à Martigues. Les cycles combinés de Martigues résultent de la transformation (*repowering*) des anciennes tranches fioul dont une partie des installations, comme la turbine à vapeur, le condenseur ou les installations de traitement d'eau, est réutilisée. Le *repowering* d'une tranche de cette puissance est une première en Europe. La puissance installée du site de Martigues est de 930 MW, et le rendement est de plus de 50 % supérieur à celui des tranches thermiques classiques. Ces projets de rénovation et de modernisation du parc thermique à flamme permettront à EDF de réduire les émissions atmosphériques de CO₂, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre. Par ailleurs, les tranches fioul utilisent toutes du combustible « à très très basse teneur en soufre » (à teneur inférieure à 0,55 % de soufre).

Au-delà de la finalisation du projet de *repowering* de Martigues, EDF a décidé en décembre 2011 d'engager, en partenariat avec General Electric, le développement d'un CCG de nouvelle génération, équipé de la technologie FlexEfficiency 50. Ce codéveloppement fournira l'opportunité d'exploiter un cycle combiné aux caractéristiques innovantes en termes de puissance (575 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (61 %, contre un rendement moyen pour un CCG standard de 57 à 58 %), tout en présentant de bonnes performances environnementales avec des émissions de CO₂ en moyenne inférieures de 10 % à celles d'un CCG classique. Les travaux ont débuté en avril 2013 sur le site de Bouchain dans le Nord de la France. À partir de 2016, le prototype sera testé pendant deux ans, puis transféré à EDF sous réserve que ces tests soient concluants.

Concernant la technologie CCS (*Carbon dioxide Capture and Storage*), le groupe EDF participe avec des partenaires industriels à des projets de captage en postcombustion et oxycombustion, ainsi qu'à des études sur le transport et le stockage de CO₂. Un démonstrateur de captage de CO₂ avait été mis en service en 2013 sur le site du Havre (voir section 11.2.1 (« Consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés » – « Captage et stockage du carbone »)). Ce projet, financé à hauteur de 25 % par les fonds démonstrateurs coordonnés par l'ADEME, a été mené en collaboration avec Alstom. Ce démonstrateur a permis de tester l'impact du captage en postcombustion aux amines (procédé chimique qui consiste à piéger le CO₂ à l'aide d'un composé de type ammoniacal) sur le CO₂ présent dans les fumées issues de la combustion du charbon, de vérifier l'impact de cette technologie en milieu industriel et d'analyser sa flexibilité en exploitation. Cette expérimentation a permis de capter près de 2 000 tonnes de CO₂ et de confirmer la faisabilité industrielle de cette technologie. Le pilote a depuis été mis sous cocon.

L'évolution du cadre réglementaire environnemental

Le parc thermique à flamme est aujourd'hui exploité dans le cadre de la réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement ainsi que de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Les émissions totales de CO₂ du parc EDF en France continentale en 2014 se sont élevées à 6,2 millions de tonnes¹.

Grâce à la mise à l'arrêt des centrales thermiques à flamme les plus anciennes, à la rénovation des centrales les plus récentes, à l'installation de procédés de dépollution et à l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite, EDF s'est fixé pour objectif de réduire de 30 % les émissions de CO₂ (mesurées en tonnes) entre 1990 et 2020 et de réduire d'au moins 50 % les émissions de SO_x, NO_x et de poussières entre 2005 et 2020 (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). À fin 2014, l'ensemble des

objectifs sont atteints, à l'exception des émissions de SO_x, qui ont diminué de près de 40 % depuis 2005. Cet objectif reste inchangé.

Production et performances techniques

La production thermique à flamme a représenté 6,9 TWh en 2014. Elle correspond à environ 1,5 % de la production d'EDF en 2014 en France continentale.

La fiabilité du parc thermique à flamme dans toutes ses composantes a été confirmée en 2014 et se situe au niveau des standards européens. Les taux de réponse des TAC et des tranches fioul aux appels de l'optimiseur ont été très bons en 2014. La maîtrise des indisponibilités non programmées est l'objectif essentiel pour des moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe tels que le thermique à flamme. L'enjeu pour ces moyens de production sollicités de façon variable tout au long de l'année est d'assurer la sécurité du système grâce à une fiabilité et à une disponibilité maximales. En 2014, les tranches charbon ont fourni 5,8 TWh, les CCG 1,1 TWh, les tranches fioul et les TAC respectivement 71 GWh et 48 GWh.

Le site de Martigues a été touché par un incendie le 5 février 2015. Depuis, les deux cycles combinés au gaz (tranches 5 et 6) sont à l'arrêt. Cet incendie a endommagé la turbine à vapeur de la tranche 6 et a engendré des dommages collatéraux sur la tranche 5 et une partie des communs. La réaction rapide de l'équipe du site a permis d'en limiter l'impact et aucun blessé n'a été à déplorer. Les actions de sécurisation, nettoyage, expertise et analyse sont en cours. Le retour de la tranche 5 devrait intervenir au plus tard en juin 2015 et celui de la tranche 6 pour l'hiver 2015-2016. Le coût de remise en état pour EDF devrait être limité en raison de la prise en charge par l'assurance.

La déconstruction du parc actuel

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction de son parc thermique à flamme actuel. Les provisions relatives à ces opérations ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014).

EDF a poursuivi en 2014 les travaux de déconstruction sur les sites mis en retrait définitif d'exploitation.

6.2.1.2 Commercialisation

6.2.1.2.1 Présentation du marché en France

6.2.1.2.1.1 La demande

La consommation intérieure de la France (y compris la Corse) au titre de l'exercice 2014 s'est élevée à 465,3 TWh², en baisse de 6 % par rapport à l'exercice 2013. Corrigée de l'impact des aléas climatiques, elle est stable.

La consommation intérieure brute de gaz est de 390 TWh³ en 2014, soit une baisse de 16,5 % par rapport à 2013. En données corrigées de l'effet climat, la consommation intérieure de gaz est en recul de 5,4 %.

6.2.1.2.1.2 La concurrence

Depuis le 1^{er} juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité et de gaz est totale : chaque client peut choisir son fournisseur d'énergie. Il peut opter à tout moment et sans préavis pour une offre à prix de marché auprès du fournisseur de son choix.

Parmi les fournisseurs d'électricité sur le marché français, les principaux concurrents d'EDF sont GDF Suez, E.ON (SNET), Enel et Direct Énergie.

Le concurrent principal, GDF Suez, qui compte plus de 11 millions de clients gaz et électricité en France métropolitaine, est également le premier fournisseur de gaz⁴. Les autres principaux fournisseurs de gaz sur le segment

1. Sur le périmètre de la Société (y compris SEI et hors PEI), les émissions totales ont été en 2014 de 8,0 millions de tonnes.

2. Source : Bilan électrique 2014 publié par RTE.

3. Source : GRT gaz, Bilan 2014 des consommations.

4. Source : site internet gdfsuez.com, dossier de presse de présentation de la branche Énergie Europe.

de clients entreprises et collectivités locales sont Tegaz, Eni, Gaz Natural, Gazprom, E.ON (SNET) et Antargaz. Sur le segment des clients particuliers, on retrouve principalement les fournisseurs Direct Énergie et Eni.

Au 31 décembre 2014, selon la CRE, les fournisseurs alternatifs, c'est-à-dire en dehors des fournisseurs historiques, disposaient d'une part de marché électricité en nombre de sites de 9,6 % sur le marché résidentiel et de 8,8 % sur le marché non résidentiel, et d'une part de marché gaz en nombre de sites de 16,7 % sur le marché résidentiel et de 30,6 % sur le marché non résidentiel.

La loi NOME du 7 décembre 2010, appliquée depuis le 1^{er} juillet 2011, a fixé certaines règles en matière de commercialisation d'électricité et de gaz, dont les principales dispositions, aujourd'hui codifiées dans le Code de l'énergie, sont les suivantes :

- les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz maintenus dans les conditions décrites à la section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente ») ci-dessous ;
- l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) a été mis en place au bénéfice des fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF ; ce dispositif leur permet de s'approvisionner auprès d'EDF, après signature d'un accord-cadre, pour la fourniture de leurs clients finals situés en France métropolitaine ; le principe du mécanisme d'allocation de l'ARENH est décrit à la section 6.2.1.3.5 (« Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) »).

Une quarantaine de fournisseurs d'électricité ont signé un accord-cadre avec EDF, stable par rapport à 2013. Les volumes semestriels mis à disposition ont légèrement augmenté autour de 35 TWh. Cette hausse correspond aux volumes ARENH mis à disposition pour les pertes des gestionnaires de réseaux depuis le 1^{er} janvier 2014 (voir section 6.2.1.3.5 (« Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) »)).

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF ont eu accès en 2014 :

- à leurs propres capacités de production ;
- à 71,3 TWh en 2014 liés à l'ARENH ;
- à 3,0 TWh¹ mis à disposition en 2014 par le groupe EDF par l'intermédiaire des « enchères de capacité » (VPP) décrites à la section 6.2.1.3.3 (« Les enchères de capacité ») ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

6.2.1.2.1.3 Les contrats aux tarifs réglementés de vente

L'accès aux tarifs réglementés d'électricité et de gaz naturel

Les principes définissant le droit aux tarifs résultent de la loi NOME et figurent aux articles L. 337-7 à L. 337-9 et L. 445-4 du Code de l'énergie.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi NOME, la situation pour l'électricité, par catégorie de clients, est la suivante :

- consommateurs finals domestiques et non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente. Ils peuvent ainsi opérer des allers-retours entre les tarifs réglementés et le marché sans limite légale de durée ;
- consommateurs finals non domestiques ayant souscrit pour leur(s) site(s) une puissance supérieure à 36 kVA : seuls les clients bénéficiant du tarif réglementé de vente à la date de promulgation de la loi NOME et les sites créés après cette date peuvent continuer à en bénéficier jusqu'au

31 décembre 2015. Ils peuvent effectuer des allers-retours entre offre de marché et tarif réglementé, à la condition de rester au minimum un an au marché et un an aux tarifs réglementés. À compter du 1^{er} janvier 2016, ces mêmes clients ne bénéficieront plus des tarifs réglementés de vente pour la consommation de ces sites ;

- consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leur(s) site(s) situé(s) en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés.

Seuls EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) fournissent l'électricité aux tarifs réglementés de vente.

La loi n° 2014-344 relative à la consommation promulguée le 17 mars 2014 a modifié les principes définissant le droit aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel. La situation pour le gaz, par catégorie de clients, est désormais la suivante :

- consommateurs finals domestiques et non domestiques consommant moins de 30 000 kWh par an de gaz naturel : ces clients bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente de gaz naturel ; ils peuvent ainsi opérer des allers-retours entre les tarifs réglementés et le marché sans limite légale de durée ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques consommant plus de 30 000 kWh par an de gaz naturel : ces clients ne peuvent plus prétendre au bénéfice des tarifs réglementés dès lors qu'ils ont opté pour une offre de marché et ne sont ou seront plus éligibles à ces tarifs aux dates suivantes² :
 - pour les consommateurs non domestiques raccordés au réseau de transport, depuis le 18 juin 2014 ;
 - pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 200 000 kWh par an, depuis le 31 décembre 2014 ;
 - pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 30 000 kWh par an, au plus tard le 31 décembre 2015.

Seuls GDF Suez et les ELD fournissent le gaz naturel aux tarifs réglementés de vente.

Le barème tarifaire et le principe du tarif intégré d'électricité

Le barème tarifaire regroupe une gamme de tarifs réglementés de vente d'électricité. Il existe trois tarifs pour la fourniture d'électricité des sites en France métropolitaine :

- le Tarif Bleu : tarif accessible aux consommateurs finals raccordés en basse tension pour une puissance maximale souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ;
- le Tarif Jaune : tarif accessible aux consommateurs finals raccordés en basse tension pour une puissance maximale souscrite strictement supérieure à 36 kVA ;
- le Tarif Vert : pour la fourniture d'électricité des sites raccordés en Haute Tension (tension de raccordement supérieure à 1 kV).

L'évolution de ces tarifs est fixée par arrêté du Ministre de l'Économie et du Ministre chargé de l'énergie, après avis consultatifs du Conseil supérieur de l'énergie et de la CRE. À compter du 7 décembre 2015, ces évolutions seront fixées sur proposition motivée de la CRE, seront réputées acquises en l'absence d'opposition du Ministre de l'Économie ou du Ministre chargé de l'énergie dans un délai de trois mois suivant la réception de la décision de la CRE.

1. Valeur correspondant à l'expression à une décimale de la somme précise des valeurs, compte tenu de l'arrondi.

2. Deux dérogations sont prévues :

a) Le propriétaire unique d'un immeuble à usage principal d'habitation consommant moins de 150 000 kWh par an ou le syndicat des copropriétaires d'un tel immeuble peut bénéficier des tarifs réglementés pour les sites de consommation faisant encore l'objet de ces tarifs ;

b) les ELD faisant encore l'objet de tarifs réglementés et dont la consommation est inférieure à 100 000 MWh par an peuvent continuer à en bénéficier jusqu'au 31 décembre 2015.

Ces tarifs réglementés sont fournis par les fournisseurs historiques, c'est-à-dire EDF et les ELD. Ils comprennent un abonnement pour la mise à disposition de la puissance et une part variable proportionnelle à la consommation, avec des prix éventuellement horo-saisonnalisés. La gamme tarifaire est conçue pour proposer aux clients un choix d'options qui tiennent compte des variations de consommation des clients (heures pleines et heures creuses pour les clients particuliers, par exemple).

Le tarif est dit « intégré » car il couvre globalement les éléments suivants :

- la part « fourniture » (environ 60 % du coût du tarif hors taxes dans le cas des clients résidentiels au Tarif Bleu), comprenant la part « énergie » correspondant à l'addition du coût de l'ARENH et du coût du complément d'approvisionnement qui inclut la garantie de capacité, les coûts de gestion de la clientèle et de commercialisation ainsi qu'une rémunération normale de l'activité de fourniture ;
- la part « réseaux » (environ 40 % du coût du tarif hors taxes dans le cas des clients résidentiels au Tarif Bleu) comprenant les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport gérés par RTE et des réseaux publics de distribution gérés par les gestionnaires de réseaux de distribution, dite aussi part « acheminement ».

Le décret du 28 octobre 2014 modifiant le décret du 12 août 2009 dispose en effet que pour chaque catégorie tarifaire, « le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité est déterminé, sous réserve de la prise en compte des coûts de l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés d'Électricité de France et des Entreprises Locales de Distribution, par l'addition du coût de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, du coût du complément d'approvisionnement, qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture ». Cette construction des tarifs par empilement des coûts est entrée en vigueur le 1^{er} novembre 2014.

En outre, dans le cadre de ses missions de service public, EDF propose depuis le 1^{er} janvier 2005 le tarif de première nécessité (TPN) de l'électricité selon les modalités fixées par le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004. Ce décret a été modifié par un décret du 6 mars 2012 en vue de permettre une attribution automatique du tarif à tous les clients remplissant les conditions pour en bénéficier. La loi n° 2013-312 (« loi Brottes ») du 15 avril 2013 a modifié les conditions d'éligibilité au TPN afin de permettre à un plus grand nombre de consommateurs d'en bénéficier ; elle prévoit aussi l'attribution du TPN par tous les fournisseurs d'électricité. Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, en cours d'examen par le Parlement, prévoit de substituer au plus tard le 31 décembre 2016 au TPN un chèque énergie destiné à permettre aux clients dont le revenu fiscal de référence est inférieur à un plafond de payer une partie de leurs factures d'énergie ou des dépenses visant à améliorer l'efficacité énergétique de leur logement (voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national » – « Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte »)).

Enfin, l'article 7 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, codifié à l'article L. 445-5 du Code de l'énergie, complété par le décret n° 2008-778 du 13 août 2008, a mis en place un tarif spécial de solidarité pour le gaz porté par l'ensemble des fournisseurs et financé par une contribution qui sera répercutée à l'ensemble des clients finals.

Les clients bénéficiant des tarifs réglementés reçoivent une facture d'électricité unique pour la fourniture, l'acheminement et les taxes associées. Y figure la part du coût d'utilisation des réseaux calculée à partir du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) fixé sur proposition de la CRE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) »)). La séparation des activités de production-commercialisation et de transport-distribution est ainsi mise en évidence. Les taxes et contributions suivantes figurent sur la facture d'électricité :

- la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) ;
- la Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité ou CSPE (voir section 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »)) ; celle-ci a été fixée au 1^{er} juillet 2012 à 10,50 €/MWh, à 13,50 €/MWh au 1^{er} janvier 2013, à 16,50 €/MWh au 1^{er} janvier 2014 et enfin à 19,50 €/MWh au

1^{er} janvier 2015. Depuis le 1^{er} janvier 2015, la CSPE est plafonnée à 627 783 euros par site de consommation et par an, et le montant total dû au titre de cette contribution par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est par ailleurs plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée ;

- les Taxes locales sur la Consommation Finale d'Électricité (TCFE), collectées et reversées par EDF aux collectivités locales ;
- la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA), qui contribue à la couverture d'une partie des droits passés du régime des retraites (voir section 17.3.3.2 (« La politique de protection sociale »)).

À la suite d'un recours introduit par l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode), le Conseil d'État en date du 11 avril 2014 a annulé l'arrêté tarifaire 2012, pour les tarifs réglementés sur la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013, et un nouvel arrêté daté du 28 juillet 2014 a été publié au *Journal officiel* le 31 juillet 2014. Cet arrêté réajuste la grille des clients au Tarif Bleu de 5 %. L'impact sur le chiffre d'affaires du groupe EDF a été estimé et comptabilisé pour 921 millions d'euros en 2014. En décembre 2014, EDF a engagé la facturation de ces montants au travers des factures envoyées selon le rythme de facturation habituel des clients concernés (ou en mars 2015 pour les clients résidentiels en Tarif Bleu).

Au 1^{er} novembre 2014, la hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente a été en moyenne de 2,5 % pour les Tarifs Bleus résidentiels, 2,5 % pour les Tarifs Jaunes et 3,7 % pour les Tarifs Verts, les Tarifs Bleus professionnels ayant quant à eux baissé de 0,7 % en moyenne, conformément à l'arrêté du 30 octobre 2014. Cette évolution n'a pas été identique au sein de chaque couleur tarifaire ; elle a été modulée par option pour mieux couvrir les coûts de chacune d'elles, conformément à l'avis de la CRE du 30 octobre 2014.

Par ailleurs, un autre arrêté du 30 octobre 2014 et entré en vigueur le 1^{er} novembre relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux ELD a instauré une hausse de ces tarifs de 3,1 % à compter du 1^{er} novembre 2014.

6.2.1.2.1.4 Les contrats en offre de marché

En France, depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients sont libres de quitter à tout moment et sans préavis les tarifs réglementés de vente pour une offre proposée par EDF ou par tout autre fournisseur (les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ayant exercé leur éligibilité après le 7 décembre 2010 et ayant choisi de revenir aux tarifs réglementés doivent cependant y rester au minimum un an (voir section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente »))).

À l'exception des clients raccordés au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour la fourniture et l'acheminement, tous les autres clients peuvent conclure un contrat unique avec le commercialisateur de leur choix pour la fourniture et l'acheminement de leur électricité. Leur facture d'électricité comprend le prix de la fourniture d'énergie électrique, le tarif d'accès aux réseaux de transport et de distribution (TURPE) et les prélèvements publics (TVA, CSPE, TCFE et CTA) mentionnés à la section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente ») ci-dessus.

6.2.1.2.2 La Direction Commerce

EDF regroupe ses activités de commercialisation en France au sein de la Direction Commerce.

6.2.1.2.2.1 Présentation et stratégie commerciale

EDF commercialise en France de l'énergie et des services à près de 27,2 millions de comptes client (hors outre-mer et Corse), soit plus de 33 millions de sites. Les offres sont élaborées et mises en œuvre dans le respect de la politique de risques de marchés du Groupe.

Sur le marché de l'électricité, les ventes d'EDF se sont élevées en 2014 à 353,8 TWh, ce qui représente une part de marché de 78,8 %. En 2013, les ventes étaient de 380,6 TWh et la part de marché de 79,7 %.

EDF propose des offres de fourniture de gaz destinées à tous ses segments de clientèle.

En 2014, EDF a commercialisé 19,6 TWh de gaz, ce qui représente une part de marché de 4,7 % auprès de plus de 1,1 million de clients. À la fin de l'année 2014, EDF fournissait du gaz à plus d'un million de clients résidentiels (contre moins de 900 000 à fin 2013).

Pour approvisionner ses clients en gaz, EDF a accès au marché du gaz (sur les points d'échange de gaz nord et sud) et à des produits pétroliers à travers sa filiale EDF Trading ; EDF est également propriétaire d'actifs de moyen-long terme (molécule et logistique). La Direction Commerce établit sa stratégie de *sourcing* en fonction des enjeux et des risques propres à chaque segment de clientèle.

EDF ambitionne de conforter la valeur de son portefeuille en maintenant son attractivité auprès des clients par l'excellence de la relation client et par la proposition d'offres adaptées à leurs besoins. Dans ce but, EDF met en œuvre une stratégie de commercialisation et de relation client reposant sur plusieurs canaux, tout en renforçant sa performance opérationnelle.

Les offres de fourniture d'électricité d'EDF intègrent la notion d'efficacité énergétique en incitant à la maîtrise de la demande d'énergie et au lissage des pointes de consommation. Cette gamme d'offres sera progressivement étendue en fonction du déploiement des compteurs communicants (voir section 6.2.2.2.5 (« Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants) »)).

Au-delà des offres de fourniture d'électricité et des offres de gaz, le Groupe accompagne ses clients, sur tous les segments de marché, dans leurs actions et leurs investissements d'efficacité énergétique et de production décentralisée. Depuis 2013, le groupe EDF a regroupé l'ensemble des activités de services énergétiques aux clients entreprises et collectivités, en France et en Europe au sein d'une Direction Services Énergétiques (voir section 6.4.1.3 (« Services énergétiques »)). Le groupe EDF propose des offres d'efficacité énergétique à ses clients pour leur permettre de mieux maîtriser leurs dépenses d'énergie ou leur propose de les mettre en relation avec des partenaires qualifiés.

Cette démarche répond aux objectifs de la loi de programmation et d'orientation de la politique énergétique du 13 juillet 2005 et à la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène, et de sécurité »)) ainsi qu'aux objectifs gouvernementaux de rénovation thermique des logements, et permet ainsi à EDF d'obtenir des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) en contrepartie des actions réalisées auprès de l'ensemble de ses clients. Dans ce cadre, EDF contribue au développement des solutions électriques performantes (pompe à chaleur dans les bâtiments bien isolés, véhicules électriques, etc.). EDF est le premier producteur de CEE en France (voir section 4.1.2 (« Risques liés aux activités du Groupe »)). Mis en place en 2006, le dispositif des CEE a évolué au 1^{er} janvier 2015 afin notamment de contribuer à l'atteinte des objectifs fixés par la directive du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique : l'obligation nationale pour la troisième période (2015-2017) est fixée à 700 TWhc, doublée par rapport à la deuxième période. Le dispositif des CEE est l'un des mécanismes qui doivent contribuer, en complément des incitations financières (crédits d'impôt, Eco-PTZ, etc.) à l'atteinte de l'objectif de rénovation énergétique de 500 000 logements par an à compter de 2017 fixé par le projet de loi de transition énergétique pour la croissance verte en cours d'examen par le Parlement.

En outre, EDF se positionne comme un acteur majeur de la transition énergétique par son action territoriale visible et durable. EDF se prépare au déploiement des compteurs communicants et s'engage dans la promotion des futurs systèmes électriques intelligents. En effet, EDF expérimente des offres de services en participant à la conception et à l'exploitation de projets comme le démonstrateur Smart Electric Lyon, qui consiste à tester, aux côtés des principaux acteurs, équipementiers, opérateurs de télécommunication, industriels et académiques, des solutions électriques innovantes auprès de 25 000 consommateurs (des particuliers, des entreprises, et des collectivités) sur le territoire du Grand Lyon, afin de les aider à connaître et comprendre leur dépense d'énergie et à agir pour réduire leur consommation.

Le groupe EDF veut être le partenaire de référence des territoires dans la transition énergétique et les accompagne dans leurs projets d'efficacité

énergétique de production d'énergies renouvelables locales ainsi que de développement d'éco-quartiers. Le groupe EDF est notamment investi dans le développement de la mobilité électrique. Présent sur l'ensemble du territoire, il entretient un lien fort avec la population française et le tissu industriel, ainsi qu'avec l'ensemble des collectivités territoriales. Cette présence permet de concrétiser les valeurs du Groupe autour de l'efficacité énergétique : proximité avec le client, continuité de service, professionnalisme et solidarité.

Enfin, le Groupe agit pour que la facture d'énergie ne soit pas pour les ménages un facteur aggravant d'une situation de précarité. EDF est depuis près de 30 ans au cœur des dispositifs de lutte et de prévention de la précarité énergétique sur trois dimensions : aide au paiement, accompagnement des ménages et prévention. En complément de la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie et des protections associées, EDF accompagne les clients en difficulté et contribue aux Fonds de solidarité pour le logement (FSL) et au programme « Habiter mieux ». EDF complète cette démarche par des partenariats ciblés avec les pouvoirs publics et les acteurs du monde associatif dans la lutte contre la précarité énergétique.

6.2.1.2.2.2 L'activité par catégories de clients

A. Les clients particuliers

À fin décembre 2014, EDF compte en France près de 27,5 millions de points de livraison particuliers en électricité et plus d'un million en gaz. Pour l'exercice 2014, le volume de ses ventes s'élève à 128,4 TWh d'électricité et 9,3 TWh de gaz naturel.

L'ambition d'EDF est de développer durablement la confiance de ses clients en les accompagnant pour faire des économies d'énergie.

EDF met en avant un dialogue de confiance auprès de ses clients avec la mise en place de neuf « Engagements EDF & Moi » autour de la proximité, la personnalisation et la proactivité :

- « 1. proposer une offre adaptée à leurs besoins ;
2. facturer au plus juste ;
3. proposer des modalités de paiement souples et personnalisées ;
4. proposer la simplicité d'internet et l'écoute de nos conseillers ;
5. les contacter quand c'est utile pour eux ;
6. les aider à trouver des solutions concrètes pour économiser l'énergie ;
7. rembourser sans traîner ;
8. répondre immédiatement en cas de réclamation ou les informer du délai de traitement ;
9. les aider dans les moments difficiles. »

Plus de 90 % des clients se déclarent satisfaits après le traitement de leur demande par EDF en 2014¹.

EDF propose une relation « multicanale » moderne, afin de s'adapter à l'évolution des comportements toujours plus exigeants et plus mobiles de ses clients : utilisations de l'internet (sites fixes et mobiles, applications *smartphones*) et développement de parcours clients mixtes (*web call back*, chat, visioconférence, etc.).

La fourniture d'énergies

EDF fournit de l'électricité principalement au tarif réglementé de vente aux clients particuliers, mais propose également des offres de gaz naturel et d'électricité à prix de marché depuis 2007.

Pour son activité de commercialisation sur le marché des clients particuliers (près de 30 millions d'appels entrants, près de 100 millions de factures par an, environ 9 millions d'espaces client sécurisés sur internet), EDF propose une relation client reposant sur plusieurs canaux : des centres de relation clients (CRC) proposant un service de 8 heures à 21 heures, 6 jours sur 7, un portail vocal automatisé, un réseau de boutiques, un site internet et des applications pour *smartphones* avec accès sécurisé à la gestion du contrat.

1. Source : baromètre de satisfaction BSC.

Les services pour les clients particuliers

Une large gamme d'offres et de services est proposée aux clients particuliers :

- des services dédiés aux économies d'énergie : conseils concernant les différents systèmes de chauffage ou les solutions d'isolation, accompagnement personnalisé sur les projets de travaux de rénovation, demande de devis auprès des partenaires Bleu Ciel d'EDF et accès à des solutions de financement auprès du partenaire financier d'EDF (Domofinance) pour les projets de rénovation dans l'habitat. L'ensemble de ces services est mis à disposition sur internet, avec la possibilité de dialoguer avec des experts EDF ou d'autres internautes dans le cadre d'un forum dédié aux économies d'énergie dans l'habitat ;
- des autres services : modalités de gestion dématérialisée de son compte (facture électronique, service « Relevé confiance », agence en ligne, etc.), accès aux services d'assurance (assurance facture énergie – AFE) et d'assistance au dépannage électrique et plomberie (ADE et ADEP), et au suivi de ses consommations (« Suivi conso »).

La production de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

Concernant les clients particuliers, la production de CEE est issue de la rénovation thermique de l'habitat reposant sur des matériels performants et d'une politique partenariale permettant aux professionnels de la construction et de la rénovation de bénéficier de l'appellation « partenaire Bleu Ciel® d'EDF » sous réserve du respect du référentiel technique d'EDF. L'usage de cette appellation est encadré par une licence de marque qui en définit précisément les conditions et fixe le montant de la redevance versée par le partenaire à EDF. Ce réseau de partenaires permet aux clients désireux de rénover leur logement d'avoir accès à des professionnels qualifiés dans le domaine de l'efficacité énergétique.

EDF contribue aussi à des actions de formation et de promotion des économies d'énergie, comme :

- la formation aux économies d'énergie des acteurs du bâtiment (FEEBAT) : ce dispositif a été conçu avec les organisations professionnelles du bâtiment et l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) pour développer la capacité des entreprises à répondre au marché de la rénovation thermique. Il a permis depuis 2008 la formation de plus de 133 000 professionnels, grâce au financement d'EDF dans le cadre du dispositif des Certificats d'Économies d'Énergie. Le dispositif a été ouvert aux distributeurs de matériels et aux maîtres d'œuvre ;
- la refonte des règles de l'art « Grenelle environnement » (RAGE) : ce programme, lancé à l'initiative du ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer en novembre 2007, avec les organisations professionnelles du bâtiment, est destiné à accompagner techniquement les entreprises dans la prise en compte des enjeux du Grenelle de l'environnement. Réactualisées et intégrées dans les référentiels de formation, notamment FEEBAT, ces nouvelles règles permettent d'améliorer la qualité de mise en œuvre des rénovations.

Pour les informations relatives au cadre réglementaire concernant les CEE, voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »).

La politique de solidarité

La solidarité est au cœur des valeurs d'EDF, qui mène depuis près de 30 ans une politique dédiée aux clients démunis. La démarche d'EDF vis-à-vis des clients démunis comprend trois volets :

- l'aide au paiement des factures d'énergie, qui intègre la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie ;
- l'accompagnement, au travers duquel EDF mobilise ses collaborateurs sur tout le territoire afin qu'ils apportent des solutions souples et adaptées aux clients en difficulté ;
- la prévention, qui couvre les champs de la recherche en matière de précarité énergétique, la pédagogie autour des bonnes pratiques de maîtrise de l'énergie et l'accès des populations fragiles aux solutions d'efficacité énergétique.

Concernant l'aide au paiement, EDF met en œuvre le dispositif financé par la CSPE et institué en faveur des personnes en difficulté et en situation de précarité. Les clients disposant de faibles ressources peuvent accéder aux tarifs sociaux de l'électricité et de gaz naturel ainsi qu'au remboursement des frais de mise en service. Depuis mars 2012, l'attribution du tarif de première nécessité (TPN) et du tarif spécial de solidarité (TSS) est devenue automatique pour tous les ayants droit identifiés comme clients des fournisseurs d'énergie. EDF a œuvré activement dans ce sens et a permis d'augmenter le nombre de bénéficiaires de ces aides, en atteignant près de 2,33 millions de bénéficiaires du TPN et 130 000 bénéficiaires du TSS (y compris Corse et DOM) à fin 2014. Cette hausse est également due au relèvement du seuil d'éligibilité au TPN (ajout d'un critère basé sur le revenu fiscal de référence du foyer, et extension aux résidences sociales conventionnées).

En 2014, EDF a contribué à hauteur de 23,3 millions d'euros au Fonds de solidarité pour le logement (FSL), participant à l'apurement des factures impayées de clients rencontrant des difficultés. Cela a permis d'aider près de 200 000 ménages.

Au-delà de ses obligations légales, EDF promeut son offre « accompagnement énergie » regroupant des services et des conseils sur les tarifs, les usages, la maîtrise de l'énergie et des modalités de paiement personnalisées. En 2014, plus de 500 000 personnes en ont bénéficié.

Pour être au plus près des populations fragiles, EDF s'appuie également sur 180 points d'accueil de proximité, en complément de son réseau de boutiques. Les nombreux partenariats développés par EDF avec des associations spécialisées dans la médiation sociale, comme les PIMMS (Points d'information médiation multiservices), l'ANIL (Agence nationale d'information sur le logement), partenaire depuis octobre 2011, et d'autres structures locales, font de ces lieux des relais d'information et de médiation reconnus facilitant l'utilisation des services publics.

EDF accompagne également des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie avec notamment les centres communaux d'action sociale, SOS Familles/Emmaüs France, le Secours catholique et le Secours populaire, la Croix Rouge, l'association Unis-cités dans le cadre du programme « Mediaterrres » et le Crédit Agricole (Points Passerelles). En 2014, EDF a conclu deux nouveaux partenariats, avec la Fédération des PACT d'une part, et avec les Régies de quartiers d'autre part.

EDF soutient aussi financièrement et techniquement des actions d'aide à la rénovation de l'habitat au travers de nombreux partenariats notamment avec des bailleurs sociaux ou encore avec la Fondation Abbé Pierre à travers le programme « Toits d'abord ».

EDF poursuit son engagement auprès de l'Agence nationale d'amélioration de l'habitat (Anah) dans le cadre du programme « Habiter mieux ». La convention, signée en 2011 sous l'égide du Gouvernement en réponse à la loi Grenelle 2 et renouvelée en 2014, avait permis sur la période 2011-2013 d'engager la rénovation de plus de 50 000 logements occupés par des propriétaires en situation de précarité énergétique, pour une contribution financière d'EDF d'un montant de 29 millions d'euros. En 2014, les résultats du programme s'inscrivent dans une dynamique croissante, avec environ 50 000 rénovations sur l'année (à titre de comparaison, 31 000 rénovations avaient été engagées en 2013). Le renouvellement de la convention pour la période 2014-2017, sur une base de 50 000 logements en 2014 puis 45 000 logements chaque année en 2015, 2016 et 2017, implique une contribution financière d'EDF en hausse, de 32 millions d'euros en 2014 puis de 29 millions d'euros par an sur les trois années suivantes. EDF contribue également à identifier les ménages éligibles au dispositif et apporte son expertise dans les actions de maîtrise de l'énergie (sensibilisation et formation).

En contrepartie de ces engagements, EDF se voit délivrer des Certificats d'Économies d'Énergie (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

EDF met également à disposition des personnes en situation de précarité énergétique des matériels performants (exemple : 8 500 kits MDE (« maîtrise demande énergie ») distribués en 2014) via des structures locales et apporte des conseils aux particuliers sur l'usage des équipements (conseils éco-gestes).

B. Les clients entreprises et professionnels

EDF compte près de 1,7 million de clients entreprises et professionnels. Les ventes d'électricité s'élevaient, pour l'exercice 2014, à 179,5 TWh, au tarif réglementé de vente ou à prix de marché, et les ventes de gaz naturel à 9,5 TWh.

Ce marché regroupe l'ensemble des entreprises quelles que soient leurs tailles, y compris les professionnels. En mai 2013, la nouvelle marque EDF Entreprises a été lancée pour l'ensemble de ses clients, avec une promesse : « Engagés pour votre compétitivité ». Elle s'appuie sur une proximité relationnelle, permise par une organisation territoriale et une expertise au service des clients.

Pour réaliser cette promesse, EDF Entreprises accompagne les entreprises et les professionnels pour les aider à réduire leur facture énergétique. Cette action s'inscrit dans la dimension environnementale de la stratégie de Développement durable du groupe EDF et a pour objectif de contribuer à la performance du système électrique français en évitant des investissements pour couvrir la pointe électrique.

EDF accompagne plus particulièrement les clients électro-intensifs. L'année 2014 a été marquée par deux actions majeures dans ce domaine :

- Après avoir repris fin 2013 le site français de production d'aluminium de Saint-Jean-de-Maurienne à la société Rio Tinto Alcan, le consortium formé par l'industriel allemand Trimet et EDF a entamé son redressement. Les résultats sont en ligne avec les prévisions, et les deux actionnaires ont également décidé d'investir dans le développement de la société. Ainsi, le 6 septembre 2014, la « série F », ligne de production d'aluminium arrêtée en 2009, a été remise en service. La consommation prévisionnelle d'électricité du site passera de 1,6 TWh à 2,1 TWh, et deviendra l'un des plus gros sites consommateurs d'électricité en France. EDF détient 35 % de la nouvelle société.
- Par ailleurs, dans le contexte actuel du marché de l'électricité et compte tenu des difficultés financières rencontrées par le consortium d'industriels électro-intensifs Exeltium, ce dernier et EDF ont signé le 27 octobre 2014 un avenant au contrat de partenariat industriel pour aménager ce contrat, en redonnant ainsi de la compétitivité aux entreprises électro-intensives concernées à court et long terme, tout en maintenant l'équilibre économique global du contrat.

Ces types de partenariats illustrent le rôle d'EDF en tant qu'entreprise, à la fois citoyenne, tournée vers le développement durable dans sa dimension sociétale, et engagée vers la performance économique.

Les offres

La gamme d'offres d'EDF est adaptée aux attentes des clients et à leur profil respectif, avec notamment des offres de fourniture d'électricité à prix de marché présentant des solutions compétitives et en adéquation avec les règles de marché définies par la loi NOME et des offres de fourniture de gaz.

EDF a également enrichi sa gamme de services à destination de tous ses clients, grandes ou petites entreprises. Ces services ont pour objectifs de :

- assister les clients PME et professionnels en leur garantissant 7 jours sur 7 et 24 heures sur 24 un dépannage dans les deux heures pour toutes les pannes sur leurs installations électriques ;
- faciliter le démarrage de l'activité des entreprises au travers d'offres permettant au client de bénéficier d'un conseil d'expert pour ajuster la puissance de son contrat de fourniture d'électricité à son besoin énergétique sur la première année d'activité ;
- simplifier la gestion des contrats et optimiser les dépenses d'énergie, grâce à la facture multistat, à la facture dématérialisée, au suivi des consommations, aux alertes personnalisées, à une large palette de moyens de paiement, etc. ;
- conseiller le client sur la réduction de ses dépenses énergétiques en analysant ses usages clés comme la production de froid, de chaud, d'air comprimé, de motorisation. Ces conseils « maîtrise de la demande d'énergie » permettent d'identifier les principales solutions de réduction des consommations d'énergie. EDF peut s'engager dans la durée pour

identifier des pistes d'actions en matière d'économie d'énergie et définir le plan de leur mise en œuvre (plan de productivité énergies) ;

- optimiser les projets d'efficacité énergétique et accompagner dans leur mise en œuvre, financer des travaux de mise en place d'équipements ou de solutions plus performants sur le plan énergétique dans trois domaines : l'isolation des bâtiments, l'installation d'équipements énergétiques efficaces ou recourant aux énergies renouvelables et l'amélioration des procédés industriels, en s'appuyant sur le dispositif des CEE ;
- sensibiliser le personnel des entreprises, au travers d'outils pédagogiques comme l'horloge énergétique qui affiche les consommations en temps réel d'un site, ou au travers de réunions de sensibilisation pour le personnel avec remise de kits éco-gestes pour chaque participant. Pour les clients très impliqués dans des démarches d'optimisation énergétique et qui souhaitent partager avec d'autres entreprises sur des actions de réduction de la consommation d'énergies, EDF anime des réseaux régionaux regroupant une dizaine d'entreprises qui échangent durant trois ans sur les choix énergétiques ;
- proposer aux clients un système de *management* de l'énergie. Cette approche donne au client une vision d'ensemble des dépenses énergétiques, pour lui permettre d'en avoir une bonne maîtrise. Il peut être un atout dans la recherche d'obtention d'une certification ISO 50001 par les clients d'EDF ;
- proposer des prestations qui répondent aux attentes des clients : audits, ingénierie et études détaillées, matériels livrés et installés, services d'exploitation et de maintenance des nouveaux équipements mis en place, options de financement, options de télé-suivi des performances énergétiques, etc.

Pour renforcer son expertise et répondre au mieux aux projets d'investissement de ses clients, EDF s'est entouré de partenaires : plus de 450 entreprises engagées dans l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de CO₂ pour :

- accompagner les clients dans la stratégie « bas carbone » : valorisation des engagements en faveur des énergies renouvelables, diagnostics, réduction et compensation carbone, suivi et valorisation des économies réalisées ;
- promouvoir les solutions de télé-suivi des consommations énergétiques des clients comme le service « Télé-suivi courbe de charge » qui permet à des milliers de clients de visualiser graphiquement leurs courbes de charges de consommation d'électricité sur internet.

Enfin, EDF poursuit ses travaux de recherche sur de nouveaux domaines d'innovation, comme celui des *smart grids*, sur les matériels permettant l'effacement à distance d'usages électriques, contribuant à la recherche pour lisser les consommations électriques en heure de pointe.

Pour être toujours au plus près des différentes attentes de ses clients, EDF a mis en place des offres dédiées aux grands clients avec notamment :

- des offres de fourniture d'électricité et de gaz sur mesure ;
- des offres valorisant les capacités d'effacement de ses clients : selon certaines conditions, les clients capables de s'effacer selon des puissances déterminées peuvent recevoir des contreparties financières (prime fixe et pour chaque effacement réalisé en fonction de l'énergie non consommée pendant la période de pointe) ;
- un accompagnement à l'échelle européenne à travers les entités du Groupe. EDF dispose d'un réseau commercial « Grandes Entreprises et Grands Comptes » dédié à la gestion des grandes entreprises opérant à l'échelle européenne et dotées d'une structure d'achat centralisée ;
- un accompagnement dans la maîtrise de leurs consommations d'énergie et de leurs émissions de CO₂ par la mise en œuvre de plans de productivité énergétique (PPE). Ces contrats s'appuient sur l'expertise d'EDF Entreprises en termes de solutions éco-efficaces sur les processus et les utilités, proposent des actions à mettre en œuvre et garantissent des économies associées. Ces actions conduisent à des investissements d'économies d'énergie qui bénéficient du dispositif CEE ;

- le *trading* de CO₂ pour les entreprises soumises au plan national d'allocation des quotas (PNAQ) (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Au-delà de la fourniture d'électricité et des services, EDF commercialise une gamme d'offres complète de fourniture de gaz naturel à destination de ses clients. Elle leur propose un interlocuteur unique et une gestion simplifiée des contrats d'électricité et de gaz. EDF a réorganisé ses activités de *sourcing* et de développement d'offres de gaz naturel, pour gagner en réactivité et proposer ainsi à ses clients des solutions rapidement ajustées en fonction de leurs attentes et des opportunités de marché. L'offre de gaz naturel est également enrichie de services de gestion et de conseil (suivi internet, bilan annuel de consommations, diagnostic économies d'énergies, etc.).

Dispositif relationnel

EDF s'appuie sur un dispositif relationnel au plus proche des clients, de leurs problématiques et de leurs attentes. Ses collaborateurs, répartis dans huit Directions Commerciales Régionales et une Direction Nationale Grands Comptes, mettent au quotidien l'expertise d'EDF au service de l'accompagnement et du traitement des besoins clients.

L'efficacité et la proximité étant au cœur de la relation client, les collaborateurs d'EDF s'appuient sur des solutions adaptées aux clients, selon leurs profils et habitudes de consommations, et dont l'ambition est de favoriser les échanges et faciliter l'accès à l'information. Ainsi, en complément des canaux classiques de communication, EDF a notamment développé :

- un site internet spécifiquement dédié aux entreprises. Elles peuvent y réaliser des opérations courantes, retrouver une présentation simplifiée des offres, accéder au magazine de l'énergie ou encore accéder à une foire aux questions classées par thèmes ;
- l'Observatoire de l'énergie, mis en place en 2009, dont l'ambition est d'offrir aux clients un lieu d'échange sur les comportements des entreprises dans un contexte énergétique en évolution, et de proposer des pistes de réflexions sur les adaptations nécessaires face aux nouveaux défis de l'énergie.

Satisfaction client

EDF Entreprises a engagé depuis 2011 un programme visant à améliorer la satisfaction de ses clients. En 2013, les neuf projets constituant ce programme ont été transformés en structures pérennes dans chacune des neuf entités commerciales les portant. Un partage régulier des meilleures pratiques locales est animé nationalement.

Le programme contribue à mobiliser les équipes d'EDF autour de la satisfaction client, et permet :

- une meilleure prise en compte des attentes des clients entreprises et professionnels ;
- le développement d'une culture orientée client ;
- une mobilisation managériale et métier ;
- des émulations, des échanges et des partages inter-régions.

La satisfaction des clients du marché entreprises et professionnels est stable en 2014 avec 77 % de clients très satisfaits ou satisfaits. L'objectif est de maintenir ce niveau en 2015.

C. Les clients collectivités territoriales, bailleurs sociaux, Entreprises Locales de Distribution (ELD) et tertiaire public

La loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement donne un rôle nouveau et majeur aux collectivités territoriales en matière de politiques énergétiques locales. Dans ce contexte, EDF a été moteur en proposant une réponse adaptée à chaque collectivité et établissement public à décision décentralisée (hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et d'industrie, CROUS, ports et aéroports).

EDF agit dans cinq domaines pour ces clients :

- la fourniture d'électricité et de gaz à prix de marché, répondant à leurs problématiques énergétiques (proposition d'offres et de solutions adaptées aux besoins décrits dans les appels d'offres) ;
- la signature des contrats de concession pour la partie « fourniture », en relation avec ERDF pour la partie « acheminement » ;
- la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente ;
- l'accompagnement dans leurs différents projets (plans climat territorial, éco-quartiers, villes durables, etc.) ;
- le développement d'offres de mobilité durable auprès des collectivités territoriales.

EDF gère ainsi plus de 56 000 clients sur ce marché :

- collectivités locales (communes, établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) : communautés urbaines, communautés d'agglomération et de communes, syndicats intercommunaux, conseils régionaux et généraux, et les établissements qu'ils gèrent tels que les lycées et collèges, maisons de retraite publiques, etc.) ;
- tertiaire public : hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et de l'industrie, CROUS, ports et aéroports ;
- des clients bailleurs sociaux issus d'organismes de gestion de l'habitat privés (entreprises sociales pour l'habitat (ESH)) ou publics (offices publics HLM (OPH)) ;
- 156 ELD sur le territoire métropolitain.

L'ensemble de ces clients représente environ 1,2 million de sites d'électricité, dont plus de 277 000 pour les bailleurs sociaux, pour une consommation annuelle de 29,6 TWh et près de 6 000 sites de gaz naturel pour une consommation annuelle de 0,9 TWh. À cela s'ajoutent les 16,3 TWh d'électricité vendus aux ELD en 2014.

En 2014, la satisfaction commerciale de ces clients s'élève à 82 % et la satisfaction globale, à 91 %. La qualité des relations avec un interlocuteur dédié, les conseils prodigués, les réponses aux réclamations et les actions en matière de précarité sont plébiscitées. 93 % des clients ont confiance en EDF Collectivités.

Maîtrise de l'énergie

Des conventions sont signées avec des collectivités territoriales, portant sur la maîtrise de leurs consommations énergétiques. Certaines collectivités se sont en effet dotées de compétences dans le domaine de l'énergie et organisent sur leur territoire des actions spécifiques en matière de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) et d'énergies renouvelables (EnR).

Un dispositif « Montant de charges » destiné aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des Certificats d'Économies d'Énergie. En 2014, plus de 168 000 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement, dont plus de 156 000 pour des travaux de rénovation.

Des dispositifs consistent à impliquer fortement l'ensemble des occupants d'un site dans une démarche concrète de maîtrise de l'énergie. La gamme comprend des kits « Sensibilisation aux économies d'énergie » à destination des occupants de sites publics (collectivités, bailleurs sociaux, écoles) et s'appuie sur des ateliers de formation aux éco-gestes (kit éco-gestes). Ces dispositifs incluent l'« horloge énergétique » développée par la R&D d'EDF. Ce dispositif innovant de suivi en temps réel des consommations d'un bâtiment s'accompagne d'un processus de sensibilisation des occupants du site.

Les offres et solutions

EDF a enrichi sa gamme d'offres d'électricité avec des offres à prix ferme et à prix indexés sur les évolutions de l'ARENH, ciblées en fonction du secteur d'activité ; l'offre « Équilibre », proposant une électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables, complète cette gamme d'offres.

EDF propose également :

- des services de gestion adaptés à ces clients, notamment le suivi des dépenses et des consommations par internet, Di@lège, la facture électronique, le regroupement personnalisé de factures ou l'envoi de données de facturation en format électronique ;
- des offres d'efficacité énergétique performantes permettant aux collectivités et aux bailleurs sociaux de classer puis de hiérarchiser les actions d'économies d'énergie et de réduction de CO₂ à mener sur leur patrimoine grâce à une approche multicritère éprouvée (critères énergétiques et environnementaux, opportunités techniques, etc.) ; des expertises de conseils MDE et EnR permettant, grâce à des diagnostics énergétiques approfondis, de bâtir un programme énergétique personnalisé, en amont d'un projet d'aménagement. EDF évalue les solutions énergétiques locales les mieux adaptées aux spécificités sociales, économiques et environnementales du nouveau quartier.

6.2.1.2.2.3 Pour une ville et des territoires durables

Le développement énergétique des villes et des territoires est aujourd'hui naturellement associé à des objectifs de développement durable : impact environnemental, activité économique locale et précarité constituent des préoccupations majeures pour les collectivités locales.

Pour accompagner cette mutation des collectivités et acteurs de la ville, le groupe EDF, en s'appuyant sur ses expertises, son expérience terrain et ses filiales spécialisées, développe des solutions énergétiques économiquement pertinentes, décarbonées, reproductibles et adaptables aux spécificités de chaque territoire ou projet urbain en valorisant les énergies renouvelables.

Ainsi, EDF, ses filiales et ses partenaires proposent notamment :

- des conseils aux différentes mailles des territoires (bâtiment, quartier, métropole, région) pour identifier les potentiels d'énergies renouvelables d'un territoire et comparer les solutions énergétiques possibles ;
- des montages énergétiques innovants avec par exemple des réseaux d'énergies thermiques par pompes à chaleur ;
- des rénovations de bâtiments publics comme de maisons individuelles ;
- la promotion de modes de déplacement doux¹ ainsi que la mise en place et l'exploitation de mobilités électriques (infrastructures de recharges, solutions de partage de véhicules électriques, dernier kilomètre, etc.) ;
- des solutions innovantes de production locale d'énergie (photovoltaïque, biogaz, biomasse, etc.) en fonction des potentiels et caractères de chaque projet ;
- des actions pédagogiques pour économiser l'énergie au quotidien ainsi que des services de *management* énergétique s'appuyant sur la mesure et l'analyse des consommations et sur les actions à mener associant tous les acteurs impliqués.

L'ensemble de ces composantes – conseils, réalisation, exploitation – constitue le socle d'une démarche pour une ville et des territoires durables, tant sur les nouveaux quartiers que sur la ville existante.

C'est en répondant par une approche pragmatique faite de projets opérationnels en réponse aux attentes des collectivités et des acteurs de la ville et en innovant en matière de recherche et développement qu'EDF est un acteur de référence fédérateur pour une ville et des territoires durables.

Plus de 300 projets pour le développement de villes et de territoires durables sont aujourd'hui en cours en France, depuis la phase de réflexion jusqu'aux premiers projets livrés.

6.2.1.2.2.4 Les concessions de distribution publique d'électricité

Les concessions de distribution publique d'électricité recouvrent deux missions distinctes :

- le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution, de la responsabilité d'ERDF (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)) ;

- la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés raccordés aux réseaux publics de distribution sur tout le territoire de la concession, de la responsabilité d'EDF pour le territoire métropolitain, hors ELD. Cette mission consiste à fournir l'électricité à tous les clients aux Tarifs Bleu, Jaune et Vert raccordés aux réseaux publics de distribution, dans le respect des engagements des cahiers des charges de concession (conditions d'abonnement, conditions de paiement et de livraison, contractualisation, etc.).

Chaque contrat de concession est cosigné par EDF, ERDF et l'autorité concédante, et concerne le territoire d'une commune ou d'un regroupement de communes. La distribution publique d'électricité s'exerce dans le cadre de 665 contrats de concession, dont 45 sont à la maille d'un département.

Une cinquantaine de concessions arrivent à échéance d'ici à 2015. Les discussions engagées avec les villes de Niort, Orléans, Nice, Lyon, Melun et le Syndicat départemental de Seine-et-Marne ont abouti à la signature d'avenants de prolongation. Une organisation a été mise en place notamment pour renouveler les contrats de concession, mobiliser les compétences tant nationales que régionales, élaborer et porter chaque année les comptes-rendus d'activité de concession et répondre aux sollicitations de contrôle des autorités concédantes.

Pour la partie fourniture du contrat, la période à venir sera particulièrement marquée par la multiplication des contrôles diligentés par les concédants à l'égard d'EDF (40 en 2010, 100 en 2012, 220 en 2014) et portant sur des champs nouveaux comme les réclamations et la solidarité (TPN, coupures pour impayés).

6.2.1.3 Optimisation amont/aval – trading

6.2.1.3.1 Rôle et missions de la Direction Optimisation Amont/Aval & Trading

La Direction Optimisation Amont/Aval & Trading (DOAAT) a pour vocations principales d'assurer, pour l'électricité, l'équilibre entre ressources amont et débouchés aval d'EDF en France, ainsi que de maximiser la marge brute de l'ensemble intégré amont/aval :

- ressources : parc de production, contrats d'approvisionnement à long terme d'électricité, achats sur les marchés de gros, obligations d'achat aux producteurs décentralisés, capacités d'effacements contractuelles ;
- débouchés : contrats de fourniture de long terme, ventes aux clients finals, ventes sur les marchés de gros, ventes aux fournisseurs concurrents en France (y compris VPP et ARENH).

L'optimisation consiste à effectuer des arbitrages économiques à court et moyen termes entre les différentes ressources disponibles pour satisfaire les engagements de fourniture d'EDF auprès de ses clients, tout en maîtrisant les risques liés aux aléas de production, de consommation ou de marché, et leurs conséquences financières.

L'objectif de la DOAAT est de sécuriser et de maximiser la marge brute électricité de l'ensemble « production-commercialisation » en exploitant au mieux les flexibilités des actifs amont ou aval et en recherchant en permanence les meilleures opportunités d'achat ou de vente sur les marchés de gros.

La DOAAT gère les approvisionnements en combustibles fossiles – gaz, charbon et fioul – des centrales d'EDF.

Aux horizons de plus long terme, la DOAAT anticipe et propose les évolutions en structure des portefeuilles d'actifs amont et aval en fonction des perspectives d'évolution des marchés et de la stratégie de l'entreprise en France.

Pour les transactions sur les marchés de gros, la DOAAT s'appuie exclusivement sur EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF (voir la section 6.4.1.1.2 (« EDF Trading »)).

1. Marche et bicyclette.

6.2.1.3.2 Activités d'optimisation de l'équilibre amont/aval

La DOAAT a en charge la gestion des risques physiques pesant sur les portefeuilles amont/aval électricité d'EDF et leurs conséquences financières.

Elle maximise la marge brute électricité de l'ensemble « production-commercialisation » (C+P) en actionnant les leviers de flexibilité disponibles des portefeuilles amont, aval et marché de gros et en proposant des évolutions en valeur et en structure de ces portefeuilles, sur les différents horizons de temps.

À moyen et long termes, le rôle de la DOAAT est de construire une vision optimisée et équilibrée du portefeuille C+P d'EDF, en déterminant les trajectoires financières et le paysage des risques physiques et financiers acceptables. Les leviers principaux du portefeuille sont : (i) la recherche de nouvelles modalités de maintenance ou d'exploitation visant à améliorer la disponibilité ou la flexibilité des moyens de production et l'adaptation de la composition du parc (la DOAAT intervient à ce titre en support à la Direction Production Ingénierie d'EDF) ; (ii) les stratégies de part de marché par segment, les évolutions tarifaires, le calibrage des effacements et la recherche de nouvelles offres commerciales (la DOAAT intervient à ce titre en support à la Direction Commerce d'EDF) ; (iii) l'adaptation de contrats à long terme existants et la recherche de nouveaux contrats structurés adaptés ; (iv) la participation à l'élaboration du programme d'investissement de production en France, et notamment de renouvellement du parc, en parallèle avec l'évolution prévisible des débouchés aval à long terme.

La gestion de l'équilibre offre/demande électricité se décline également sur des horizons plus courts (d'un mois à trois ans à l'avance), dans le cadre fixé par les politiques de risques extrêmes (risques volume) et de risques prix, élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques Groupe et validées par le Comité exécutif de la société. Au plan physique, les principaux risques pesant sur les volumes d'énergie sont les variations de température, d'hydraulicité, de disponibilité du parc de production et de parts de marché. Ainsi, par exemple, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France de l'ordre de 2 400 MW¹, et l'amplitude de production hydraulique entre deux années extrêmes peut atteindre une vingtaine de térawattheures. La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO₂.

Pour faire face au risque « volume », la DOAAT s'assure qu'elle dispose à tous les horizons de temps de marges physiques de puissance suffisantes pour lui permettre de faire face à ses engagements dans la quasi-totalité des situations. La DOAAT possède un ensemble de leviers d'action : programmation des opérations d'entretien des moyens de production (notamment nucléaires), gestion des stocks (combustibles fossiles, réserves hydrauliques et capacité d'effacements clients), achats et ventes sur les marchés de gros. La DOAAT gère le risque « prix » par l'intermédiaire d'EDF Trading (voir la section 6.4.1.1.2 (« EDF Trading »)), EDF Trading étant chargé de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT. Les achats et ventes réalisés par EDF Trading pour le compte de la DOAAT sont réalisés dans le cadre de la politique de risque « prix ».

La DOAAT porte, vis-à-vis de RTE, la charge de « responsable d'équilibre » sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine, et EDF s'engage à compenser financièrement RTE en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à communiquer la veille à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande pour le lendemain, qui permet de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF. Pour garantir l'équilibre sur le périmètre EDF, la DOAAT peut exploiter les souplesses du portefeuille clients (notamment au moyen d'effacements) ou des actifs de production (actifs mobilisables en quelques heures comme le parc thermique à flamme, voire en quelques minutes comme les turbines à combustion ou les centrales hydrauliques) en fonction de leur valeur économique et en arbitrant l'appel à ces leviers avec les opportunités d'achats ou de ventes *spot* d'électricité réalisées sur les marchés par EDF Trading. La flexibilité du portefeuille clients et production permet également des arbitrages en cours de journée.

En outre, la DOAAT analyse et évalue l'impact sur l'équilibre physique et financier du portefeuille C+P des évolutions réglementaires et institutionnelles, telles que le mécanisme d'allocation de capacités aux frontières ou le renforcement des exigences environnementales.

6.2.1.3.3 Les enchères de capacité

Les enchères de capacité (*Virtual Power Plants* ou VPP) résultent d'un engagement pris début 2001 par EDF auprès de la Commission européenne, lors de la prise de participation d'EDF International dans EnBW, de mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production. Cet engagement a pris fin le 30 novembre 2011 suite à l'accord de la Commission européenne dans le cadre du rachat de la participation détenue par EDF International dans EnBW par la *land* de Bade-Wurtemberg en 2010.

La sortie des engagements n'a toutefois pas remis en cause les droits acquis lors des enchères. Ainsi, EDF continuera de livrer aux différentes contreparties les volumes achetés jusqu'à mi-2015, date d'extinction des engagements de livraison pour les contrats les plus longs. Les volumes mis à disposition par EDF décroissent progressivement : les livraisons étaient en recul de 5,4 TWh en 2014 par rapport à 2013, et les puissances mises à disposition représentent 150 MW sur le premier trimestre 2015 et 10 MW sur le deuxième, avant de s'éteindre définitivement.

6.2.1.3.4 Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme

EDF entretient des relations commerciales au travers de nombreux contrats d'achat ou de vente d'énergie, avec des opérateurs européens tels que GDF Suez, Enel, EnBW, Axpo et Alpiq.

Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, dans lesquelles les contreparties détiennent une participation sur la durée d'exploitation de l'installation (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF » – « Contrats d'allocation de production »)) ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

Le portefeuille des contrats est représentatif de la structure du parc de production d'EDF, principalement composé de moyens nucléaires (EDF vend de l'énergie en base et achète de l'énergie de semi-base et de pointe).

En 2014, les quantités vendues et achetées ont respectivement représenté 36,7 TWh et 2,0 TWh.

6.2.1.3.5 Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH)

Depuis le 1^{er} juillet 2011, l'ARENH, institué par la loi NOME, est mis en place au bénéfice des fournisseurs concurrents d'EDF. Ce dispositif permet aux concurrents de s'approvisionner auprès d'EDF, après signature d'un accord-cadre, pour la fourniture de leurs clients finals situés en France métropolitaine ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

Le principe du mécanisme d'allocation de l'ARENH est le suivant : à intervalles semestriels (« guichets »), les concurrents d'EDF peuvent adresser à la CRE une demande d'ARENH pour les 12 mois à venir, fondée sur leurs prévisions de volumes livrés.

Dans le dispositif ARENH, les produits livrés se définissent par une quantité (en mégawatts) et un profil. Les consommateurs sont répartis en deux catégories : (i) les grands consommateurs et acheteurs pour les pertes et (ii) les petits consommateurs. Les premiers ouvrent un droit à leurs fournisseurs dont la puissance est constante (base), et les seconds à un produit dont la puissance est modulée à pas demi-horaire. Le second profil est construit pour refléter la modulation de la production du parc nucléaire français et converge progressivement vers le premier pour aboutir, à partir du 1^{er} janvier 2016, à un seul profil.

1. Source : RTE.

La CRE détermine les droits à l'ARENH de chaque fournisseur à partir de sa prévision de consommation relative à son portefeuille de clients et selon des modalités d'allocation fixées par décret. Elle notifie à chaque fournisseur concerné le volume dont il bénéficie, et à EDF le volume agrégé. Au total, la somme des volumes livrés ne peut excéder 100 TWh pour des livraisons aux clients finals ; les pertes des gestionnaires de réseaux bénéficient progressivement de droits à l'ARENH depuis le 1^{er} janvier 2014, au-delà de ce plafond. Les droits à l'ARENH ont été établis par les pouvoirs publics en tenant compte de la part de production nucléaire historique dans la consommation finale en France, et ne couvrent donc pas la totalité de l'approvisionnement des consommateurs. Il est prévu la possibilité d'une révision des coefficients de bouclage (qui garantissent la cohérence des volumes ARENH avec la part de production nucléaire dans la consommation nationale France) avant le début d'une année de livraison, notamment en cas de décision d'une autorité compétente ayant pour conséquence d'affecter la production annuelle des centrales.

À la fin de chaque année, la CRE régularise les droits à l'ARENH de chaque fournisseur à partir de la consommation constatée de ses clients, afin de garantir l'effet utile du mécanisme sur le développement de la concurrence au bénéfice des clients finals. Un complément de prix est alors facturé à chaque fournisseur dont les droits constatés se révèlent inférieurs aux droits alloués sur la base de leur prévision.

En application de l'article L. 337-16 du Code de l'énergie, le prix de l'ARENH est, pour une période transitoire qui devait initialement s'achever le 7 décembre 2013, fixé par arrêté des Ministres chargés de l'économie et de l'énergie après avis motivé de la CRE. Au terme de la période transitoire, le prix de l'ARENH devait être fixé par arrêté ministériel pris sur proposition de la CRE, conformément aux méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts définies par décret en Conseil d'État. Ce décret n'a toutefois pas encore été adopté à la date de publication du présent document de référence. Un projet de décret a été examiné au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) le 19 juin 2014 et a fait l'objet d'un avis de la CRE en date du 24 juillet 2014, de l'Autorité de la concurrence le 20 octobre 2014 et du Conseil d'État (avis non public). En outre, un communiqué de presse commun du ministère de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique et du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie du 4 novembre 2014 a indiqué que le projet de décret avait été transmis début juillet à la Commission européenne, pour approbation préalable. Dans l'attente de la décision de la Commission européenne et de la publication du décret, le gouvernement a décidé de maintenir le prix de l'ARENH à son niveau actuel de 42 €/MWh, et de reporter au 1^{er} juillet 2015 son réexamen. Lors de son audition devant l'Assemblée nationale le 15 octobre 2014, le Président de

la CRE, Philippe de Ladoucette, a estimé à environ + 2 €/MWh l'évolution nécessaire du prix de l'ARENH en 2015.

Le prix de l'ARENH est par ailleurs pris en compte dans l'établissement du tarif réglementé de vente pour les particuliers (voir section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente »)). Il est donc directeur pour toutes les ventes d'EDF : les tarifs réglementés, les offres sur le marché de détail, les ventes en gros aux fournisseurs concurrents.

Les volumes livrés en 2014 par EDF en application de ce dispositif ont été de 71,3 TWh (contre 64,4 TWh en 2013), dont 11,9 TWh au titre des pertes. Le périmètre de livraison ARENH a changé depuis le 1^{er} janvier 2014 : les pertes des gestionnaires de réseau ouvrent désormais droit à l'ARENH, comme cela avait été prévu par la loi NOME. À périmètre constant, la livraison ARENH a donc connu en 2014 un recul de 8 %, principalement en raison de prix de marché en baisse.

6.2.2 Opérations régulées France

6.2.2.1 Transport – Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

Créé le 1^{er} juillet 2000 et filialisé depuis le 1^{er} septembre 2005, RTE Réseau de Transport d'Électricité est le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, dont il est propriétaire et qu'il exploite, entretient et développe. Avec plus de 100 000 kilomètres de circuits à haute et très haute tensions et 46 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique place RTE au cœur du marché européen de l'électricité. RTE est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. Il assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau.

EDF a procédé en 2010 à l'affectation de 50 % des titres de RTE à son portefeuille d'actifs dédiés au financement du démantèlement des centrales nucléaires. À la suite de cette opération, RTE reste détenu à 100 % par EDF, mais les conditions spécifiques de gouvernance de RTE (voir section 6.2.2.1.1 (« Organisation de RTE ») ci-dessous) conduisent le groupe EDF à ne pas consolider RTE par intégration globale, mais par mise en équivalence, depuis le 31 décembre 2010.

En 2014, le groupe RTE a réalisé un résultat net de 379 millions d'euros (voir section 20.1 (« Informations financières historiques »), note 23 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014 (« Participations dans les entreprises associées et les coentreprises »)).

Le tableau ci-dessous fournit un bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE au cours des trois dernières années :

(en TWh)	2014 ⁽¹⁾	2013	2012
Injections			
Production	540,6	550,9	541,6
Soutirages			
Énergie prélevée pour le pompage	7,9	7,1	6,7
Livraisons (y compris pertes)	465,3	495,0	489,5
SOLDE EXPORTATEUR DES ÉCHANGES PHYSIQUES ⁽²⁾	67,3	48,8	45,3

(1) Données provisoires (les données définitives du Bilan électrique 2014 seront disponibles sur le site de RTE en juillet 2015 : www.rte-france.com).

(2) Y compris droits d'eau et échanges via réseau de distribution.

RTE attache une attention particulière à accompagner dans les meilleures conditions le développement des énergies renouvelables en France. Le développement du réseau de transport et des interconnexions est un élément essentiel pour assurer le développement des énergies renouvelables, notamment l'énergie éolienne, et leur intégration dans le système électrique.

L'association internationale GO 15 (*Grid Operators*) réunissant les 17 principaux gestionnaires de réseaux électriques a tenu son assemblée générale à Canton, en Chine, les 27 et 28 octobre 2014. Le lendemain, GO 15 a organisé un colloque pour célébrer le dixième anniversaire de sa

fondation. En effet, l'organisation a été créée en 2004 avec trois membres : PJM (États-Unis), Tepco (Japon) et RTE, qui constitue ainsi l'un de ses membres fondateurs. La réunion de Canton a permis de mesurer le chemin parcouru par GO 15 et sa notoriété croissante, puisqu'il rassemble aujourd'hui 17 membres et vient d'être rejoint par le GCCIA, l'organisation des pays du Golfe. Dans ces conditions, GO 15 dispose désormais d'une représentativité élargie et reconnue, qui augmente singulièrement son audience sur la scène énergétique mondiale.

Le 27 octobre 2014, RTE et l'opérateur de réseau chinois CSG ont renouvelé leur accord de coopération portant sur le partage de l'exploitation et de la maintenance technique des réseaux, la sécurité d'alimentation électrique, l'intégration des nouvelles technologies, l'accueil des énergies renouvelables et la stratégie d'entreprise.

Bilan énergétique 2014¹

En 2014, la consommation brute d'électricité est en recul de 6 % par rapport à 2013. Elle s'établit à 465,3 TWh, soit le niveau le plus bas observé depuis 2002. Cette baisse s'explique en grande partie par les conditions météorologiques, 2014 étant l'année la plus chaude depuis le début du XX^e siècle selon Météo France. Avec des températures supérieures de 0,5 °C à la température de référence et très rarement inférieures à 5 °C durant les mois d'hiver, les besoins liés au chauffage électrique ont été modérés.

En l'absence de période de froid marquée, la puissance électrique consommée à la pointe s'est établie à 82,5 GW le 9 décembre 2014. Il faut remonter à l'année 2004 pour observer une consommation de pointe aussi peu élevée. Cependant, la sensibilité de la consommation à la température demeure de l'ordre de 2 400 MW/°C en hiver.

Hors effet météorologique, la consommation confirme sa stabilisation, en raison de la crise économique mais aussi grâce aux mesures d'efficacité énergétique. Ainsi, après correction de l'impact des aléas météorologiques, on constate que la consommation électrique annuelle de la France recule de 0,4 % en 2014. Cela confirme l'inflexion observée depuis maintenant quatre années à l'échelle européenne, où la consommation d'électricité stagne, voire régresse.

Après trois années de baisse, la consommation du secteur de la grande industrie se stabilise à 67,4 TWh, les différents sous-secteurs présentant cependant des dynamiques contrastées.

L'inflexion observée sur la consommation française globale est en pratique portée par la baisse de la consommation électrique des consommateurs raccordés sur les réseaux de distribution. Après des années de hausse puis une tendance à la stabilisation observée l'an passé, 2014 enregistre pour la première fois une baisse, de l'ordre de 0,5 % par rapport à 2013, hors impact des aléas météorologiques. Cette évolution est le reflet d'une activité économique ralentie qui tend à modérer la consommation des PMI-PME et des professionnels, et également celle des ménages. Les mesures prises en faveur de l'efficacité énergétique des équipements et bâtiments ainsi que la baisse de la part de marché du chauffage électrique dans le bâtiment neuf suite à l'application de la réglementation thermique 2012 ont aussi leur part d'effet.

Les installations de centrales éoliennes et photovoltaïques repartent à la hausse

L'évolution du parc de production se caractérise par une part toujours croissante d'énergies renouvelables. Après le ralentissement observé ces dernières années, le développement de l'éolien et du photovoltaïque s'améliore avec près de 1 900 MW supplémentaires installés en 2014 (contre 1 340 en 2013) portant les capacités installées en France à plus de 9 100 MW pour l'éolien et près de 5 300 MW pour le photovoltaïque. Dans le même temps, 1 300 MW de capacité de production thermique fossile ont été fermés. Le reste du parc n'a pas évolué.

Pour la première fois, en 2014, l'énergie électrique produite par les énergies renouvelables autres qu'hydraulique (27,9 TWh) dépasse en niveau celle produite par le parc thermique à combustible fossile. Plus de la moitié est issue de la production éolienne, le reste se répartit entre photovoltaïque et biomasse. Le maximum de production éolienne a été atteint le 27 décembre 2014 pour une puissance d'un peu plus de 7 000 MW et un facteur de charge de 80 %. Le maximum de production photovoltaïque a été atteint le 17 mai 2014 pour une puissance de 3 700 MW et un facteur de charge de 80 %. De tels niveaux n'avaient jamais été atteints auparavant. À cela s'ajoute une hydraulité plutôt élevée en 2014 : avec 68,2 TWh, le niveau de la production hydraulique demeure le deuxième plus élevé de la décennie

après celui de 2013, qui avait été exceptionnel. Dans ces conditions, la production issue de l'ensemble des sources d'énergies renouvelables a permis de couvrir près de 20 % de la consommation d'électricité française.

À l'inverse, ce contexte de consommation modérée et de montée en puissance des énergies renouvelables est difficile pour la filière thermique à combustible fossile. La production de ces centrales a ainsi baissé de 40 % en 2014, la filière à charbon étant la plus affectée avec une production en baisse de 58 %, contre 28 % pour le gaz. Les conditions économiques restent préoccupantes pour les Cycles Combinés Gaz (CCG) en France. Comme en 2013, des tranches ont été placées à l'arrêt durant la période estivale.

Faible consommation, développement des ENR et recul du charbon ont contribué à la réduction des émissions de carbone (voir section 17.2.2.3 (« Changement climatique »)).

Le niveau modéré de la consommation intérieure et les prix relativement faibles sur le marché français ont conduit à une hausse des exports. Le solde exportateur de la France s'établit à 65,1 TWh en 2014 (contre 47,2 TWh en 2013), soit le niveau le plus élevé depuis 2002. La somme des imports et exports atteint 119,8 TWh, soit 7,4 % de plus qu'en 2013. La France est en situation d'import une trentaine d'heures dans l'année, et aucune journée n'est importatrice nette en énergie. L'analyse des échanges frontalière par frontière met en évidence l'impact croissant de l'évolution du mix énergétique européen, qui intègre de plus en plus d'énergies renouvelables. La variabilité de la production éolienne au fil des saisons et des semaines, celle de la production photovoltaïque avec son cycle journalier, se traduisent par une fluctuation croissante des échanges d'électricité entre pays européens.

Des capacités d'interconnexions toujours plus sollicitées

Si la France reste globalement importatrice vis-à-vis de l'Allemagne, les échanges se sont équilibrés en 2014, avec un solde importateur de 5,9 TWh contre près de 10 TWh en 2013, en raison de la compétitivité relative des prix français. Ce solde en baisse ne traduit pas une réduction des volumes d'échanges mais un équilibrage entre situations alternativement importatrices et exportatrices, avec des fluctuations toujours plus fortes. Les interconnexions entre la France et l'Allemagne sont d'ailleurs saturées, dans un sens ou dans l'autre, pendant près de la moitié du temps.

Les échanges avec la Belgique sont fortement tirés par les indisponibilités de près de la moitié du parc nucléaire belge en 2014, avec un solde exportateur de la France vers la Belgique en augmentation de 28 % à 16,5 TWh. Les capacités d'échanges de la France vers la Belgique sont saturées la plupart du temps.

Les soldes exportateurs vers les autres pays frontaliers sont tous en hausse. Vis-à-vis de l'Espagne, la France est exportatrice les deux tiers du temps et importe uniquement lorsque la production renouvelable espagnole est élevée, les prix devenant alors inférieurs aux prix français. L'interconnexion France-Angleterre bénéficie d'une bonne disponibilité en 2014. Elle est utilisée à l'export plus de 99 % des heures de l'année et est saturée 90 % du temps. La situation est toujours fortement exportatrice vis-à-vis de l'Italie, vers laquelle la capacité d'export a augmenté de 400 MW depuis octobre 2014 grâce au renforcement des réseaux transalpins.

6.2.2.1.1 Organisation de RTE

Conformément à ses statuts, approuvés par le décret n° 2005-1069 du 30 août 2005, RTE est une société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance.

Le Conseil de surveillance de RTE est composé de douze membres répartis en trois collèges, dont quatre représentants des salariés, quatre représentants de l'État et quatre membres nommés par EDF en Assemblée générale ordinaire.

Le Directoire de RTE est constitué de trois membres, qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans la limite fixée par le Code de l'énergie et les statuts de RTE. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du Ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

1. Source : RTE, l'Énergie électrique en France en 2014.

6.2.2.1.2 Activités de RTE

RTE assure en France la gestion du réseau public de transport (RPT) en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de la concession du RPT. Ce cahier des charges a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006. Un avenant a été signé le 30 octobre 2008 ; il prendra fin le 31 décembre 2051.

En application de la directive n° 2009/72/CE, transposée aux articles L. 111-3 à L. 111-6 du Code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent être certifiés au terme d'un processus associant la Commission de Régulation de l'Énergie et la Commission européenne, qui vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait aux conditions d'indépendance posées par ce texte. RTE a obtenu la certification de la CRE en date du 26 janvier 2012, avec publication au *Journal officiel* le 12 février 2012.

RTE gère ainsi l'infrastructure de transport sur le territoire français : il exploite et entretient le réseau public de transport et est responsable de son développement, en minimisant le coût pour la collectivité et en veillant à la sûreté du système, ainsi qu'à la sécurité des biens et des personnes.

RTE garantit l'accès au réseau de transport : il conclut des contrats avec les utilisateurs du réseau de transport, sur la base des tarifs d'accès aux réseaux et dans le respect des règles de non-discrimination.

RTE gère également les flux d'énergie : il assure l'équilibre offre/demande et procède aux ajustements, gère les flux d'électricité, gère les droits d'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux voisins. Il mobilise les réserves et compense les pertes, procède aux ajustements comptables nécessaires et règle les écarts.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du réseau de transport d'électricité : intégration du marché européen, restructuration profonde du parc de production, évolutions sociétales renforçant les contraintes d'intégration des nouvelles infrastructures d'intérêt général et maintien à niveau de son outil industriel pour répondre aux besoins des clients et de la collectivité. Pour y répondre, RTE, avec l'assentiment de la CRE, marque une nouvelle étape en matière d'investissements : ceux-ci ont en effet été portés à plus d'un milliard d'euros par an sur la période 2009-2013, et à plus de 1,3 milliard d'euros en 2014. Pour financer ses investissements, RTE dispose de ses propres ressources, fondées principalement sur le tarif payé par les utilisateurs du réseau. Ce tarif est établi de manière non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts de RTE, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de transport efficace, ainsi qu'une juste rémunération des capitaux engagés à travers les programmes d'investissement approuvés par la CRE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) ») ci-dessous).

6.2.2.1.2.1 Gestion de l'infrastructure de transport

Maintenance

RTE assure la gestion des actifs du réseau de transport au travers de la maintenance au quotidien, du dépannage d'urgence et du renouvellement des ouvrages en fin de vie ou endommagés.

À la suite des tempêtes de 1999, RTE a engagé un programme de sécurisation mécanique. Ce projet, mené avec de nombreux prestataires extérieurs, vise à se prémunir contre des événements climatiques majeurs par le renforcement de la tenue mécanique des lignes aériennes afin qu'elles résistent à des vents soufflant jusqu'à 150 km/h et à transformer ou installer environ 16 400 pylônes anticascades pour prévenir l'effet « château de cartes » si les vitesses du vent étaient supérieures. Ce programme vise à garantir l'alimentation de tous les postes en cinq jours au plus après un aléa climatique majeur.

À fin 2014, le déploiement des pylônes anticascades est sur le point d'être finalisé (taux d'avancement supérieur à 97 %). Ces pylônes spéciaux

présentent une résistance mécanique encore plus importante et sont installés sur les lignes Très Haute Tension (225 000 et 400 000 volts), tous les trois à cinq kilomètres. En 1999, les chutes d'arbres avaient représenté 50 % des causes d'avarie des pylônes. RTE a donc entrepris des travaux d'élargissement des tranchées forestières. Ces travaux sont quasiment finalisés (taux d'avancement légèrement supérieur à 98 %).

Au total, RTE devrait avoir consacré, d'ici à l'achèvement du programme en 2017, un total de 2,4 milliards d'euros à la sécurisation mécanique de son réseau avec un niveau moyen de dépenses d'environ 160 millions d'euros par an. Ce programme concerne 45 000 kilomètres de lignes aériennes du réseau de RTE.

Le bien-fondé et les résultats des actions du programme de sécurisation mécanique de RTE ont été démontrés au moment des fortes chutes de neige en décembre 2010 et lors des tempêtes Klaus en 2009, Xynthia en 2010 et Joachim en 2011, qui ont été plus fortes par endroits que celle de 1999 mais ont engendré moins de dégâts.

D'ici 2017, les travaux de sécurisation permettront d'assurer que chaque point de livraison des clients de RTE sera raccordé au réseau par au moins une ligne capable de résister à des vents de force équivalente à celles de 1999, conformément aux nouvelles normes de résistance mécanique, plus sévères.

L'année 2014 confirme les bons résultats obtenus ces dernières années en matière de qualité du transport de l'électricité. Le temps de coupure équivalent des clients de RTE est ainsi égal à 2 minutes et 46 secondes hors événements exceptionnels. Ce résultat est inférieur à la moyenne des dix dernières années.

Développement et réalisation de nouveaux investissements sur le réseau de transport

RTE poursuit par ailleurs le développement et le renouvellement du réseau. Les projets étudiés et réalisés s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants pour répondre aux enjeux de la transition énergétique. RTE élabore chaque année un programme pluriannuel d'investissements soumis à la Commission de Régulation de l'Énergie. En 2014, le montant total des investissements de RTE s'est élevé à 1 374 millions d'euros, dont 1 243 millions d'euros pour les ouvrages réseau. Les principaux projets contribuant au programme d'investissements 2014 de RTE ont porté sur la poursuite des travaux de construction de la ligne à courant continu permettant de renforcer l'interconnexion entre la France et l'Espagne par l'Est des Pyrénées (ligne de 2 000 MW, inaugurée le 20 février 2015), la sécurisation de l'axe 400 kV Montélimar-Lyon, ou la sécurisation de l'alimentation de régions (PACA, Vendée). Par ailleurs, près de 35 % des investissements sur les ouvrages de réseau ont concerné du renouvellement permettant le maintien de la qualité de service.

Pour 2015, le programme d'investissements de RTE approuvé par la CRE est de 1 497 millions d'euros et concerne notamment la construction de la liaison à courant continu entre la France et l'Italie passant par la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus, la reconstruction de l'axe 400 kV Charleville-Reims, et la mise en service de l'interconnexion France-Espagne passant par l'Est des Pyrénées. Sur les réseaux régionaux, outre la poursuite des investissements de renouvellement du réseau, on peut noter les travaux de restructuration du réseau 225 kV de la haute Durance, ainsi que ceux du projet Deux Loires. Comme chaque année, s'y ajoutent des investissements de développement et de renouvellement de systèmes informatiques, compte tenu notamment des évolutions de contexte associées à la transition énergétique et à l'intégration européenne des marchés.

Les investissements de RTE s'inscrivent dans une dynamique de besoins croissants pour répondre aux enjeux du maintien du niveau de sécurité d'alimentation, de l'accueil de nouveaux moyens de production (dont les énergies renouvelables intermittentes), de l'intégration des marchés électriques européens et de l'augmentation progressive des besoins de renouvellement des ouvrages.

En 2014, la base d'actif régulée (BAR) s'est accrue de 683 millions d'euros, passant de 12 143 millions d'euros au 1^{er} janvier 2014 à 12 826 millions d'euros au 1^{er} janvier 2015¹. Pour mémoire, la BAR est rémunérée par le tarif au CMPC (coût moyen pondéré du capital) de 7,25 % avant impôts. Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (qui jusqu'à fin 2012 ont été rémunérées à 4,8 % par le tarif TURPE 3, et le sont à 4,6 % sur la période 2013-2016 en application de la décision tarifaire de la CRE du 3 avril 2013 publiée au *Journal officiel* le 30 juin 2013).

6.2.2.1.2.2 Gestion des flux d'énergie

Affectation des coûts

Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE et dus aux écarts négatifs entre les flux prévisionnels et ceux réalisés est répercuté sur les « responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE compense financièrement les responsables d'équilibre.

Interconnexions

RTE gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins.

Les réseaux de transport d'électricité européens sont interconnectés, permettant ainsi d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre. Ces interconnexions sont utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité (par exemple, pour compenser la défaillance brutale d'un équipement de production ou de transport d'électricité en France en faisant appel aux producteurs et transporteurs voisins et réciproquement) et pour développer le marché européen de l'électricité, en permettant à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays de l'Union européenne. De surcroît, ces interconnexions, en jouant sur les écarts temporels des pointes de charge de part et d'autre des frontières, permettent de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne.

Interconnexion France-Espagne

INELFE (Interconnexion électrique France-Espagne) est une société franco-espagnole créée en octobre 2008 pour porter l'ensemble du projet d'interconnexion entre la France et l'Espagne, depuis les études de faisabilité jusqu'à la réalisation de l'ouvrage lui-même. Elle garantit la cohérence des choix techniques et environnementaux entre la France et l'Espagne pour ce projet. La société, détenue à parts égales par RTE et son homologue espagnol REE (Red Electrica de España), s'appuie sur les structures et les experts de ces deux sociétés pour l'étude et la réalisation de la liaison. En octobre 2009, le ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer a validé le tracé (fuseau de moindre impact) proposé. Par arrêté du 22 avril 2011, la liaison souterraine en courant continu Baixas - Santa Llogaia a été, pour la partie française du projet France-Espagne, déclarée d'utilité publique. Les DUP (déclaration d'utilité publique) « poste de Baixas » et « galerie technique » ont également été signées par le préfet des Pyrénées-Orientales le 4 mai 2011. La mise en service est prévue en 2015. Dans cette optique, un accord, signé le jeudi 6 octobre 2011 par la BEI, INELFE, REE et RTE, prévoit la participation de la Banque européenne d'investissement (BEI) au financement de la liaison d'interconnexion souterraine France-Espagne sous la forme d'un prêt de 350 millions d'euros accordé aux deux gestionnaires de réseaux, REE et RTE. Ce financement contribue à la moitié du budget total de 700 millions d'euros du projet.

Le financement de l'interconnexion fait par ailleurs l'objet d'une subvention de l'Union européenne à hauteur de 225 millions d'euros dans le cadre du programme EEP (European Energy Program for Recovery). L'objectif premier de cette nouvelle interconnexion est de doubler la capacité d'échange d'électricité entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe, passant ainsi de 1 400 mégawatts à 2 800 mégawatts.

Coordination des réseaux en Europe

RTE et ELIA² ont créé en décembre 2008 une société commune dénommée Coreso, qui a pour objet la coordination de l'exploitation des réseaux électriques regroupant la France et la Belgique. La création de Coreso répond aux besoins de renforcement de la coordination opérationnelle entre gestionnaires de réseaux de transport (GRT) exprimés tant par la Commission européenne que par les acteurs du marché de l'électricité. Coreso doit permettre une meilleure intégration, à l'échelle régionale, de la production d'origine renouvelable et garantir une gestion en sécurité des flux transfrontaliers, en forte augmentation.

National Grid, gestionnaire de réseau britannique, est devenu actionnaire de Coreso en mai 2009. Puis Terna et 50 Hertz, gestionnaires des réseaux de transport de l'Italie et des zones nord et est de l'Allemagne, ont rejoint Coreso le 26 novembre 2010. L'intégration de ces deux GRT permet au centre de coordination technique d'étendre considérablement son périmètre de surveillance des réseaux en Europe. Cet élargissement s'inscrit dans le souhait de RTE de contribuer à l'affirmation d'un « intérêt commun » des réseaux électriques européens et de faire de la coopération avec les autres GRT un axe fort de sa performance, dans la dynamique du projet industriel. Coreso fait maintenant l'objet d'une reconnaissance grandissante en tant que partie prenante dans les processus de coordination européens.

Couplage de marchés (market coupling)

Les capacités d'échange aux frontières étant limitées, des règles ont été définies au niveau européen par le règlement (CE) n° 714/2009 afin de traiter les problèmes de congestion de réseau par l'allocation des capacités d'interconnexion (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). En pratique, deux méthodes permettent d'être en conformité avec ce règlement :

- l'allocation de capacité d'interconnexion par enchères explicites : mise en vente de droits de programmer des échanges ;
- l'allocation par enchères implicites : la priorité d'accès aux interconnexions est donnée aux blocs d'énergie coûtant le moins cher.

Dans ce dernier cas, des couplages de marchés se sont mis en place. Le couplage de marché est fondé sur le fonctionnement des bourses d'électricité et revient à fusionner les carnets d'ordre (achat/vente) de deux bourses voisines, ainsi qu'à renvoyer un prix unique commun aux deux bourses, dans la limite des capacités d'échange import et export.

Le couplage des trois marchés électriques France-Belgique-Pays-Bas, appelé « *Tri Lateral Market Coupling* », a débuté en novembre 2006. Il constituait une première expérience en Europe (hors Nordpool), et son succès est aujourd'hui confirmé. Depuis 2007, les bourses électriques et les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité belges, français, allemands, luxembourgeois et néerlandais ont réalisé des progrès significatifs vers un couplage des marchés de l'électricité de la région « Nord-Ouest Europe » (*Central and Western Europe – CWE*) et une meilleure coordination pour une sécurité d'approvisionnement. En octobre 2008, sept GRT (RTE, Elia, TenneT, Cegeled Net, EnBW, E.ON Netz et RWE TSO) ont créé une société commune, dénommée Capacity Allocation Service Company (CASC-CWE), visant à offrir aux utilisateurs un « guichet unique » pour l'allocation aux enchères des capacités de transport d'énergie aux frontières des pays de la zone CWE qui comprend la France, le Benelux et l'Allemagne. Après plus de trois années de travaux, RTE et ses partenaires de la région CWE, gestionnaires de réseau et bourses, ont lancé avec succès le 9 novembre 2010 le couplage de marché sur la zone France-Allemagne-Benelux. Le couplage de marchés sur la région permet l'optimisation simultanée des capacités d'interconnexion transfrontalières de la production sur l'ensemble des pays de la zone. En l'absence de congestion sur ces interconnexions, il doit conduire à un prix unique sur tous ces pays.

Dès son lancement, un prix unique a d'ailleurs été atteint sur la zone sur l'ensemble de la journée, témoignant des gains associés à l'utilisation des ouvrages de réseau rendue possible par le couplage des marchés.

1. Montants encore à valider par la CRE, calculés sur la base du réalisé.

2. Elia est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité belge à Haute Tension (de 30 000 à 380 000 volts).

Ce couplage marque une étape importante vers la création d'un marché européen unique de l'énergie. Le 4 février 2014, 13 gestionnaires de réseaux de transport, dont RTE, ont lancé le couplage des marchés de gros du Nord-Ouest de l'Europe, qui comprend, outre la France, l'Allemagne et le Benelux, les pays scandinaves et la Grande-Bretagne, étape décisive pour la construction du marché intérieur de l'électricité. Ce couplage a été étendu à la péninsule Ibérique le 13 mai 2014.

6.2.2.1.2.3 Activités de RTE à l'international

RTE International, filiale de RTE créée en septembre 2006, est l'interface de RTE pour toutes les prestations d'ingénierie et de conseil hors de France, en réponse soit à des appels d'offres soit à des sollicitations de gré à gré.

RTE poursuit une stratégie de développement et de diversification géographique de ses prestations internationales.

6.2.2.1.3 Actualité institutionnelle et législative

La directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a confirmé le principe posé par la directive n° 2003/54/CE selon lequel la gestion d'un réseau de transport d'électricité doit être assurée par une personne morale distincte de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture, tout en renforçant substantiellement les obligations d'indépendance du gestionnaire de réseau de transport.

La France a fait le choix, dans le cadre de la transposition de cette directive, du modèle dit de « gestionnaire de réseau de transport indépendant ». Ce modèle permet le maintien d'un groupe intégré, mais au prix de contraintes fortes pesant sur les relations entre RTE et l'entité verticalement intégrée (« EVI »), qui comprend les entités du Groupe en charge d'activités de production ou de fourniture.

Ces contraintes, fixées par la directive n° 2009/72/CE, ont été transposées en droit interne et codifiées aux articles L. 111-9 et suivants du Code de l'énergie. Elles encadrent principalement les conditions d'exercice des fonctions des dirigeants de RTE au sein de l'EVI¹.

S'agissant des relations avec les autres entités de l'EVI, l'article L. 111-18 du Code de l'énergie pose le principe de l'interdiction des prestations de

services de ces entités au profit de RTE, à l'exception de celles nécessaires à la sécurité et à la sûreté du réseau de transport. La confusion d'image est également prohibée, RTE devant notamment être propriétaire de sa marque.

En application de l'article L. 321-6 du Code de l'énergie, RTE élabore chaque année un schéma décennal de développement du réseau qui mentionne les principales infrastructures qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans. Ce schéma est adressé à la CRE, qui vérifie qu'il couvre l'ensemble des besoins. Tous les quatre ans, il est soumis à l'approbation du Ministre chargé de l'énergie. En outre, pour l'application de ce schéma décennal, le Président du Directoire de RTE soumet chaque année à l'approbation de la CRE le programme d'investissement du réseau public de transport d'électricité, compatible avec le plan financier à moyen terme de RTE.

Enfin, en vertu des articles L. 111-34 et suivants du Code de l'énergie, RTE désigne un responsable de la conformité chargé de veiller au respect du principe d'indépendance, et notamment de vérifier la bonne exécution du schéma décennal de développement du réseau.

6.2.2.2 Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF)

ERDF a pour objet principal l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité, en garantissant sa sécurité et sa sûreté, et en veillant à tout instant à l'équilibre des flux d'électricité. ERDF, filiale d'EDF détenue à 100 % et chargée de l'activité de distribution, est opérationnelle depuis le 1^{er} janvier 2008. Elle dessert environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD).

En 2014, ERDF a distribué de l'électricité à plus de 35 millions de clients (points de livraison) en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,3 million de kilomètres.

Au 31 décembre 2014, ERDF employait 38 859 personnes.

Pour l'année 2014, les volumes d'électricité qui ont transité sur le réseau d'ERDF étaient de :

En TWh	2014	2013
Injections par RTE	328,0	358,0
Injections par les producteurs décentralisés	33,8	31,7
TOTAL DES INJECTIONS	361,8	389,7
Livraisons	339,3	364,5
Pertes	22,5	25,2
TOTAL DES SOUTIRAGES	361,8	389,7

Les injections et soutirages : ERDF délivre l'électricité aux bornes (comptage) des installations des clients du réseau où sont réalisés les soutirages. Sur le réseau de distribution, divers opérateurs injectent de l'électricité. Ce sont principalement RTE, d'une part, qui assume en France les responsabilités de gestionnaire du réseau de transport (voir section 6.2.2.1 (« Transport – RTE Réseau de Transport d'Électricité »)) – les injections correspondantes se font au niveau des postes sources répartis sur le réseau – et, d'autre part, des producteurs au titre d'installations dont la taille permet une injection directe sur le réseau de distribution. À tout moment, ces injections doivent compenser les soutirages des clients et les pertes du réseau, sous peine de dégradation de la qualité du produit délivré (qualité de l'onde, tension, voire continuité de fourniture).

Les pertes : les pertes électriques sont inhérentes au réseau de distribution et résultent principalement d'effets physiques (« effet Fer » et « effet Joule ») qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. ERDF doit compenser ces pertes pour compléter les quantités d'électricité acheminées vers les clients finals. En 2014, la quantité de pertes s'est élevée à 22,5 TWh, soit un taux de 6,2 % de l'électricité injectée sur le réseau. Le coût pour ERDF de la compensation des pertes a été en 2014 de 1 178 millions d'euros. Pour assurer cette compensation, ERDF achète l'électricité correspondante sur le marché de gros, soit par l'intermédiaire de plateformes de marchés organisés, soit par le biais d'appels d'offres mettant en concurrence une vingtaine de fournisseurs qualifiés. Depuis 2014 et de manière progressive, ERDF bénéficie des livraisons ARENH pour ses achats d'électricité pour compenser ses pertes, à hauteur d'environ 35 % du volume total.

1. En particulier, la rémunération des dirigeants et des salariés doit être fonction d'indicateurs propres à RTE. Ils ne peuvent détenir aucun intérêt ou recevoir d'avantage financier de la part des sociétés composant l'EVI, à l'exception, pour les salariés, des droits qu'ils détiennent, au 1^{er} juin 2011, sur les plans d'actions gratuites, sur les accords de participation ou d'intéressement.

Concernant les caractéristiques techniques, le réseau de distribution dont ERDF est concessionnaire (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)) est constitué au 31 décembre 2014 d'environ :

- 623 000 kilomètres de lignes Haute Tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 706 000 kilomètres de lignes basse tension (BT) à 400 volts ;
- 2 247 postes sources HTB/HTA ;
- 769 000 postes de transformation HTA/BT.

6.2.2.2.1 Organisation d'ERDF

Les activités de distribution sur le territoire français sont, conformément au cadre légal, quasi exclusivement assurées par ERDF, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance responsable de la gestion du réseau public de distribution d'électricité.

En application de la directive n° 2003/54/CE, dont les principes ont été repris par la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009, lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, son organisation et ses prises de décisions doivent être juridiquement indépendantes des autres activités non liées à la distribution. Dans ce cadre, le principe retenu par EDF et Gaz de France, aujourd'hui GDF Suez, a été celui de la filialisation de leurs gestionnaires de réseaux, leurs deux filiales ERDF et Gaz réseau Distribution France (GrDF) partageant un service commun conformément au cadre légal (voir section 6.2.2.2.4 (« Le service commun à ERDF et GrDF »)).

En application de la loi du 9 août 2004, l'activité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité a été filialisée en 2007.

Le Conseil de surveillance d'ERDF est composé de quinze membres dont huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire, cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et deux représentent l'État. Le Directoire d'ERDF est composé de cinq membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance.

En application de la possibilité offerte par l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 (article 15) et dans le respect du décret n° 2015-38 du 19 janvier 2015, l'État a désigné par arrêté en date du 4 février 2015 un Commissaire du Gouvernement aux fins d'assister aux séances du Conseil de surveillance d'ERDF.

Missions d'ERDF en France

ERDF exerce dans les conditions fixées par la loi et les contrats de concession signés avec chacune des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité (voir section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution »)) ci-dessous les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental. Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;

Les investissements d'ERDF ont évolué comme suit :

Investissements bruts (en millions d'euros)	2014	2013	2012
Raccordements et renforcement	1 501	1 526	1 468
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	397	417	399
Modernisation du réseau	979	935	908
Outils de travail et moyens d'exploitation	330	300	294
Total investissements ERDF	3 208	3 177	3 069
Remises d'ouvrage par les tiers et collectivités ⁽¹⁾	833	803	878
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	4 041	3 980	3 947

(1) Après déduction PCT¹ et article 8².

1. PCT (part couverte par le tarif) : part versée aux concédants maîtres d'ouvrage de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement.

2. Article 8 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession portant sur l'intégration des ouvrages dans l'environnement (comme les travaux d'enfouissement des lignes).

- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'Énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;
- exercer des prestations pour les ELD, les distributeurs et autorités organisatrices mentionnés respectivement aux III et IV de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales.

6.2.2.2.2 Activités de distribution

L'activité d'ERDF repose sur plusieurs métiers : assurer en tant que concessionnaire la gestion des actifs en concession, conduire et maintenir le réseau de façon à assurer la continuité de fourniture, réaliser les travaux sur le réseau (en particulier, les travaux de raccordement, de renforcement et de renouvellement du réseau), assurer l'accès au réseau à l'ensemble des utilisateurs dans le cadre des dispositifs contractuels en vigueur et gérer le parc de compteurs, acquérir, traiter et transmettre les données relatives à la consommation des utilisateurs du réseau.

Évolution des investissements

En 2014, 3,2 milliards d'euros ont été investis par ERDF, dont 1,5 milliard en majorité lié aux raccordements des nouveaux clients et des producteurs, ainsi qu'au renforcement du réseau. En complément, les autorités concédantes ont investi 833 millions d'euros en 2014. Au total, un peu plus de 4 milliards d'euros ont été investis en 2014 en France continentale sur les réseaux de distribution.

Les ressources supplémentaires ainsi engagées sont consacrées à la qualité de la desserte, à la sécurisation des réseaux, à la sécurité, et à la préservation de l'environnement, domaines où les attentes identifiées des clients, des collectivités locales et des autorités concédantes sont particulièrement fortes.

L'augmentation des investissements permet à ERDF de mettre en œuvre des programmes de renouvellement du patrimoine, et en particulier :

- un plan d'actions « Aléas climatiques » prévu dans le cadre du Contrat de service public (voir section 6.5.2 (« Service public en France »)) et fondé sur un diagnostic complet des fragilités potentielles du réseau vis-à-vis des phénomènes climatiques. Ce plan a été complété d'un programme de travaux destinés au « prolongement de la durée de vie » du réseau HTA aérien d'un montant de 50 millions d'euros et d'équipement en organes de manœuvre télécommandés qui permettent la réalimentation rapide des clients en cas de défaut ;

- un plan de renouvellement des réseaux souterrains anciens HTA et BT des grandes villes est également déployé : 953 kilomètres de réseaux souterrains HTA ont ainsi été renouvelés en 2014 ;
- un programme de modernisation des postes sources (contrôle-commande numérique, remplacement d'appareillages de coupures, etc.) et de sécurisation de ces ouvrages, en particulier dans les zones urbaines denses.

En complément de ces investissements, ERDF poursuit l'augmentation des budgets de maintenance préventive des réseaux, en particulier pour des actions concernant l'élagage.

(en millions d'euros)

	2014	2013	2012
Budget de maintenance préventive	334	273	264

Les conférences départementales

Les programmes d'investissement sont déclinés tous les ans au niveau de chaque territoire à l'occasion des conférences départementales prévues et présidées par le préfet. Ces conférences départementales ont pour objectif de renforcer le dialogue entre les maîtres d'ouvrage qui investissent sur le réseau public de distribution afin d'atteindre une plus grande efficacité dans les dépenses d'investissement en matière de sécurité et de qualité d'alimentation électrique.

Les programmes coordonnés de développement et de modernisation des réseaux (PCDMR)

Le protocole signé par ERDF avec la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) en 2013 a prévu la construction concertée avec les autorités concédantes de programmes coordonnés de développement et de modernisation des réseaux (PCDMR), en cours d'établissement sur les principales concessions départementales. Ces programmes ont vocation à mettre l'accent sur la sécurisation et la fiabilisation du réseau au service de la qualité, en définissant les priorités d'investissements.

Le Contrat de service public et les préoccupations environnementales et esthétiques

ERDF, afin de répondre aux objectifs du Contrat de service public ainsi qu'à des objectifs environnementaux et esthétiques, s'est engagé à enterrer 90 % des nouvelles lignes Haute Tension A (HTA) et à réaliser en « technique discrète » (câble torsadé en façade des immeubles) les deux tiers des nouvelles lignes basse tension (BT). ERDF n'a pas pour objectif d'enfouir l'intégralité du réseau. Un réseau enterré reste en effet soumis aux risques de coupure comme un réseau aérien : il peut subir des agressions extérieures (canicule, inondations, travaux, etc.), et le temps nécessaire à la localisation de l'incident et à la réalimentation des clients est en général plus long que dans le cas d'un réseau aérien.

En 2014, ERDF a construit plus de 98,6 % des nouvelles lignes moyenne tension en technique souterraine et plus de 81,4 % des nouvelles lignes basse tension en technique souterraine ou discrète. Il a ainsi dépassé son engagement vis-à-vis de l'État de réduction de l'impact visuel des réseaux établis sous sa maîtrise d'ouvrage. Par ailleurs, dans le cadre de son plan Aléas climatiques, ERDF a déposé plus de 4 465 kilomètres de lignes aériennes HTA en 2014.

La qualité de la desserte

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'ERDF. En 2014, le temps moyen de coupure hors incidents transport et hors incidents exceptionnels est de 63,8 minutes. La qualité de la desserte se traduit aussi par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures.

Le décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 fixe les seuils de qualité de desserte à respecter par les gestionnaires de réseau de distribution. Ce décret vise à garantir dans la durée un niveau minimal de qualité pour les usagers placés de façon structurelle dans des conditions d'alimentation électrique significativement plus défavorables que la grande majorité des usagers français. Il complète logiquement les dispositions retenues par le régulateur dans le cadre du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité afin d'inciter les gestionnaires de réseaux à maintenir et améliorer tendanciellement le niveau de qualité moyenne. En ce qui concerne la qualité de la tension, plus de 99 % des clients étaient considérés en 2014 comme « bien alimentés » au regard de la réglementation en vigueur.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, ERDF s'appuie sur une Force d'Intervention Rapide (FIRE) qui lui permet de mobiliser, à tout moment, sur une région touchée, les équipes et les moyens d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. La FIRE a été mobilisée notamment lors des tempêtes de février 2014 (Pétra, Qumaira, Ruth et Ulla).

Concernant les couvertures d'assurance relatives à la protection du réseau aérien de distribution contre les conséquences de tempêtes de grande ampleur, voir la section 4.2.3.5.3 (« Couverture tempêtes »).

Développement des énergies renouvelables

Sur le périmètre ERDF, le nombre de raccordements d'installations de production photovoltaïque a encore progressé : à fin 2014, 4 590 MW d'installations photovoltaïques sont raccordées (contre 3 731 MW à fin 2013), représentant environ 321 047 installations (294 490 étaient raccordées en 2013). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également, et plus de 8 232 MW sont raccordés à fin 2014.

À fin 2014, ERDF a atteint un total de raccordement de production photovoltaïque et éolien d'environ 12,8 GW, composé respectivement de 4,6 GW de centrales photovoltaïques et de 8,2 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques « historiques » (1,4 GW) et les cogénérations (1,7 GW). Au total, à fin 2014, ERDF aura raccordé un parc de production d'environ 17,6 GW.

Marché de l'électricité

Le marché français de la commercialisation de l'électricité est ouvert à la concurrence pour l'ensemble des clients depuis le 1^{er} juillet 2007.

27 fournisseurs d'électricité opèrent sur le marché français. Ils ont signé un contrat avec ERDF définissant les modalités de fonctionnement entre le fournisseur et le distributeur lorsque le client souscrit un contrat unique englobant la fourniture et l'acheminement d'électricité.

Concessions

Au 31 décembre 2014, ERDF est co-concessionnaire avec EDF de 593 contrats de concessions, couvrant environ 95 % de la population.

En France, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de concession dérogoire par rapport au droit commun des concessions locales de service public. Comme le prévoit la loi, les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution, qui constituent des biens de retour¹. Les contrats de concession sont conclus pour une durée généralement comprise entre 20 et 30 ans.

Le développement et l'exploitation des réseaux publics de distribution (desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, raccordement et accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de distribution) sont confiés, en application du Code de l'énergie (article L. 121-4), à ERDF, à EDF dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental et aux ELD dans leur zone de desserte exclusive.

Conformément à l'article L. 334-3 du Code de l'énergie, les contrats de concession en cours sont réputés signés conjointement par l'autorité concédante (collectivité territoriale ou établissement public de coopération), EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés et par ERDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie réseaux de distribution. Lors de leur renouvellement ou de leur modification, les contrats de concession sont cosignés selon ces modalités.

Voir également la section 6.5.8.1 (« Réglementation future au niveau communautaire » – « Réglementation des concessions »).

Économie des contrats de concession

Un modèle de contrat de concession et de cahier des charges a été adopté (avec des ajustements selon que le contrat a été passé avec une commune urbaine ou un syndicat de communes) en juin 1992 à la suite de négociations entre EDF et la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), et validé par les représentants des pouvoirs publics (voir section 6.5.5 (« Les concessions de distribution publique d'électricité »)). Il a été mis à jour en juillet 2007.

Les principales dispositions du cahier des charges de concession portent sur les points suivants :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter sur un territoire déterminé les missions de service public de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture aux tarifs réglementés de vente. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls. Il perçoit auprès des usagers un prix destiné à rémunérer les obligations mises à sa charge ;
- le versement par le concessionnaire de redevances au concédant ;
- l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des ouvrages devant faire l'objet d'un renouvellement ;
- les droits et obligations des parties en cas de non-renouvellement de la concession (ou de résiliation anticipée), dans l'hypothèse où le maintien du service ne présenterait plus d'intérêt par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent ou du fait des progrès de la science ;
- le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par l'autorité concédante dans le cahier des charges de concession : ce contrôle est exercé par un agent désigné par l'autorité concédante et distinct du gestionnaire du réseau public de distribution.

Par ailleurs, dans le cadre de la mise en œuvre des lois « solidarité et renouvellement urbain » (SRU) et « urbanisme et habitat » (UH), ERDF et la FNCCR ont renouvelé le 18 juillet 2012 le protocole d'accord dit « PCT », qui organise le versement aux concédants de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement lorsque ces derniers en assurent la maîtrise d'ouvrage.

La maîtrise d'ouvrage sur les réseaux (le maître d'ouvrage assure l'organisation, la réalisation et le financement des travaux) est répartie, selon des modalités fixées dans chacun des cahiers des charges, en règle générale :

- en matière de raccordement (extension des réseaux et création des branchements) et de modification d'ouvrages (renforcement du réseau rendu nécessaire par l'accroissement de la demande d'électricité ou l'amélioration de la qualité de service), ERDF et l'autorité concédante se répartissent la maîtrise d'ouvrage en fonction du type de raccordement (c'est-à-dire au regard de la qualité du demandeur : consommateur ou producteur) dès lors que la commune concernée relève du régime d'électrification rurale (c'est-à-dire celles sur lesquelles l'autorité concédante maître d'ouvrage peut bénéficier des aides du Compte d'affectation spéciale du Fonds d'amortissement des charges d'électrification (CAS-FACE)). Dans les communes relevant du régime urbain, ERDF assure, de manière générale, la maîtrise d'ouvrage ;
- concernant la maintenance et le renouvellement du réseau (entretien, élagage, renouvellement à l'identique, déplacement et mise en conformité), ERDF est le maître d'ouvrage ;
- pour l'intégration des ouvrages existants dans l'environnement (enfouissement, amélioration de l'esthétique), l'autorité concédante est le maître d'ouvrage.

Principales redevances et contributions

Les contrats prévoient le paiement de redevances par le concessionnaire à l'autorité concédante.

En contrepartie des financements que l'autorité concédante supporte au titre d'installations dont elle est maître d'ouvrage et qui sont intégrées dans la concession, ou de la propre participation de cette autorité à des travaux dont le concessionnaire est maître d'ouvrage, ou de toute dépense effectuée par l'autorité concédante pour le service public faisant l'objet de la concession, ERDF verse à l'autorité concédante une redevance qui se décompose dans ses modalités de calcul en une redevance R1 dite « de fonctionnement » et une redevance R2 dite « d'investissement ».

En tant qu'exploitant de réseaux, ERDF doit s'acquitter de redevances pour l'occupation du domaine public par les ouvrages composant le réseau. En vertu d'un décret du 26 mars 2002, les redevances au profit des collectivités territoriales sont plafonnées en fonction de leur population. Elles sont versées aux propriétaires publics du domaine (communes, groupements de collectivités territoriales ou départements).

ERDF, comme les ELD, verse une contribution au CAS-FACE assise sur le nombre de kilowattheures acheminés. Le CAS-FACE redistribue les fonds collectés aux autorités concédantes pour le financement de leurs dépenses d'électrification sur le territoire des communes en régime rural.

En outre, ERDF, comme les ELD, participe au mécanisme du Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) qui répartit entre les gestionnaires de réseau de distribution les charges de péréquation liées à l'obligation de faire bénéficier tous les clients du même tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

6.2.2.2.3 Actualité institutionnelle et législative

L'année 2014 a été marquée par le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte en cours d'examen par le Parlement (voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national »)).

1. Les biens de retour sont ceux qui sont indispensables à l'exercice du service concédé. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à la collectivité concédante. Le contrat de concession prévoit leur retour obligatoire à la collectivité concédante en fin de concession.

De nombreuses dispositions pourraient avoir un impact significatif sur l'activité d'ERDF, notamment sur les points suivants :

- une gouvernance renouvelée de la distribution d'électricité, avec notamment une plus forte intégration des autorités concédantes et des collectivités locales ;
- une méthode de construction tarifaire du TURPE mieux adaptée aux besoins d'investissements qui inclut la prise en compte d'une rémunération normale pour le GRD ;
- l'adaptation des réseaux aux nouveaux usages de l'électricité (notamment pour l'intégration des ENR et le développement de la mobilité électrique) ;
- le soutien accordé au développement des *smart grids* et le pilotage de flexibilités locales ;
- le rôle accru des territoires en matière de gestion énergétique.

En vertu de la loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (MAPTAM), la compétence de distribution d'électricité est transférée aux métropoles, à l'exception de la métropole du Grand Paris, et aux communautés urbaines. Cependant, par un mécanisme de représentation-substitution, ces métropoles et communautés urbaines exercent leur compétence par l'intermédiaire du syndicat d'électricité présent sur leur territoire dès lors que ce syndicat n'est pas totalement inclus dans le périmètre de la métropole ou communauté urbaine.

ERDF a également été auditionnée dans le cadre de la Commission d'enquête de l'Assemblée nationale sur les tarifs de l'électricité. Construction et évolution du TURPE, besoin d'investissements et coordination renforcée avec les autorités concédantes maîtres d'ouvrage ont été au cœur des discussions avec les Parlementaires.

6.2.2.2.4 Le service commun à ERDF et GrDF

Le service commun à ERDF et GrDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale.

ERDF et GrDF sont liés par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, elle peut être résiliée à tout moment, moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier.

En novembre 2011, ERDF et GrDF ont signé un protocole d'accord décrivant pour chaque distributeur la vision cible d'organisation du service commun. L'ouverture des marchés et la différenciation des processus ont conduit à faire évoluer et à spécialiser l'organisation de certaines activités. À ce jour, ERDF a privilégié une organisation par directions régionales intégratrices de l'ensemble de ses missions opérationnelles à la maille locale. Un maillage plus fin est réservé aux activités de proximité. Certaines activités, telles que la relève ou des activités logistiques, sont maintenues en service commun du fait des gains d'efficacité engendrés.

6.2.2.2.5 Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants)

Les réseaux intelligents (*smart grids*) et les compteurs communicants

ERDF, garant de la continuité du service public de distribution d'électricité, investit en permanence pour développer, moderniser et sécuriser le réseau électrique. L'adaptation du réseau électrique aux nouveaux besoins de la société constitue un enjeu stratégique majeur. Pour y parvenir, ERDF développe le système Linky, basé sur une nouvelle génération de compteurs, dits « compteurs communicants ». Ce système représente la première étape

des *smart grids*. Au terme d'une expérience réussie et validée par les pouvoirs publics, près de 300 000 compteurs Linky fonctionnent à Lyon et en Touraine.

Après l'annonce du Premier Ministre le 9 juillet 2013 du déploiement par ERDF d'une première tranche de 3 millions de compteurs Linky d'ici fin 2016, un appel d'offres mené par ERDF a permis de retenir six entreprises qui fabriqueront en France ces trois premiers millions de compteurs. La pose des compteurs commencera en décembre 2015.

Les 32 millions de compteurs restants seront posés d'ici 2021. Le déploiement se fera simultanément dans toutes les régions. Au total, l'investissement est estimé à 5 milliards d'euros courants et sera financé par le groupe EDF. Le coût sera neutre pour les clients, les gains réalisés grâce à Linky (moins de déplacements et moins de pertes) compensant dans la durée le surcoût des investissements nécessaires.

Par une délibération du 17 juillet 2014, la CRE a fixé le cadre de régulation incitative applicable à l'opération « Linky » sur toute la durée du programme, soit environ 20 ans (mécanisme plafonné de primes incitatives et pénalités liées à la performance d'ERDF en termes de maîtrise des coûts, de respect du calendrier et de qualité du service, dispositif *ad hoc* de couverture des charges de capital, etc.).

Le système communicant Linky, dont le compteur est une composante clé, permettra d'offrir aux consommateurs :

- une facturation basée sur le relevé réel des index de consommation ;
- une majeure partie des interventions réalisées à distance en moins de 24 heures sans la présence du client (relevés, changements de puissance, mise en service, etc.) ;
- des délais d'intervention réduits en cas d'incident ;
- une intégration facilitée des nouveaux usages (véhicule électrique, etc.) et des énergies renouvelables réparties ;
- un accès sécurisé par internet à des informations permettant de comprendre sa consommation ;
- un pilotage d'appareils de la maison pour maîtriser les consommations ;
- un outil simple pour aider au développement de l'effacement.

Linky est un objet connecté qui fait d'ERDF un des leaders européens des nouvelles technologies dans la distribution d'électricité.

Accompagner la transition énergétique

Simultanément, ERDF teste à grande échelle plusieurs solutions afin d'offrir aux consommateurs et aux entreprises un réseau profondément modernisé. Ces travaux de recherche et d'expérimentation portent sur l'exploitation des réseaux basse et moyenne tension, l'intégration des énergies renouvelables et des véhicules électriques, la gestion du stockage, le maintien de la tension électrique, etc. ERDF pilote et/ou accompagne une quinzaine de démonstrateurs en France et en Europe avec des partenaires variés, des industriels, des PME, des *start-up* ou des universités. L'enjeu pour le distributeur est d'accompagner la transition énergétique en faisant évoluer les réseaux au meilleur coût pour la société. Grâce aux nouvelles technologies, un pilotage plus fin et plus réactif est possible, basé sur une meilleure connaissance de la consommation, de la production et de l'état du réseau. Cette « intelligence » permet d'éviter des surinvestissements en les dimensionnant à la pointe de consommation, tout en garantissant la fiabilité du réseau, conformément au double objectif du service public confié à ERDF, de performance et de sécurité.

Depuis fin 2011, ERDF coordonne le programme « GRID4EU ». Ce programme rassemble un consortium de six distributeurs européens (ERDF, Enel, Iberdrola, CEZ, Vattenfall et RWE) ; il contribue à expérimenter le potentiel des *smart grids* dans le domaine de l'intégration des énergies renouvelables, du développement des véhicules électriques, de l'automatisation des réseaux, du stockage de l'énergie, de l'efficacité énergétique et des solutions d'effacement.

6.2.2.3 Systèmes Énergétiques Insulaires

Les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés, ou faiblement connectés, à la plaque continentale : principalement la Corse, les départements d'outre-mer (excepté Mayotte) et les collectivités d'outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon.

L'ensemble de ces territoires correspond aux « zones non interconnectées au réseau métropolitain continental » mentionnées à l'article L. 121-3 du Code de l'énergie. Ils partagent les caractéristiques suivantes :

- ces territoires bénéficient de la péréquation tarifaire avec le territoire métropolitain continental ;
- la faible taille de leur système électrique et l'inexistence ou la faiblesse de leurs interconnexions avec un réseau continental font que les coûts de production y sont structurellement beaucoup plus élevés qu'en métropole, et de ce fait très supérieurs à la part qui en est reflétée dans les tarifs ;

- l'obligation de confier le transport et la distribution à une personne morale distincte de celle qui assure la production et la fourniture n'y est pas applicable.

Cet état de fait a notamment pour conséquence que des surcoûts de production dans ces SEI, considérés par le législateur comme une charge de service public, sont à ce titre compensés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (voir section 6.5.2 (« Service public en France »)).

L'organisation d'EDF dans chacun de ces territoires repose donc sur le maintien d'une structure intégrée, assurant à la fois la majeure partie de la production et l'ensemble des fonctions de gestionnaire de l'équilibre entre offre et demande, de gestionnaire de réseaux (HTB, HTA et BT) et de fournisseur.

Dans ces territoires, EDF constitue l'acteur principal en termes de production d'électricité.

Le tableau ci-dessous présente les principales caractéristiques des Systèmes Énergétiques Insulaires à fin décembre 2014.

	Données à fin décembre 2014	
	Total	dont Corse
Effectif EDF ⁽¹⁾	3 373	751
Nombre de clients	1 102 767	246 126
Longueur réseaux (en km)	35 415	11 329
Puissance installée du parc EDF (en MW)	2 172	577
dont parc hydraulique et autres renouvelables	456	197
dont parc thermique ⁽¹⁾	1 716	380
Production d'électricité (en GWh)		
Production EDF ⁽¹⁾	5 597	1 264
dont production hydraulique	1 340	444
Achats d'énergie auprès des tiers	3 912	863
dont énergie renouvelable, y compris bagasse	1 257	231
dont autres énergies	2 655	632
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR EDF ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	9 509	2 127

(1) Données incluant EDF Production Électrique Insulaire (PEI), filiale à 100 % du groupe EDF, chargée du renouvellement des centrales thermiques en Corse et outre-mer. L'augmentation de puissance installée thermique de 123 MW en 2014 par rapport à 2013 est liée à l'arrivée d'une TAC en Guyane, des moteurs de PEI en Haute-Corse et en Martinique (corrélés à la fin d'exploitation SEI) et, en fin d'année, en Guadeloupe, sans déclassement total des moteurs SEI sur ce territoire (période de « réserve chaude »).

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes entre le coût de production du mégawattheure et le prix de vente au tarif péréqué, l'activité commerciale d'EDF consiste à y mener, seule ou en partenariat avec l'ADEME et les institutions locales, des actions d'efficacité énergétique.

Ces territoires ont été marqués pendant ces dernières années par une croissance de la consommation très marquée (forte croissance démographique, rattrapage du retard constaté dans l'équipement des ménages). Cette croissance de la demande ralentit cependant, du fait de la crise économique mais également du fait des nombreuses actions d'efficacité énergétique menées. La croissance de la consommation et le renouvellement du parc de production doivent être couverts par la création de nouveaux moyens de production, décidée par le Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI), soit par recours à une procédure d'appel d'offres, soit en autorisant des projets développés à l'initiative d'opérateurs. L'intérêt des opérateurs – dont EDF – à investir dans l'activité de production des SEI a été renforcé par un arrêté pris par le Ministre délégué à l'Industrie le 23 mars 2006, fixant à 11 % le taux de rémunération nominal avant impôt des capitaux immobilisés dans les investissements de production réalisés en Corse, dans les départements et collectivités d'outre-mer et à Mayotte.

Fin 2012, une modification au Code de l'énergie concernant la compensation des actions d'efficacité énergétique, des coûts de stockage d'électricité et des imports d'électricité de pays voisins a été apportée par un amendement présenté dans le cadre de l'examen de la troisième loi de finances rectificative pour 2012 (article 60), qui a été promulguée le 29 décembre 2012. Cette compensation ne peut se faire que dans la limite de 80 % des surcoûts de production que ces actions contribuent à éviter. L'application de ces nouvelles dispositions a été confirmée par un décret en Conseil d'État qui a été publié au *Journal officiel* le 3 août 2014.

Évolutions et perspectives

Des investissements destinés à moderniser et à renforcer le parc de production d'électricité à puissance garantie

La programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité fixe les objectifs de mise en œuvre de moyens de production d'électricité à puissance garantie pour la Corse et les départements d'outre-mer à 1 166 mégawatts à horizon 2020. La PPI de 2009 prévoyait le renouvellement de la quasi-totalité des centrales Diesel existantes.

Depuis plusieurs années, le groupe EDF a donc entrepris le projet de renouveler ses principales centrales en fin de vie. Les chantiers de construction de quatre centrales Diesel ont été engagés pour une capacité totale de près de 740 mégawatts : Port-Est à la Réunion, Bellefontaine B à la Martinique, Pointe-Jarry en Guadeloupe et Lucciana B en Haute-Corse. Ces nouveaux moyens de production permettront au Groupe de délivrer de meilleures performances industrielles et environnementales et contribueront à satisfaire une partie des besoins émergents en électricité dans ces territoires.

La centrale de Port-Est à la Réunion, constituée de douze moteurs distincts, a été mise en service entre fin 2012 et octobre 2013. Les centrales de Haute-Corse (Lucciana) et de Martinique (Bellefontaine) ont été mises en service en 2014. La centrale de Guadeloupe (Jarry) est en cours de démarrage (7 moteurs sur 12 en service fin 2014). Elles sont toutes équipées de technologies innovantes et particulièrement performantes du point de vue industriel et environnemental. Elles disposent notamment de moteurs Diesel de nouvelle génération, permettant d'économiser 15 % de leur consommation de combustible, et dotés de dispositifs catalytiques filtrant les gaz d'échappement. Le groupe EDF a investi environ 2 milliards d'euros dans ces nouveaux moyens de production d'électricité. Les centrales ont été construites et sont exploitées par la filiale EDF PEI (Production Électrique Insulaire). Les moteurs ont été fournis par le constructeur européen MAN, associé aux industriels français Eiffage et Clemessy, qui ont réalisé le chantier en collaboration avec plus de 150 entreprises, locales pour la grande majorité. Ces centrales garantissent la continuité d'alimentation électrique des îles et sécurisent sa transition énergétique, avant l'arrivée à maturité des nouvelles filières technologiques (énergies des mers, stockage, etc.) et l'évolution des modes de consommation vers plus d'efficacité énergétique, dans un contexte où les énergies renouvelables (hydraulique, biomasse, photovoltaïque et éolien) représentent aujourd'hui en moyenne 30 % du mix électrique dans les « zones non interconnectées ».

Le renouvellement de la centrale de Saint-Pierre-et-Miquelon, pour une capacité de 21 mégawatts, est en cours, et l'extension de la centrale de Saint-Barthélemy (deux nouveaux moteurs de 16 MW) est opérationnelle depuis début 2014.

EDF a investi 282 millions d'euros dans le domaine de la production d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires en 2014 et prévoit d'y investir 200 millions d'euros en 2015.

Des investissements dans les réseaux électriques

La poursuite de la croissance de la consommation dans ces territoires malgré les actions d'efficacité énergétique engagées, ainsi que le développement des énergies renouvelables, conduit le groupe EDF à poursuivre le renforcement des réseaux électriques. La Corse comme les départements d'outre-mer étant dotés de parcs naturels, certaines de ces nouvelles liaisons Haute Tension seront construites selon des techniques souterraines ou sous-marines.

EDF a investi 166 millions d'euros dans le domaine des réseaux en 2014 et prévoit d'y investir 183 millions d'euros en 2015

Une implication dans des projets destinés à mieux intégrer les énergies renouvelables dans le mix de production d'électricité et optimiser la gestion des systèmes électriques

Le groupe EDF soutient l'émergence et le développement de modes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables adaptées aux Systèmes Énergétiques Insulaires. Les modes privilégiés sont ceux qui offrent une énergie abondante et garantie à coûts de production compétitifs mais aussi maîtrisés sur la durée, de manière à les positionner comme des alternatives crédibles à la production thermique : biomasse, énergies marines et fluviales, valorisation des déchets, biogaz. Des études sont également en cours pour utiliser le GNL en substitution du combustible fioul.

EDF contribue également à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans les Systèmes Énergétiques Insulaires (élaboration des outils de prévision avec d'autres industriels et des universités, mise en service d'une batterie de 1 MW de capacité à la Réunion – première de cette capacité en Europe –, couplage

de production photovoltaïque et de capacités de stockage) et s'engage dans des projets d'expérimentation de réseaux communicants ou *smart grids* en partenariat avec d'autres industriels, des laboratoires de recherche et l'ADEME.

Sur tous ces projets, l'expertise du groupe EDF en termes de recherche et développement est mobilisée.

6.2.2.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE)

Tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

Le chiffre d'affaires d'ERDF est constitué à plus de 90 % des recettes perçues au titre de l'acheminement. Le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE), en niveau et en structure, est établi par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux.

Par décision de la CRE du 12 décembre 2013, publiée au *Journal officiel* du 20 décembre 2013, les nouveaux tarifs d'acheminement TURPE 4 HTA-BT sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2014 pour une durée d'environ quatre ans. Les tarifs d'acheminement pour le réseau de distribution ont augmenté de + 3,6 % en moyenne au 1^{er} janvier 2014, et seront par la suite ajustés automatiquement au 1^{er} août de chaque année sur la période 2014-2017. Le tarif peut donc être amené à évoluer à la hausse ou à la baisse.

La CRE a reconduit le mécanisme du Compte de régulation des charges et des produits (CRCP), mis en place dans le cadre de TURPE 2, permettant de mesurer et de compenser, pour des postes préalablement identifiés et jugés difficilement prévisibles ou maîtrisables, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs. La contribution de l'apurement du CRCP à la variation annuelle des grilles tarifaires, qui vient s'ajouter à l'inflation, est limitée à + ou - 2 %.

Par ailleurs, le régulateur a souhaité renforcer le cadre existant de régulation pluriannuelle incitant ERDF à améliorer la maîtrise de ses coûts, la qualité d'alimentation et la qualité du service rendu aux utilisateurs, et lever les freins tarifaires à engager les projets de R&D et d'innovation (démonstrateurs *smart grids* en particulier).

Les tarifs sont ajustés mécaniquement au 1^{er} août de l'année N selon la formule : $IPC + k$, dans laquelle : l'IPC est l'évolution de l'inflation (indice des prix à la consommation hors tabac) et le terme k, dont la valeur est comprise entre - 2 % et + 2 %, prend en compte l'impact de certains écarts entre les réalisations et les prévisions financières de l'année N - 1 et des résultats de la régulation incitative de l'année N - 1.

L'application du mécanisme en 2014 a conduit à une baisse de 1,3 % à compter du 1^{er} août 2014 de l'ensemble des tarifs applicables au domaine de tension HTA ou BT, concernant l'ensemble des utilisateurs du réseau de distribution. Cet ajustement tarifaire à la baisse s'explique par une inflation 2013 de 0,7 % et un facteur k de - 2 %. Le modèle tarifaire de TURPE 3 *ter*, les effets liés au climat et aux performances opérationnelles, ainsi que les résultats de la régulation incitative 2013, conduisent à un « trop-perçu » par ERDF de 596 millions d'euros. Le solde non apuré par l'indexation au 1^{er} août 2014 compte tenu de la limitation du facteur k à - 2 % sera pris en compte lors de l'indexation d'août 2015, qui intégrera également les résultats de l'année 2014.

Tarif d'Utilisation du Réseau Public de transport d'Électricité

En application de l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, le Tarif d'Utilisation du Réseau Public de transport d'Électricité fait l'objet d'une décision motivée de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Le tarif actuel d'utilisation du réseau public de transport (TURPE 4 HTB), défini par la délibération de la CRE du 3 avril 2013, est entré en vigueur le 1^{er} août 2013.

Le revenu tarifaire de RTE a ainsi baissé de 1,3 % au 1^{er} août 2014. Une évolution de ce tarif en fonction de l'indice des prix à la consommation aura lieu au 1^{er} août 2015 et 2016.

La rémunération financière des actifs de RTE résulte du produit de la base d'actifs régulés (BAR), estimée au 1^{er} janvier 2014 à 12 143 millions d'euros, par un taux fixe de rémunération correspondant à un taux nominal avant impôt de 7,25 % pour la période tarifaire 2013-2016.

Par ailleurs, comme pour le TURPE Distribution, la CRE a reconduit le mécanisme de CRCP pour le TURPE Transport, dont le fonctionnement et les conditions sont identiques à ceux du TURPE Distribution (voir plus haut).

Le maintien d'une période tarifaire d'une durée d'environ quatre ans donne à RTE une bonne visibilité sur l'évolution de ses recettes. Cette durée facilite également la réalisation des investissements et des politiques techniques qui permettront à RTE de maîtriser ses coûts et de maintenir un haut niveau de qualité de service.

Sur ces bases, en 2014, les recettes tarifaires ont été d'environ 4,3 milliards d'euros pour le réseau de transport d'électricité.

Souhaitant que le gestionnaire du réseau de transport d'électricité améliore l'efficacité technico-économique de ses activités au cours de la période tarifaire 2013-2016, tout en veillant au respect des missions de service public qui lui ont été confiées, la CRE a fixé des objectifs de maîtrise des coûts d'exploitation maîtrisables de RTE et a amélioré le dispositif d'incitation à la continuité d'alimentation électrique, le schéma de régulation visant ainsi à éliminer toute incitation qui se traduirait par une dégradation du niveau de qualité d'alimentation électrique. Le régulateur a par ailleurs introduit un dispositif d'incitation au développement des investissements d'interconnexion. Des dispositifs spécifiques de suivi ont été instaurés, notamment en ce qui concerne la maîtrise des volumes liés à la compensation des pertes sur le réseau de transport d'électricité, les dépenses de R&D de RTE et les investissements qui contribuent au maintien ou à l'accroissement des capacités d'interconnexion entre le réseau français et ses voisins.

Concernant le transport et la distribution de gaz naturel (loi n° 2003-08 du 3 janvier 2003), voir la section 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »).

6.3 Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international

Le groupe EDF se positionne comme un leader énergétique, avec l'objectif prioritaire d'investir pour une croissance industrielle durable et rentable, en s'appuyant sur le développement des compétences et la valorisation des savoir-faire techniques.

Les activités internationales du groupe EDF déclinent de façon opérationnelle les orientations stratégiques du Groupe (voir section 6.1 (« Stratégie »)).

Le tableau ci-dessous indique les capacités installées et productions à fin 2014 du groupe EDF sur le segment à l'international⁽¹⁾⁽²⁾ :

	Capacité installée ⁽¹⁾⁽²⁾		Production ⁽¹⁾⁽²⁾	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire (hors 100 MW de droits de tirage sur Chooz B)	9 783	32	61 759	45
Thermique à flamme	17 879	59	67 851	50
Hydraulique	1 428	5	5 161	4
Autres renouvelables	1 143	4	2 040	1
TOTAL	30 233	100	136 811	100

(1) Hors données EDF Énergies Nouvelles à l'international, soit 4 191,5 MW et 8 353 GWh.

(2) Données techniques calculées par application du mode et du pourcentage de consolidation des entités dans les comptes consolidés du groupe EDF.

6.3.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni, sous l'égide d'EDF Energy, se concentre sur la fourniture d'énergie et la production d'électricité. Le Groupe opère également dans le secteur de l'exploration-production de pétrole et de gaz en mer du Nord via EDF Production UK, une filiale d'Edison (voir section 6.4.2.2.3 (« Exploration et Production (E&P) »)).

6.3.1.1 EDF Energy et le marché britannique

EDF Energy est l'un des plus grands énergéticiens du Royaume-Uni, employant environ 14 700 personnes sur plusieurs sites répartis sur l'ensemble du territoire. En 2014, il a maintenu sa position de premier producteur d'électricité (en térawattheures produits) et de premier producteur d'électricité faiblement émetteur de CO₂¹ au Royaume-Uni. Sur la base des données les plus récentes², EDF Energy a également conservé sa position

de premier fournisseur d'électricité à des clients non résidentiels (en termes de térawattheures vendus³). Les données les plus récemment publiées (au 31 octobre 2014) révèlent qu'EDF Energy est le quatrième plus grand fournisseur d'électricité et de gaz à usage domestique (en nombre de comptes client). Dans l'ensemble, EDF Energy est le plus grand fournisseur d'électricité au Royaume-Uni (en térawattheures vendus³).

Les principaux concurrents d'EDF Energy sur les marchés britanniques de la production et de la fourniture de gaz et d'électricité sont : Centrica, E.ON UK, RWE npower, ScottishPower, Scottish and Southern Energy (SSE) et GDF Suez Energy International (ce dernier ne fournit pas les clients résidentiels). En outre, les petits fournisseurs gagnent de plus en plus de parts sur le marché résidentiel. Ils détenaient 9 % du marché fin octobre 2014.

EDF Energy n'opère pas dans les domaines du transport et de la distribution d'électricité au Royaume-Uni. Le réseau de transport d'électricité Haute Tension appartient à National Grid (le GRT britannique) en Angleterre et au pays de Galles ; il est détenu par SSE et ScottishPower en Écosse.

1. Source : Elexon Reporting.

2. Source : Cornwall Energy Associates Business Sector – Electricity au 31 octobre 2014. Les données excluent l'Irlande du Nord.

3. Conformément aux données disponibles, hors Irlande du Nord.

Au Royaume-Uni, les réseaux régionaux de distribution sont quant à eux gérés par UK Power Networks, Northern Powergrid, SSE, Scottish Power Energy Networks, Western Power Distribution et Electricity North West. Les opérateurs du réseau de distribution de gaz incluent le National Grid, Scottish and Southern Gas Networks, Wales and West Utilities et Northern Gas Networks.

6.3.1.2 La stratégie

EDF Energy exerce son activité dans un environnement de marché complexe, caractérisé par des marchés de gros aux tendances étroitement liées aux prix des matières premières mondiales, par un fort degré de concurrence et, malgré la libéralisation, par l'intervention des pouvoirs publics qui développent une politique énergétique visant une énergie sûre, accessible et faiblement carbonée. Malgré un contexte de reprise économique, la demande en électricité doit encore renouer avec la croissance. Toutefois, à plus long terme, les politiques de décarbonisation devraient favoriser la substitution de l'électricité produite à partir de gaz et de pétrole par de l'électricité faiblement carbonée, notamment dans les secteurs du chauffage et des transports.

La stratégie d'EDF Energy vise à garantir la pérennité de ses activités sur le long terme, en répondant aux attentes des clients pendant la transition vers une économie moins émettrice de CO₂. Son objectif est de créer de la valeur en maintenant son excellence opérationnelle, en assurant une production sûre et fiable, en maximisant la valeur issue de ses installations existantes, nucléaires, à charbon et au gaz, en concentrant ses efforts sur l'optimisation des coûts dans le domaine de la commercialisation, en constituant un portefeuille de projets dans les énergies renouvelables et en se positionnant comme le moteur de la relance du programme du nouveau nucléaire au Royaume-Uni. Le groupe EDF projette de construire une série de nouveaux réacteurs nucléaires au Royaume-Uni : deux à Hinkley Point C (HPC) dans le Somerset et d'autres à Sizewell dans le Suffolk (sous réserve du résultat des études en cours). En octobre 2013, EDF est parvenu à un accord de principe durable et équilibré avec le gouvernement britannique concernant le site Hinkley Point C, afin de garantir le prix de la production de HPC au travers d'un contrat pour différence (*Contract for Difference* – CfD), et s'est mis d'accord sur les principes clés de garanties gouvernementales pour lesquelles HPC est préqualifié au titre du schéma de garantie d'infrastructure gouvernementale. La Commission européenne a approuvé les principaux termes des accords le 8 octobre 2014 au regard des règles européennes en matière d'aides d'État. Ces dispositions visent notamment à partager les bénéfices futurs potentiels avec les clients (voir section 6.3.1.4.3 (« Division Nouveau Nucléaire »)). Une décision finale d'investissement concernant HPC doit encore être prise, qui requiert un accord avec le gouvernement britannique sur l'intégralité des clauses du CfD, avec l'entité du Trésor britannique Infrastructure UK pour le financement par emprunt, ainsi qu'avec les partenaires industriels pour l'apport de fonds propres. EDF est en discussion avec un certain nombre de partenaires industriels. En mars 2014 notamment, un protocole de coopération a été signé entre EDF et la joint venture CJV (Chinese Joint Venture) constituée par les deux partenaires chinois du Groupe, CGN et CNNC, posant ainsi les bases de leur coopération industrielle au Royaume-Uni. De plus, les dispositions du contrat d'enlèvement des déchets doivent être approuvées par la Commission européenne et le Secrétaire d'État comme faisant parties du *Funded Decommissioning Programme*.

Dans le même temps, la réforme du marché de l'électricité menée par le gouvernement, prévue dans le projet de loi sur l'énergie qui a reçu la sanction royale en décembre 2013, est sur le point d'être mise en œuvre. Une législation secondaire couvrant les CfD et le marché des capacités est entrée en vigueur le 1^{er} août 2014, après que la Commission européenne a déclaré, le 23 juillet 2014, la conformité des éléments principaux de la réforme aux règles de l'Union européenne relatives aux subventions versées par les États bien que des recours aient été déposés par les opérateurs de marché au Royaume-Uni contre cette décision devant le Tribunal de l'Union européenne. La première enchère de capacité a eu lieu en décembre 2014 et porte sur des accords de capacité pour une livraison à partir d'octobre 2018.

Lors de l'enchère, EDF Energy a conclu des accords de capacité pour 28 de ses 29 unités de production d'électricité. La surtaxe carbone britannique (qui vient s'ajouter aux prix du carbone appliqués dans le cadre du SCEQE de l'Union européenne), en vigueur depuis avril 2013, a été plafonnée dans le budget de mars 2014 à 18 £/t pour les quatre années 2016-2017 à 2019-2020 (voir sections 6.3.1.4.5 (« Cadre juridique au Royaume-Uni ») et 6.3.1.4.3 (« Division Nouveau Nucléaire »)).

Les centrales nucléaires d'EDF Energy continuent de fournir au Royaume-Uni une énergie sûre et faiblement carbonée. En 2014, la production nucléaire a été conforme à l'objectif de performance visant à atteindre une production nucléaire supérieure à 55 TWh, mais elle a été inférieure à celle de 2013, qui avait atteint son niveau le plus haut depuis huit ans, à 60,5 TWh. Cette baisse résulte principalement d'une moindre production enregistrée à Heysham 1 et à Hartlepool en raison des problèmes techniques concernant le support central du générateur de vapeur (voir section 6.3.1.4.2 « Division Production »).

L'extension de la durée de vie des centrales nucléaires, lorsque le processus est sûr et viable sur le plan commercial, permet au Royaume-Uni de continuer à bénéficier d'une production à faible émission de CO₂ jusqu'à ce que de nouvelles capacités de production faiblement carbonées soient disponibles. Cette stratégie permet également de favoriser l'emploi et de maintenir les compétences dans l'industrie nucléaire britannique. En janvier 2015, EDF Energy a confirmé l'extension de la durée de vie de la centrale nucléaire Dungeness B de dix ans jusqu'en 2028.

Les autres actions stratégiques importantes concernant le parc de production de l'entreprise portent sur (i) l'optimisation de la valeur des capacités de production au charbon sur leur durée de vie restante, au regard des directives européennes sur les grandes installations de combustion (GIC) et sur les émissions industrielles (IED) et le marché des capacités mentionné plus haut ; (ii) la maximisation de la production des centrales nucléaires existantes ; (iii) l'optimisation du fonctionnement de la nouvelle centrale West Burton B, dotée de turbines à gaz à cycle combiné (CCG) ; (iv) la poursuite du développement de projets dans les énergies renouvelables et d'installations de stockage de gaz à cycle court ; et (v) l'examen de l'hypothèse de nouvelles centrales à gaz flexibles.

Concernant son portefeuille clients, l'objectif prioritaire d'EDF Energy est de se distinguer en tant que fournisseur d'énergie responsable, tout en améliorant sa rentabilité. EDF Energy s'engage à fournir à ses clients une offre alliant la simplicité à un prix juste et un meilleur service. Au sein de l'entreprise, des procédures ont été instaurées pour vérifier que toutes les activités passent avec succès le « test de confiance » (*trust test*) mis en place en 2012, véritable gage pour les clients d'obtenir un service adapté. L'amélioration de la rentabilité passe notamment par une optimisation des coûts et le respect des obligations réglementaires telles que les compteurs intelligents et les dispositifs favorisant l'efficacité énergétique. Ces orientations sont soutenues par des investissements dans les ressources humaines et les Systèmes d'Information. Des progrès ont été réalisés au niveau de la perception d'EDF Energy par les clients grâce à la stratégie de marque *Feel Better Energy* et par l'offre innovante Blue qui s'appuie sur la production nucléaire (voir section 6.3.1.4.1 (« Division Clients »)).

Après la focalisation du débat public et politique sur les prix et les bénéfices du secteur, l'organisme britannique de régulation des marchés de l'électricité et du gaz (Ofgem) a lancé une enquête sur le marché de la fourniture et de l'acquisition d'énergie en Grande-Bretagne, menée par l'autorité britannique chargée de la concurrence et des marchés (CMA) le 26 juin 2014 (voir section 6.3.1.4.5 (« Cadre juridique au Royaume-Uni »)).

Les performances financières futures d'EDF Energy dépendent en grande partie de la rentabilité de ses centrales nucléaires, qui est liée à la disponibilité du parc et, pour les actifs de production existants, à l'évolution des prix de l'énergie sur les marchés de gros. EDF Energy se concentre sur l'amélioration du profil de risque de son portefeuille d'actifs nucléaires ou thermiques, et participe ainsi à la création d'un cadre réglementaire adapté.

Afin de mettre en œuvre sa stratégie, EDF Energy doit continuer à se concentrer sur ses objectifs en matière de santé et de sécurité, baptisés « Zero Harm », ainsi que sur le développement et la fidélisation de ses meilleurs profils. D'importants investissements ont été réalisés dans la formation et le développement de carrière des salariés, à tous les niveaux de l'entreprise, notamment grâce à son projet « Campus ». Afin d'assurer la mise en œuvre de son plan d'investissement d'envergure au Royaume-Uni, EDF Energy a l'intention de recruter environ 4 000 personnes hautement qualifiées entre 2013 et 2016 ; 1 075 personnes ont été recrutées durant l'année 2014 à ce titre. À fin 2014, EDF Energy employait environ 14 700 personnes, soit une baisse des effectifs de 3 % par rapport à 2013, en cohérence avec les efforts de diminution des coûts poursuivis par l'entreprise.

6.3.1.3 Les résultats opérationnels

En 2014, EDF Energy a fourni 51,2 TWh d'électricité (contre 52,7 TWh en 2013) et 27,8 TWh de gaz (contre 31,5 TWh en 2013) à des clients résidentiels, industriels et commerciaux. Fin 2014, EDF Energy comptait 5,9 millions de comptes clients (contre 6,0 millions en 2013), principalement des clients résidentiels (5,6 millions) et environ 317 000 clients petites, moyennes et grandes entreprises.

Le tableau suivant présente les chiffres clés d'EDF Energy pour l'exercice clos au 31 décembre 2014 :

	31/12/2014	31/12/2013
Électricité fournie ⁽¹⁾ (en GWh)	51 247	52 746
Gaz fourni (en GWh)	27 803	31 468
Nombre de comptes clients résidentiels (en milliers)	5 592	5 710
Capacité totale (en MW)	14 374	14 224
Nucléaire ⁽²⁾	8 883	8 748
Charbon ⁽³⁾	3 987	3 987
Gaz ⁽⁴⁾	1 333	1 333
Énergies renouvelables ⁽⁵⁾	170,9	156
Production totale (en TWh)	81,0	85,4
Nucléaire ⁽²⁾	56,3	60,5
Charbon ^{(3) (4)}	19,6	23,1
Gaz ^{(4) (5)}	4,7	1,33
Énergies renouvelables ⁽⁶⁾	0,42	0,47
Nombre d'employés ⁽⁷⁾	14 716	15 162
Taux d'accidents déclarés ⁽⁸⁾	0,95	0,84

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N - 1.

(2) Les chiffres indiqués représentent 100 % de la capacité nucléaire et de la production nucléaire, réparties à 80/20 entre EDF Energy et Centrica.

(3) La capacité du charbon représente une « capacité d'entrée de connexion ». Puissance nette incluant la biomasse.

(4) Les chiffres hors pertes réseaux pour le charbon et le gaz sont respectivement de 19,8 TWh et 4,8 TWh.

(5) Production excluant les volumes produits lors des essais dans le cadre de la mise en service de West Burton B.

(6) En cas de détention de plus de 50 % des actifs, les capacités présentées correspondent à 100 % de la capacité installée et de la production. Production d'énergie renouvelable hors biomasse.

(7) Intègre les salariées en congé maternité.

(8) Taux d'accident : (nombre annuel total des accidents du travail avec arrêts, décès, blessures traitées au travail (hors premier soins) / nombre d'heures travaillées) x 1 000 000. Ce chiffre inclut les salariés, les intérimaires et le personnel des sous-traitants, et exclut l'entité EDF Energy Renewables.

1. Production excluant les volumes produits lors des essais dans le cadre de la mise en service de West Burton B.

6.3.1.4 Structure d'EDF Energy

Depuis le 1^{er} janvier 2014, les divisions d'EDF Energy sont réorganisées comme suit : Clients, Production et Nouveau Nucléaire. La Division Clients comprend les clients résidentiels et les entreprises, les services énergétiques et les compteurs intelligents. La Division Production couvre les activités de production d'électricité à partir du nucléaire, du charbon, du gaz et des sources d'énergies renouvelables. Les raisons sociales des entités demeurent inchangées. La Division Nouveau Nucléaire couvre les projets en cours de nouveau nucléaire, que ce soit HPC ou Sizewell.

Depuis 2009, Centrica plc. (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, société détenant les actifs de production nucléaire (hors Nouveau Nucléaire).

6.3.1.4.1 Division Clients

La Division Clients est responsable de l'optimisation sur le marché de gros de la production et des actifs clients d'EDF Energy, ainsi que de l'approvisionnement en gaz et en électricité des clients résidentiels et professionnels au Royaume-Uni.

EDF Energy réalise ses ventes d'énergie auprès de deux principaux segments de clients : les clients résidentiels, dits *Business to Customers* (B2C), et les clients commerciaux, dits *Business to Business* (B2B), la taille de ces clients allant des grandes entreprises industrielles aux petites entreprises privées. Les stratégies de gestion des risques sont différentes pour chacun de ces deux segments.

B2C

Au cours de l'année, EDF Energy a fourni 14,5 TWh d'électricité et 27,7 TWh de gaz sur le segment B2C. Au 31 décembre 2014, EDF Energy détenait sur ce segment 3,5 millions de comptes client électricité et 2,1 millions de comptes client gaz.

Concurrence

Les taux de résiliation d'abonnements (différence entre les résiliations et les nouveaux comptes client) sur le marché B2C du Royaume-Uni sont restés relativement élevés par rapport aux autres pays, même si une tendance à la baisse a été constatée depuis 2008, année record. Depuis la libéralisation du marché et à fin septembre 2014, 17,9 millions (63 %) de consommateurs d'électricité B2C et 14 millions (62 %) de consommateurs de gaz B2C ont quitté leur fournisseur d'origine.

Au cours de l'année 2014, le marché des consommateurs B2C a vu s'intensifier la concurrence venant de petits fournisseurs, lesquels ont bénéficié d'un avantage sensible en termes de coûts, notamment grâce à une forte baisse des prix de gros et au maintien des exemptions aux obligations réglementaires pour les plus petits fournisseurs. Ces derniers ont également bénéficié d'une hausse d'attention politique et médiatique. À fin octobre 2014, ils avaient ainsi réussi à s'arroger 9 % du marché, la part de marché d'EDF Energy s'établissant quant à elle à 11 %.

Évolutions réglementaires

Depuis août 2013, le code de conduite de l'Ofgem est systématiquement intégré aux dispositions générales des licences de fourniture d'énergie. EDF Energy soutient fermement l'Ofgem dans sa volonté de restaurer la confiance dans le secteur par la mise en place d'un code de conduite, en invitant tous les fournisseurs à agir dans l'intérêt des clients. Anticipant que tous les fournisseurs adopteraient une démarche similaire pour mettre en œuvre le code de conduite, EDF Energy s'est distingué de ses concurrents en utilisant *The Feel Better Test*, un jeu de cinq questions que les employés se posent lors de toute action touchant un client. Il repose sur les exigences du code de conduite et vise à renforcer l'ambition d'EDF Energy de placer l'intérêt de ses clients au cœur de chacune de ses activités. En septembre 2014, EDF Energy a répondu à une demande d'information de l'Ofgem. EDF Energy a donc exposé les mesures qui ont été prises pour mettre en œuvre le code de conduite et expliqué dans quelle mesure les exigences imposées par les réglementations sont dépassées.

En août 2013, l'Ofgem a publié son rapport final sur le marché B2C de l'énergie (*Retail Market Review – RMR*). Les réglementations imposant aux fournisseurs d'énergie de simplifier leurs offres et d'améliorer l'information sur les prix et les économies potentielles sont entrées en vigueur fin décembre 2013 (offres simplifiées) et fin mars 2014 (informations améliorées). L'Ofgem a procédé au quatrième trimestre 2014 à un examen des informations aux clients produites par les fournisseurs pour se conformer aux obligations RMR. Les résultats, attendus courant 2015, permettront de revoir l'impact du RMR sur l'engagement des consommateurs avec le marché de l'énergie.

Energy Company Obligation (ECO)

L'ECO, programme d'efficacité énergétique britannique, a été prolongé jusqu'au 31 mars 2017. En application de ce programme, les grands fournisseurs d'énergie sont légalement tenus de proposer des actions d'efficacité énergétique à leurs clients résidentiels. Ce programme prévoit également un accompagnement supplémentaire pour les clients du secteur résidentiel, notamment à l'égard des groupes de consommateurs en difficulté et des habitats difficiles à équiper. Il complète le *Green Deal*, une initiative gouvernementale conçue pour aider les particuliers à améliorer l'efficacité énergétique de leur logement en leur permettant, au lieu d'avancer les frais induits, de les répercuter sur leur facture énergétique. Les coûts liés aux obligations du programme ECO sont comptabilisés à livraison depuis le 1^{er} janvier 2013. Auparavant, les contraintes similaires étaient comptabilisées de manière linéaire sur la durée du programme.

Compteurs intelligents

Les fournisseurs britanniques d'énergie ont pour obligation de déployer le programme du gouvernement d'installation de compteurs intelligents pour le gaz et l'électricité, visant 100 % des clients résidentiels et des petites entreprises d'ici à 2020. Ce programme a pour ambition de permettre aux clients de réduire leur consommation d'énergie, de faire baisser les émissions de CO₂ des utilisateurs finals et de dégager des économies pour les fournisseurs grâce à une facturation et à des relevés de compteurs plus efficaces.

Ainsi, EDF Energy devra installer quelque 6,2 millions de compteurs intelligents, ainsi que des plateformes de communication et des dispositifs d'affichage à l'intérieur des habitations, pour l'ensemble de ses clients résidentiels et petites entreprises. Au plus fort de l'implémentation, environ 1,5 million de compteurs intelligents par an doivent être installés, soit cinq fois plus que le rythme initialement planifié de renouvellement des anciens compteurs.

Il s'agit du plus grand programme de la Division Clients prévu au cours des prochaines années. L'objectif d'EDF Energy est d'accomplir sa mission de manière efficace et d'optimiser le bénéfice durable afin d'en faire bénéficier ses clients.

EDF Energy a déjà commencé l'installation de ces compteurs intelligents au travers d'une série d'essais et le développement de solutions informatiques destinée à faciliter l'implémentation à grande échelle pour les entreprises et les clients résidentiels.

Cependant, le programme national doit faire face à d'importants défis. Le ministère de l'Énergie et changements climatiques a récemment annoncé de nouveaux retards à la livraison de l'infrastructure nationale (la société de communications de données) qui est un facteur fondamental pour le déploiement de masse.

Tarifs variables

Alors que quatre des six principaux fournisseurs d'énergie ont appliqué des hausses de leurs tarifs fin 2013, EDF Energy a reporté une augmentation jusqu'en janvier 2014 et mis en œuvre une hausse de prix plus modérée que ses concurrents afin de contraindre le Gouvernement à modifier le programme ECO. Ce choix a été un succès, et les autres fournisseurs ont finalement baissé leurs prix suite aux déclarations du Gouvernement. À la suite de la baisse observée sur le marché du gaz jusqu'à janvier 2015, tous les principaux fournisseurs ont annoncé des réductions sur les tarifs

variables de gaz (EDF Energy 1,3 %). E.ON et EDF Energy sont désormais les fournisseurs les moins chers du marché en ce qui concerne les tarifs variables standards (EDF Energy pour la facturation papier et E.ON pour la facturation électronique).

Tarifs fixes

En 2014, EDF Energy a élargi son portefeuille de tarifs Blue. Son offre phare, *Blue + Price Promise*, continue de reposer sur une production d'électricité nucléaire peu émettrice de carbone, offre une promesse de prix innovante et la possibilité de changer de tarification ou de fournisseur sans frais de résiliation, avec l'engagement de prévenir le client si la concurrence lance un produit dont le prix est inférieur de 52 livres sterling par an, soit 1 livre sterling par semaine.

De plus, EDF Energy continue d'honorer ses clients ayant souscrit à l'offre *Blue + Price Freeeze*, permettant à ses clients de bloquer les prix pendant une période de trois ans ou plus ; cette offre n'est plus proposée aujourd'hui. Un tarif fixe a également été lancé pour les clients à prépaiement (*Blue + Fixed Prepay*), leur offrant ainsi l'opportunité de bloquer leurs prix au niveau des tarifs variables standards existants pendant deux ans.

Aujourd'hui, 2,5 millions de clients ont opté pour ces offres.

Le repli du marché de gros en 2014 s'est traduit par une multiplication des offres à bas prix. Alors qu'EDF Energy a été à certains moments le fournisseur le plus avantageux, il est actuellement le 4^e le moins cher. Ses tarifs font l'objet d'une revue permanente afin de maintenir sa compétitivité.

Conditions climatiques

Les températures supérieures aux normales saisonnières au cours des quatre premiers mois ainsi que d'octobre à novembre 2014 ont entraîné une baisse de la consommation d'énergie. En 2014, la baisse totale de la consommation des clients B2C d'EDF Energy due à l'effet climat a été estimée à 1,8 TWh pour le gaz et à 160 GWh pour l'électricité.

Services clients B2C

Après un retour à la normale (suivant les ventes exceptionnelles sur services clients B2C de fin 2013) au premier trimestre 2014, ces services se sont inscrits en amélioration constante jusqu'à la fin de l'année, affichant un taux de réponse moyen aux appels téléphoniques en 60 secondes de plus de 55 % depuis mai. De même, ils ont répondu à 965 000 courriels de clients en 2014, dans les 12 heures pour 56 % d'entre eux et dans les 24 heures pour 88 %. Le volume de discussions en ligne avec les clients est passé de 7 000 par semaine à 24 000. Le pourcentage de transactions en ligne a progressé, passant de 55 % à 59 % de l'ensemble des transactions clients. Ces niveaux de service se reflètent dans les bons taux de recommandation obtenus pour tous les canaux de contact d'EDF Energy.

B2B

En 2014, la division B2B a conservé sa position de leader en volume, fournissant un total de 36,7 TWh : 1,8 TWh à 184 101 comptes petites et moyennes entreprises, et 34,9 TWh à 130 852 comptes industriels et commerciaux, soit une part de part de marché globale sur le marché B2B de 19,4 %. Elle demeure parfaitement établie sur les segments des grands comptes nationaux multisites, ayant su fidéliser des clients importants comme Nestlé et Nissan, et compte même Airbus comme nouveau client. Cette année, la division B2B a signé des contrats innovants avec deux compagnies des eaux en leur garantissant un approvisionnement en électricité à long terme (Severn Trent Water et South Staffordshire Water pour une durée de cinq ans chacun).

La concurrence demeure féroce dans le secteur industriel et commercial, comme en témoigne l'érosion persistante des parts de marché combinées des grands fournisseurs par les plus petits entrants et l'influence croissante des intermédiaires tiers. Ceci entraîne une pression accrue sur les marges réalisées avec les offres énergétiques proposées aux entreprises. Cela a été partiellement compensé par des marges dans d'autres activités, telles que la fourniture d'énergie faiblement carbonnée (bénéficiant d'exonérations fiscales) et de services énergétiques.

La division B2B a investi dans un nouveau système intégré de tarification, de facturation et de relève des compteurs pour le secteur industriel et commercial. L'ensemble des migrations ont été mises en œuvre avec succès, et le projet a été conclu dans les limites du budget autorisé.

Optimisation et gestion des risques

Principes généraux

Les politiques relatives aux achats d'énergie et à la gestion des risques d'EDF Energy s'inscrivent dans le cadre des politiques du groupe EDF. Elles s'assurent que les activités d'EDF Energy soient optimisées et que ses services soient fournis à un prix compétitif, tout en limitant le risque de volatilité sur ses marges brutes.

Le pôle Optimisation a pour vocation de gérer de façon centralisée les risques inhérents au marché de gros d'EDF Energy, en respectant des limites de risques et un cadre de contrôle prédéfinis. Le pôle agrège les positions et les risques transmis par les divisions opérationnelles au sein d'un portefeuille dédié et gère les expositions aux risques de prix et de volume jusqu'à la livraison finale. La stratégie de couverture est conçue de façon à réduire progressivement l'incidence des risques liés aux marchés de l'énergie, conformément aux recommandations de la politique « Risques marchés » du groupe EDF. Le pôle Optimisation doit également veiller à l'équilibre des positions du portefeuille et à maximiser la valeur sur le marché journalier.

Il assure une interface unique avec les marchés de gros via EDF Trading. Il propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy, ainsi que des services de négociation et de gestion de contrats structurés adossés à des actifs auprès de tiers tels que la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) et Centrica.

Approvisionnement et vente d'électricité

Au sein de la Division Clients, le pôle Optimisation est chargé de vendre l'électricité produite par le parc de production (tant nucléaire que fossile et renouvelable), ce qui permet de gérer de façon centralisée les risques inhérents à l'exposition au marché de gros d'EDF Energy. Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue directement à Centrica, conformément aux accords conclus avec cette entreprise. Les 80 % restants sont vendus au pôle Optimisation selon les mêmes conditions de prix que celles prévues par l'accord avec Centrica, sur la base des prix de marché publiés, lissés sur les prix de l'électricité à terme lorsque la liquidité le permet.

En plus de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne en électricité à travers de contrats d'achat d'énergie principalement avec des producteurs d'électricité renouvelable ou issue de la cogénération. En 2014, ces achats ont représenté environ 5 TWh.

La position nette vendeuse d'EDF Energy sur les marchés de gros pour les volumes livrés en 2014 a été d'environ 20,2 TWh (incluant les ventes structurées). En 2014, EDF Energy a vendu environ 88,2 TWh et acheté 67,9 TWh.

Approvisionnement en gaz, charbon et obtention de droits d'émission de CO₂

Des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers), ainsi que de droits d'émissions de CO₂, ont été conclus par EDF Energy afin de couvrir les besoins en combustible de ses centrales thermiques et de ses clients consommateurs de gaz.

Ces achats de charbon et de droits d'émissions de CO₂ se fondent sur les prévisions de production de ses actifs charbon et gaz ainsi que sur les objectifs de stocks de charbon. En 2014, EDF Energy a acheté près de la moitié du charbon nécessaire pour couvrir ses besoins auprès de fournisseurs internationaux par l'intermédiaire d'EDF Trading. EDF Energy a également besoin de gaz pour approvisionner son portefeuille de clients résidentiels achetant du gaz ou optant pour une offre mixte, ainsi que pour sa centrale CCG de West Burton B. Actuellement, EDF Energy s'approvisionne en gaz sur le marché de gros au travers d'achats effectués par EDF Trading.

6.3.1.4.2 **Division Production****Production d'énergie thermique et stockage de gaz**

Au 31 décembre 2014, la production d'énergie thermique d'EDF Energy se décompose comme suit :

Centrales électriques	Localisation	Année de mise en service	Nombre d'unités	Type de centrale	Capacité (en MW)	Production (en TWh) Exercice clos le 31 décembre	
						2014	2013
Cottam	Nottinghamshire	1970	4	charbon	2 000	9,8	11,3
West Burton A	Nottinghamshire	1970	4	charbon et turbines au gaz à circuit ouvert	1 987	10,0	11,8
West Burton B	Nottinghamshire	2013	3	CCG	1 332	4,8	1,3

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2014, les centrales au charbon de Cottam et de West Burton A ont produit 19,8 TWh d'électricité, ce qui représente un haut niveau de production au cours d'une année marquée par des *dark spreads* faibles au cours de l'été et deux importantes mises à l'arrêt, impliquant des investissements stratégiques et une performance difficile en termes de disponibilité. La centrale CCG de West Burton B a produit 4,8 TWh pour sa première année pleine de production commercialisable, bénéficiant d'une amélioration des *spark spreads*, principalement au second semestre. La centrale de West Burton B a été officiellement inaugurée en avril 2014 et fait figure d'investissement clé dans le parc d'actifs de production thermique d'EDF Energy.

EDF Energy détient également 18,6 % du capital de la centrale de Barking, située dans la région de Londres. En juillet 2014, la Direction de Barking a annoncé la fermeture de la centrale en raison des conditions de marché difficiles pour les centrales électriques au gaz, du fait des prix élevés du gaz par rapport aux prix de gros de l'électricité, conjugués à l'efficacité relativement faible d'une centrale vieillissante comme Barking. La Direction prévoit la fermeture définitive de la centrale dans un délai de deux ans.

Afin de relever les défis commerciaux, techniques, environnementaux et réglementaires inhérents à la législation européenne applicable aux centrales à charbon à compter de 2016, EDF Energy continue d'investir et d'étudier différentes options possibles. L'élaboration de la stratégie tiendra compte de l'issue des enchères de capacité, des résultats de ses tests de réduction d'émissions et d'autres développements sur le marché. Elle indiquera également quelle recommandation issue de la directive européenne relative aux émissions industrielles sera retenue pour les deux centrales concernées avant le 1^{er} janvier 2016.

Par ailleurs, l'installation de stockage de gaz à cycle court de Hill Top Farm est en cours de construction dans le Cheshire. Trois cavités ont été achevées et sont prêtes pour une exploitation commerciale, dans l'attente de la mise en service de la centrale à gaz associée par EDF Energy. La centrale à gaz assurera le transport du gaz entre le réseau national de transport et les cavités en service. Des travaux sont en cours pour préparer les cavités restantes pour une exploitation commerciale. Début avril 2014, l'installation de stockage de gaz de Hole House a été achetée à EDF Trading.

Énergies renouvelables

Par l'intermédiaire d'EDF Energy Renewables (EDF ER), une coentreprise constituée par EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy développe ses propres actifs terrestres et en mer. Par ailleurs, EDF Energy a signé des contrats d'achat d'énergie avec des producteurs d'énergies renouvelables et soutient des producteurs indépendants. Cette approche équilibrée lui permet d'atteindre ses quotas réglementaires RO (*Renewables Obligations*) et de fournir à ses clients de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables. Le système des RO a fait l'objet de plusieurs réformes ; notamment, la date de fin d'application, prévue initialement en 2027, a été prorogée en avril 2010 à 2037 pour les nouveaux projets.

EDF ER gère actuellement 28 parcs éoliens avec une capacité de production totale de plus de 550 MW, dont la ferme de Teesside, constituée de 27 turbines pour un total de 62 MW. Premier parc éolien *offshore* d'EDF ER, il a été officiellement inauguré en avril 2014, son exploitation commerciale ayant commencé en juillet 2013. Au cours de l'année 2014, trois nouvelles fermes éoliennes ont été mises en service : Roade, Burnfoot North et Barmoor, pour une capacité totale de 23,2 MW.

EDF Energy Renewables compte par ailleurs de nombreux projets en phase de développement et de construction. Parmi ces projets figurent les parcs éoliens terrestres de Burnhead Moss, d'une capacité de 26 MW, de Rhodders (12 MW), et de Park Spring (8,6 MW). Les mises en service de ces trois parcs sont prévues pour 2015 et 2016. De plus, en 2014, les droits de développement ont également été acquis pour le projet de parc éolien en mer démonstrateur de Blyth.

En décembre 2014, EDF ER a annoncé la conclusion de la vente de 80 % des parcs éoliens de Glass Moor II, Rusholme et Green Rigg à China General Nuclear Power Corporation. Selon les termes du contrat, EDF ER poursuivra ses activités de gestion d'actifs, d'exploitation et de maintenance pour ces sites.

Par ailleurs, EDF ER est aussi impliqué dans des coentreprises dans le domaine de la production d'énergie renouvelable :

- avec Eneco, énergéticien néerlandais, afin de développer un projet de parc éolien en mer situé à l'ouest de l'île de Wight. Baptisé « Navitus Bay », ce projet s'inscrit dans le cadre du programme en faveur de l'éolien en mer *Round 3 Offshore*, régi par *The Crown Estate*, gestionnaire du portefeuille d'actifs de la Couronne britannique. Il aura une capacité de production pouvant atteindre 970 MW (à l'origine 1 100 MW, réduite suite à une consultation au quatrième trimestre de 2013 concernant un changement des limites afin de réduire l'impact visuel). Une demande de permis de construire (*Development Consent Order*) a été déposée en avril 2014, et les auditions publiques sur l'ensemble du projet ont commencé en octobre 2014. De plus, à la demande du *Planning Inspectorate* (PINS), agence du Département des communautés et du gouvernement local, la société Navitus Bay a déposé en parallèle une variante au permis de construire en novembre 2014 pour une capacité installée de 630 MW ;
- avec AMEC Foster Wheeler, entreprise d'ingénierie en construction, afin de développer un parc éolien d'une capacité d'environ 130 MW près de Stornoway, sur l'île de Lewis en Écosse. Le projet, approuvé en septembre 2012, entre dans le cadre d'un accord de raccordement au réseau. La prochaine étape du projet est la validation des conditions préalables au permis de construire et l'obtention de garanties suffisantes concernant le raccordement au réseau pour permettre qu'une décision finale d'investissement soit prise en 2016.

Production Nucléaire

EDF Energy possède et exploite huit centrales nucléaires d'une capacité totale de 8,9 GW. La Division Production Nucléaire emploie plus de 5 500 personnes.

Technologie du parc de production nucléaire

Sept des huit centrales nucléaires (Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B et Torness) sont des centrales à réacteurs avancés refroidis au gaz (RAG) ; la huitième, Sizewell B, est une centrale à réacteur à eau pressurisée (REP). Chacune des centrales RAG a deux réacteurs et deux turbines, le REP comprend quant à lui un réacteur et deux turbines.

Une centrale RAG diffère d'une centrale REP à de nombreux égards. Alors que le modèle RAG est spécifique au Royaume-Uni, la centrale REP est le type de réacteur le plus fréquent dans le monde :

- le RAG dispose d'un modérateur au graphite qui permet de contrôler la réaction. Le réacteur est enfermé dans une cuve en acier à doublure en béton précontraint de plusieurs mètres d'épaisseur, qui agit également comme un bouclier biologique. Le générateur de vapeur chauffant l'eau est situé à l'intérieur de la cuve de pression. Le RAG utilise du dioxyde d'uranium enrichi encastré dans une enveloppe d'acier comme combustible et du CO₂ comme fluide caloporteur ;
- le REP est quant à lui contenu dans une cuve à pression en acier remplie d'eau sous pression qui agit comme modérateur et fluide caloporteur. La cuve du réacteur se situe derrière les boucliers biologiques constitués par les murs en béton, au sein d'un bâtiment de confinement en béton armé revêtu d'acier. Le combustible utilisé est le dioxyde d'uranium enrichi contenu dans des tubes en alliage de zirconium.

Réglementation

L'exploitation des centrales nucléaires est soumise à une réglementation stricte, notamment pour les domaines relatifs à la sûreté nucléaire (en particulier la construction, l'exploitation et le démantèlement des installations nucléaires ainsi que la protection des travailleurs et du public contre les rayons ionisants), au marché de l'électricité et à l'environnement.

Sûreté

La sûreté constitue la plus grande priorité d'EDF Energy et, parmi toutes les responsabilités assumées, aucune n'est plus importante que la protection du public, de l'environnement et des employés. Une culture de sûreté solidement ancrée constitue un avantage crucial pour atteindre ces objectifs. Dans cette optique, EDF Energy poursuit ses efforts en matière d'entraînement et de formation de ses équipes.

L'importance réelle et potentielle d'incidents nucléaires individuels est classée sur l'échelle INES (*International Nuclear Event Scale*). Les incidents sont classés du niveau 0, c'est-à-dire sans conséquence pour la sûreté nucléaire, au niveau 7, qui correspond à un accident majeur. En 2014, EDF Energy n'a enregistré aucun incident nucléaire classé au-delà du niveau 1 (type « anomalie »). 5 incidents de niveau 1 selon l'échelle INES ont été enregistrés.

Des procédures strictes sont appliquées pour réduire le plus possible et contrôler les doses de radiation reçues par les employés et les sous-traitants de toutes les centrales nucléaires existantes d'EDF Energy. Tout salarié pénétrant dans une zone radiologique, dont l'accès est contrôlé, reçoit un dosimètre électronique personnel mesurant les doses de radiation et prévenant la personne en cas de dépassement des niveaux de doses prédéterminés.

La dose limite légale de radiation, mesurée en millisieverts (mSv), est de 20 mSv par an. Au cours de l'année civile 2014, la dose individuelle reçue par tous les employés des sites nucléaires existants d'EDF Energy au Royaume-Uni a été de 0,093 mSv. La dose individuelle la plus forte reçue en 2014 est de 6,9 mSv.

À la suite des événements ayant eu lieu à Fukushima en 2011, l'autorité de sûreté nucléaire (*Office for Nuclear Regulation – ONR*) a réalisé une étude indépendante des centrales nucléaires au Royaume-Uni. Les conclusions de cette étude spécifiaient que « *les centrales nucléaires au Royaume-Uni ne présentent aucune faille majeure* ». Ces résultats ont été corroborés par le Programme en réponse au séisme japonais (*Japanese Earthquake Response – JER*), qui consistait en une revue interne de l'ensemble du parc de centrales nucléaires démontrant qu'« *il n'y a pas de problème de sûreté nucléaire pour des événements restant dans le cadre des spécifications de conception* ». Plus de quatre ans après l'accident survenu au Japon, EDF Energy a quasiment achevé le renforcement des capacités de son parc de huit centrales nucléaires pour qu'elles puissent résister à un événement naturel extrême et être remises en service. La solution, entièrement intégrée, comprend l'amélioration de la résilience sur site, notamment grâce à l'installation de dispositifs renforcés de protection en cas d'inondations, de renforts sismiques et de raccordements pour de nombreux équipements de secours portatifs. Un spécialiste de la gestion sur l'ensemble du cycle de vie a été sollicité pour prendre en charge l'entretien et le déploiement de nouveaux équipements de secours sur trois sites de stockage régionaux. De plus, sur le site de Sizewell B, un nouveau centre d'intervention d'urgence a été mis en place et est opérationnel depuis 2014.

Durée d'exploitation des centrales

La durée de vie potentielle de chacune des centrales est déterminée principalement par la capacité de la centrale en question à maintenir un dispositif de sûreté conforme aux termes de la licence du site nucléaire d'un point de vue à la fois technique et financier. Toute décision prise visant à allonger la durée d'exploitation d'une centrale nucléaire au-delà de la date d'arrêt initialement prévue est fondée, en grande partie, sur une combinaison de facteurs économiques et d'études d'ingénierie portant sur les questions de processus techniques et de sûreté. L'allongement des durées d'exploitation nécessite l'accord de la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) dans le cas où cet allongement se traduirait par une augmentation des coûts d'exécution des obligations de démantèlement, tels que définis dans le *Nuclear Liabilities Funding Agreement*.

L'adéquation du dispositif de sûreté de chaque centrale fait l'objet d'une confirmation à chaque arrêt programmé, en vue de la période suivant cet arrêt. Cette confirmation est obtenue après qu'ont été mises en œuvre les mesures appropriées en termes d'inspection, de tests, d'opérations de maintenance et de vérifications des performances opérationnelles. Les résultats sont alors adressés à l'ONR, qui doit donner officiellement son accord, conformément à la licence du site nucléaire, avant que les réacteurs concernés ne puissent être redémarrés. Un réacteur ne peut fonctionner après un redémarrage que pendant la période déterminée par le nouveau dispositif de sûreté. Cette période est normalement de 3 ans pour les centrales de type RAG et de 18 mois pour la centrale de type REP.

De plus, un examen périodique de sûreté doit être réalisé tous les dix ans pour chaque centrale. Cet examen doit lui aussi être approuvé par l'ONR pour que l'exploitation de la centrale puisse continuer.

Les durées d'exploitation obtenues des centrales électriques du parc nucléaire existant (telles que formellement enregistrées par la Société et approuvées par la NDA) ainsi que les dates de fermeture correspondantes sont présentées dans le tableau suivant :

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation (déclarée)	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture	Examens périodiques de sûreté ⁽¹⁾
Hinkley Point B	RAG	Février 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Hunterston B	RAG	Février 1976	47 ans	22 ans	2023	2017
Dungeness B	RAG	Avril 1983	45 ans	20 ans	2028	2018
Heysham 1	RAG	Juillet 1983	35 ans	10 ans	2019	2019
Hartlepool	RAG	Août 1983	35 ans	10 ans	2019	2019
Torness	RAG	Mai 1988	35 ans	10 ans	2023	2020
Heysham 2	RAG	Juillet 1988	35 ans	10 ans	2023	2020
Sizewell B	REP	Février 1995	40 ans	-	2035	2015

(1) Date de réponse prévue de l'ONR.

N. B. : Le tableau ne tient compte que des extensions qui ont été formellement approuvées par la NDA, et de fait n'inclut pas les futures extensions de durée de vie attendues comme décrites ci-dessous.

Les durées d'exploitation retenues des centrales RAG ont été prolongées d'une durée de 10 à 22 ans par rapport à leurs durées d'exploitation initiales. Ces prolongations ont été approuvées après les évaluations techniques et financières nécessaires et ont reçu les autorisations externes correspondantes.

EDF Energy a annoncé en février 2012 son intention de solliciter des extensions de durée d'exploitation pour toutes ses centrales nucléaires, sous réserve du respect de conditions de sûreté et économiques. Sur la base d'un examen technique de la durée d'exploitation potentielle des centrales, achevé en 2011, et sous réserve des révisions et autorisations nécessaires, EDF Energy a annoncé devoir obtenir la prolongation de l'exploitation de son parc de centrales de type RAG au Royaume-Uni pour une durée moyenne de sept ans par rapport aux dates de fermeture prévues telles qu'elles étaient estimées en janvier 2009. Suite à la récente annonce de l'extension de la durée d'exploitation de Dungeness B de dix ans jusqu'en 2028, la prolongation d'exploitation moyenne attendue a augmenté pour passer à huit ans pour le parc RAG, comme indiqué dans les comptes de 2013. EDF Energy cherche à obtenir ces extensions formellement au plus tard trois ans avant la date

de clôture officielle des centrales. EDF Energy avait déjà annoncé qu'après avoir réalisé les évaluations techniques, de sûreté et financières nécessaires et obtenu les autorisations externes correspondantes, l'exploitation des centrales de Hartlepool et Heysham 1 serait prolongée de cinq ans (jusqu'en 2019), celle des centrales de Hinkley Point B et Hunterston B de sept ans (jusqu'en 2023) et, plus récemment, celle de Dungeness B de dix ans (jusqu'en 2028). Bénéficiant d'une autorisation officielle, ces prolongations d'exploitation s'inscrivent dans le cadre du programme d'extension de durée de vie des centrales nucléaires et figurent dans le tableau ci-dessus.

Une prolongation moyenne de la durée de vie de huit ans pour le parc RAG impliquerait que les huit centrales nucléaires en service d'EDF Energy soient opérationnelles jusqu'en 2023 au minimum, avec trois des sept réacteurs RAG fonctionnant au moins jusqu'en 2030 et Sizewell B, le réacteur REP, demeurant en exploitation jusqu'en 2055. Cette prolongation d'exploitation de huit ans en moyenne s'entend par rapport aux dates de fermeture prévues au moment de l'acquisition de British Energy en janvier 2009.

Capacité et production

Le tableau ci-dessous indique les capacités réelles et la production des deux dernières années de chacune des centrales du parc de production nucléaire.

Centrales électriques	Capacité ⁽¹⁾ (en MW)	Production ⁽²⁾ (en TWh) Exercice clos le 31 décembre	
		2014	2013
Centrales électriques RAG			
Dungeness B	1 040	4,4	4,8
Hartlepool	1 180	5,8	7,0
Heysham 1	1 155	3,9	6,9
Heysham 2	1 220	10,4	8,8
Hinkley Point B	945	7,8	7,5
Hunterston B	960	6,6	7,5
Torness	1 185	8,5	9,3
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	8,8	8,7
TOTAL	8 883	56,3	60,5
FACTEUR DE CHARGE⁽³⁾		72 %	79 %

(1) Les capacités sont nettes de toute puissance consommée pour le propre usage des stations, y compris l'électricité importée du réseau. Les capacités sont soumises à un examen à la fin de chaque année. Les capacités indiquées reflètent les prévisions de production d'énergie de référence des unités à partir du 1^{er} janvier 2014. Plus particulièrement, les centrales de Hinkley Point B et de Hunterston B ont été ajustées pour refléter la prévision d'exploitation compte tenu d'une charge d'environ 80 % du fait des restrictions relatives à la température de la chaudière.

(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts planifiés, non planifiés et pour rechargement en combustible.

(3) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale fonctionnait à pleine capacité pour la période en question.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

La production du parc de la Division Production Nucléaire pour l'exercice annuel clos le 31 décembre 2014 s'est élevée à 56,3 TWh, conformément à l'objectif de performance visant à atteindre une production nucléaire supérieure à 55 TWh, mais inférieure de 4,2 TWh à la production de 60,5 TWh de l'exercice annuel clos le 31 décembre 2013. Cette baisse reflète essentiellement les pertes liées au problème du support central du générateur de vapeur découvert dans les centrales de Heysham 1 et Hartlepool (voir « État des centrales » ci-dessous).

Au cours de l'année 2014, un plan d'arrêts programmés a été mis en œuvre sur le parc de production nucléaire. Des arrêts réglementaires ont été réalisés sur le réacteur 21 de Dungeness B, sur le réacteur 1 de Hartlepool, sur le réacteur 4 de Hunterston B, sur Sizewell B et sur le réacteur 1 de Torness. Ce programme d'arrêts atteste de la priorité accordée aux investissements pour améliorer la fiabilité à long terme et l'exploitation sécurisée du parc de production nucléaire, en ciblant de manière proactive les investissements destinés à assurer la fiabilité des équipements et à réduire les risques de pertes de production à l'avenir.

État des centrales

Heysham 1 et Hartlepool

Au cours de l'arrêt programmé du réacteur 1 de Heysham en 2013, une inspection périodique par ultrasons du support central d'un générateur de vapeur a révélé la présence d'un défaut (voir note explicative ci-dessous). Aucun résultat similaire n'a été mis en évidence par des inspections équivalentes sur les supports centraux des sept autres générateurs de vapeur du réacteur 1 de Heysham 1 ni au cours d'inspections équivalentes réalisées ultérieurement sur les supports centraux des générateurs de vapeur du réacteur 2 de Heysham 1 et des réacteurs de Hartlepool (la conception des générateurs de vapeur étant unique pour les centrales de Hartlepool et de Heysham 1). À sa remise en service au début de l'année 2014, le réacteur 1 de Heysham 1 a été exploité à puissance réduite, en isolant le générateur de vapeur du support central du générateur concerné par le défaut dans l'attente de la réalisation d'investigations complémentaires pour en préciser la nature.

En juillet 2014, des inspections approfondies du support central du générateur de vapeur concerné ont confirmé une fissure du support central à l'emplacement indiqué par les premiers résultats. La décision a alors été prise, par mesure de prudence, de mettre à l'arrêt le réacteur 2 de Heysham 1 et les réacteurs 1 et 2 de Hartlepool, qui sont de conception similaire, afin de réaliser des inspections complémentaires. Les autres réacteurs au Royaume-Uni sont de conception différente et ne disposent pas de supports centraux. Ils sont par ailleurs fabriqués dans des matériaux différents. Ils ne peuvent donc présenter le même type de défaut.

Ces inspections détaillées n'ont révélé aucun défaut de support central sur l'ensemble des autres générateurs de vapeur de même conception et, en novembre 2014 et janvier 2015, le réacteur 2 de Heysham 1 et les réacteurs 1 et 2 de Hartlepool ont été remis en service à une charge réduite pour minimiser les températures des chaudières dans la zone affectée. Le travail continue afin de permettre un retour à pleine charge des quatre réacteurs.

Note explicative : Chaque réacteur des centrales de Heysham 1 et Hartlepool est doté de huit générateurs de vapeur, qui évacuent la chaleur du cœur du réacteur et génèrent de la vapeur, laquelle sert à produire de l'électricité dans les turbines de la centrale électrique. Ces générateurs de vapeur sont disposés autour du réacteur en quatre quadrants, chaque quadrant contenant deux générateurs de vapeur. Au sein de chaque générateur de vapeur, sont disposés des tubes assemblés en serpentin autour d'un tube central en métal forgé baptisé « support central ». Le support central soutient le poids des serpentins qui l'entourent.

Gestion des déchets radioactifs

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés comme suit :

- les déchets de Faible Activité (FA) : la plus haute tranche de cette catégorie désigne « des déchets radioactifs dont la radioactivité ne dépasse pas 4 gigabecquerels par tonne (GBq/t) d'activité alpha ou 12 GBq/t d'activité bêta/gamma ». La décharge de Drigg West Cumbria offre une voie d'évacuation près de la surface pour les déchets de type FA ;
- les déchets de Moyenne Activité (MA) : ils sont définis comme des déchets radioactifs dont le niveau d'activité dépasse la limite supérieure de la catégorie de déchets FA, mais pour lesquels la chaleur ne fait pas partie des paramètres de conception des installations de stockage de ces déchets. À l'heure actuelle, aucune voie d'évacuation n'est disponible pour les déchets de type MA au Royaume-Uni ;
- les déchets de Haute Activité (HA) : ils sont définis comme des déchets radioactifs dont la chaleur dégagée peut atteindre des températures très élevées du fait du niveau de radioactivité, si bien que ce facteur doit être pris en compte dans la conception des installations de stockage de ces déchets ;
- les déchets de Très Haute Activité (THA) : il s'agit concrètement de déchets MA et de tous les déchets FA pour lesquels le stockage près de la surface n'est pas approprié.

La stratégie de la Division Production Nucléaire d'EDF Energy concernant les déchets FA et THA est conforme à la volonté des gouvernements britannique et écossais d'appliquer la notion de hiérarchie des déchets (réduire, réutiliser, recycler, récupérer). Cette volonté marque une avancée par rapport aux préoccupations passées, qui ne portaient que sur l'évacuation de ces déchets. Elle favorisera également l'utilisation optimale de la décharge de déchets FA de la région de Cumbria au Royaume-Uni. À titre d'exemple, les métaux sont recyclés sur un site dédié situé à Lilyhall (Cumbria), et les sites d'incinération sont de plus en plus utilisés pour les déchets de combustibles comme le recyclage de métaux FA. À l'heure actuelle, il n'existe qu'une seule voie d'évacuation pour les déchets FA au Royaume-Uni.

Les déchets THA sont stockés sur le moyen terme dans des installations sûres, construites spécialement à cet effet, sur les sites de centrales appartenant à EDF Energy. L'Angleterre et l'Écosse déploient actuellement des solutions de stockage à plus long terme à l'échelle nationale.

Conformément à des dispositifs contractuels historiques, le combustible utilisé des réacteurs de type RAG est acheminé sur le site de retraitement de Sellafield (détenu par la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA)) en vue d'y être retraité ou entreposé sur le long terme. Des déchets THA générateurs de chaleur proviennent du site de Sellafield à l'issue du retraitement du combustible utilisé. Ils sont ensuite transformés en blocs de verre pour un entreposage sûr et de longue durée sur le site de Sellafield.

Au sein de l'Union européenne et du Royaume-Uni, la position de principe précise que le combustible utilisé n'est pas considéré comme un déchet tant qu'il peut être retraité. Théoriquement, le retraitement est toujours possible tant que le combustible n'est pas placé dans un site de stockage géologique (SSG). Tant qu'il n'est pas entreposé dans un SSG, le combustible n'est donc pas considéré comme un déchet.

Sur le site de la centrale REP de Sizewell B, le combustible utilisé est entreposé sur site. EDF Energy construit actuellement une installation d'entreposage à sec supplémentaire sur le site de Sizewell B afin de garantir le stockage en toute sécurité du combustible utilisé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. La stratégie approuvée pour la gestion du combustible sur le site de Sizewell B prévoit une installation indépendante selon le concept d'entreposage à sec du combustible utilisé. Ce combustible utilisé sera entreposé dans des fûts métalliques fournis par Holtec, qui reposeront sur une dalle de béton à l'intérieur d'un bâtiment construit à cet effet. Après un entreposage en surface sur le long terme, le combustible utilisé REP de Sizewell B sera ensuite placé dans l'un des futurs sites de stockage géologique du Royaume-Uni.

Du fait de la nature des activités de la Division Production Nucléaire d'EDF Energy et de ses liens historiques avec le gouvernement britannique, la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) a approuvé la stratégie d'EDF Energy concernant le combustible usé et la gestion des déchets radioactifs provenant des centrales de la Division Production Nucléaire. Toutefois, des politiques visant à améliorer en permanence et à minimiser les quantités de combustible usé et de déchets ont été mises en œuvre par EDF Energy. Elles découlent des politiques plus générales de l'entreprise relatives à la sûreté, au Développement durable et à la protection de l'environnement.

Coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales - accords de restructuration du groupe British Energy

Des accords ont été initialement conclus le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2002, sous l'égide du gouvernement britannique, pour stabiliser la situation financière de l'ancien groupe British Energy, ci-après dénommé EDF Energy Nuclear Generation Group.

En vertu de ces accords de restructuration :

- le Fonds pour les engagements nucléaires (*Nuclear Liabilities Fund* – NLF), organisme indépendant constitué par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration, a accepté de financer, sur les instructions du Secrétaire d'État, et dans la limite de ses actifs : (i) les passifs nucléaires potentiels ou latents éligibles (y compris les passifs liés à la gestion des combustibles usés à la centrale de Sizewell B) et (ii) les coûts de démantèlement éligibles liés aux centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EDF Energy Nuclear Generation Group ;
- le Secrétaire d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell B) et les coûts de mise hors service éligibles, dans les deux cas en relation avec les centrales nucléaires existantes détenues et exploitées par EDF Energy Nuclear Generation Group, dans la mesure où ils excèdent les actifs du fonds NLF, et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques considérés éligibles pour le combustible usé (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation des centrales de type RAG avant le 15 janvier 2005) d'EDF Energy Nuclear Generation Group ; et
- le groupe EDF assume le financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement les passifs qui proviendraient d'une exploitation des centrales qui ne seraient pas conformes aux règles de sécurité et de prudence) et les obligations potentielles connexes au titre de ces passifs de ses filiales relevant du NLF et du Secrétaire d'État. Celles-ci sont contre-garanties par les principales filiales d'EDF Energy Nuclear Generation Group.

Certaines sociétés d'EDF Energy Nuclear Generation Group, dont EDF Energy Nuclear Generation Limited, ont conclu un accord distinct avec la NDA portant sur la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation des centrales de type RAG (appelé « nouveau combustible ») à compter du 15 janvier 2005 et n'assument aucune responsabilité ou passif par rapport à ce combustible à l'issue de son transfert à Sellafield.

Le Secrétaire d'État et le groupe EDF ont accepté des avenants limités aux accords de restructuration en relation avec l'acquisition d'EDF Energy Nuclear Generation Group par Lake Acquisitions. Les avenants limitent notamment, sous réserve de certaines exceptions, la majorité des droits et obligations imposés par les accords de restructuration uniquement à EDF Energy Nuclear Generation Group, ses filiales et entités affiliées. En conséquence, ces droits et obligations ne sont pas étendus à EDF ni à ses autres filiales et entités affiliées. Les avenants n'ont pas d'impact sur les engagements contractuels de financement établis par le Secrétaire d'État ou le NLF à l'égard d'EDF Energy Nuclear Generation Group.

Certains avenants aux accords de restructuration reflètent l'amélioration de la notation financière d'EDF Energy Nuclear Generation Group obtenue postérieurement à l'acquisition. En particulier, EDF Energy Nuclear Generation Group est tenu de maintenir une réserve de trésorerie minimum. Les avenants ont réduit le niveau minimal de cette réserve à 290 millions de livres sterling. La réserve de trésorerie pourra être réduite à zéro si EDF Energy Nuclear Generation Group obtient et maintient une notation du type *investment grade* (de première qualité) ou si des lignes de crédit irrévocables d'un même montant sont mises en place entre des institutions financières tierces ou un membre du groupe EDF disposant d'une notation financière de première qualité et une composante d'EDF Energy Nuclear Generation Group.

6.3.1.4.3 Division Nouveau Nucléaire

Activité de la Division Nouveau Nucléaire

EDF Energy prévoit de construire quatre nouveaux réacteurs nucléaires EPR (*European Pressurised water Reactor*) au Royaume-Uni : deux réacteurs à Hinkley Point et éventuellement deux autres à Sizewell. Ce programme est subordonné à l'obtention des autorisations nécessaires et à la mise en place d'un cadre d'investissement solide.

La sûreté est un point essentiel pour la conception de l'EPR et pour la Division Nouveau Nucléaire (*Nuclear New Build* (NNB)). La même technologie EPR est déjà en phase de déploiement sur les nouvelles centrales nucléaires en cours de construction à Flamanville, en France (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)), par EDF et à Taishan, en Chine, dans le cadre d'une coentreprise. L'utilisation de cette même technologie, qui sera adaptée aux exigences du Royaume-Uni, permettra de profiter des avantages en termes d'efficacité qu'offre la standardisation de la conception au niveau de la construction et de l'exploitation d'une série de centrales.

Hinkley Point C

Cadre réglementaire : aménagement, autorisations et licences

Au cours de ces trois dernières années, des avancées significatives ont été enregistrées concernant l'aménagement, les autorisations et les licences pour Hinkley Point C (HPC), dont les principales étapes ont été :

- **obligations en termes d'aménagement, septembre 2012** : NNB Generation Company Ltd. (NNB) a endossé deux obligations contractuelles en termes d'aménagement (« Accords de la Section 106 ») relatives au projet Hinkley Point C, qui prévoient globalement un versement d'environ 80 millions de livres sterling pour que les communautés locales puissent faire face aux impacts de la construction et des activités de la future centrale. Concernant la planification des travaux de préparation du chantier, à ce jour, NNB a versé environ 20 millions de livres sterling pour des actions d'atténuation préalable des impacts de la construction. Quant à l'accord de permis de construire, à ce jour, NNB a versé 1,6 million de livres sterling aux autorités locales. Les fonds versés jusqu'ici ont permis de financer diverses mesures, y compris l'atténuation de l'impact sur la communauté, l'établissement d'un fonds de logement, l'attribution de ressources aux autorités locales, des initiatives communautaires en matière de sécurité et des programmes et initiatives de développement touristique, paysager ou écologique, archéologique et économique, tandis que le reste des fonds a été consacré au financement du développement des compétences et de formations professionnelles ;
- **licence de sites nucléaires, novembre 2012** : depuis l'octroi par l'autorité de sûreté nucléaire (*Office for Nuclear Regulation* – ONR) d'une licence de sites nucléaires (*Nuclear Site Licence* – NSL) le 26 novembre 2012, NNB continue de renforcer les dispositifs et les ressources visant à garantir la conformité avec la NSL. Les échanges nourris et positifs avec les autorités de réglementation se poursuivent. De plus, le développement des autres dispositions pour conserver la licence NSL continue, notamment concernant la mise en service et l'exploitation ;

- **évaluation du prototype standard (*Generic Design Assessment – GDA*) de l'EPR britannique, décembre 2012** : le 13 décembre 2012, la Direction britannique de la santé et de la sécurité (*Health & Safety Executive – HSE*) a émis une confirmation d'acceptation de la conception (*Design Acceptance Confirmation – DAC*), et l'Agence pour l'environnement (*Environment Agency – EA*) a émis une déclaration d'acceptabilité de la conception (*Statement of Design Acceptability – SODA*) reconnaissant la conformité de la conception de l'EPR britannique aux exigences pour la conception, la construction, l'exploitation et le démantèlement d'une centrale nucléaire au Royaume-Uni. Ceci a marqué la fin du processus d'évaluation du prototype standard, entamé en 2007 ;
- **trois principaux permis environnementaux, mars 2013** : avant qu'un permis RSR (*Radioactive Substances Regulation*) ne soit accordé à tout nouveau projet de centrale nucléaire, l'article 37 du traité Euratom exige que le gouvernement britannique soumette à la Commission européenne une étude permettant d'établir si le projet peut conduire à une possible contamination radioactive d'un autre pays membre. Dans le cas d'Hinkley Point C, à la suite des soumissions concernant l'article 37 par le gouvernement britannique, la Commission a rendu ses avis en février et mai 2012. La consultation publique au sujet des décisions préliminaires a pris fin en novembre 2012, puis les trois permis opérationnels ont été délivrés officiellement par l'Agence pour l'environnement le 13 mars 2013 ;
- **Autorisations administratives, mars 2013** : le 19 mars 2013, le Secrétaire d'État à l'Énergie et au Changement climatique a accordé le permis de construire (*Development Consent Order – DCO*) pour le projet, permettant à EDF Energy d'implanter une nouvelle centrale nucléaire à Hinkley Point C. L'obtention du permis de construire pour HPC oblige EDF Energy à se soumettre à de nombreuses obligations et à fournir des informations complémentaires afin de bénéficier de l'approbation ultérieure des autorités locales d'aménagement. Ces obligations au titre du DCO continuent d'être remplies au travers d'activités telles que des travaux écologiques, la mise en place d'un suivi du forage et l'installation de panneaux de signalétique connectés sur les routes locales.

Avancement du projet

NNB et le Secrétaire d'État à l'Énergie et au Changement climatique sont proches de s'accorder sur les dispositions complètes et détaillées du contrat pour différence (CfD) pour la centrale HPC. En vertu de celui-ci, à compter de la mise en service de la centrale, si le prix de vente est inférieur au prix d'exercice, alors le producteur reçoit une « compensation » dont le montant maximal est égal à la différence entre le prix d'exercice et le prix de référence (défini dans le CfD) ; dans le cas contraire ce sera le producteur qui sera redevable d'une compensation.

Le 8 octobre 2014, la Commission européenne a approuvé les principaux termes du contrat pour différence (CfD) relatif à la centrale HPC. La décision de la Commission laisse inchangés les principaux éléments des accords annoncés en octobre 2013, mais renforce les mesures prévues de partage des bénéfices futurs avec les clients :

- le prix d'exercice pour HPC demeure fixé à 92,50 £₂₀₁₂/MWh ou 89,50 £₂₀₁₂/MWh en cas de décision d'investissement positive sur le projet de centrale de Sizewell C. Dans ce cas, le projet Sizewell C reversera au projet HPC l'équivalent de 3 £/MWh, du fait de l'effet de série dont bénéficiera Sizewell C ;
- le prix d'exercice est entièrement indexé sur l'inflation en fonction de l'indice des prix à la consommation ;
- la durée du mécanisme est de 35 ans à compter des dates de mise en service des unités ;
- dans certains cas, le prix d'exercice pourra être ajusté en cas d'éventuelles modifications apportées à la législation ;
- si des économies sont réalisées lors de la construction du projet HPC, elles seront partagées avec les consommateurs sous la forme d'une baisse du prix d'exercice.

Les dispositions complètes et détaillées du contrat pour différence doivent être convenues dans leur intégralité avec le gouvernement britannique avant qu'EDF puisse prendre une décision finale d'investissement (*Final Investment Decision – FID*) concernant HPC.

Suite à l'approbation de la Commission européenne, EDF a confirmé le montant des coûts complets à la mise en service des deux réacteurs, estimés à environ 16 milliards de livres sterling en monnaie 2012. Ces coûts incluent les coûts de construction ainsi que les autres investissements, tels que l'achat de terrains, l'obtention des différentes autorisations, la construction de l'installation de stockage du combustible, ainsi que la constitution et la préparation de l'équipe de 900 personnes qui travaillera sur la centrale. L'estimation des coûts totaux a été soumise à une vérification détaillée avec le Secrétariat d'État à l'Énergie et au Changement Climatique (*Department of Energy and Climate Change – DECC*) et a fait partie intégrante de la procédure d'accord sur le prix pour HPC.

Avec l'accord sur les principaux termes du CfD, la Commission européenne a également approuvé la garantie de l'emprunt lié au projet le 8 octobre 2014. Les dispositions complètes et détaillées de la garantie de l'emprunt doivent être convenues avec le gouvernement britannique avant qu'EDF puisse prendre une décision finale d'investissement concernant HPC.

Concernant les modalités de financements et de partenariats du projet HPC, les discussions avec les différents partenaires potentiels sont toujours en cours.

Programme de financement de la déconstruction des centrales

Dans le cadre de l'*Energy Act* de 2008, les exploitants de nouvelles centrales nucléaires ont l'obligation d'avoir mis en place un programme de financement pour la déconstruction (*Funded Decommissioning Programme – FDP*) approuvé par le Secrétaire d'État à l'Énergie et au Changement climatique et ce, avant que la partie de la construction liée à la sûreté nucléaire ait démarré. L'objectif premier du FDP est de s'assurer que les exploitants prévoient le financement :

- de la totalité des coûts de déconstruction de leurs installations ;
- de leur part des coûts liés à une gestion sûre et sécurisée de leurs déchets, ainsi que des coûts de stockage définitif, le but étant de se prémunir face au risque d'avoir recours à un financement public.

Une version préliminaire du FDP a été soumise en mars 2012 au DECC. Par la suite, une série de discussions avec le DECC et ses conseillers, comprenant le *Nuclear Liabilities Financing Assurance Board* (NLFAB), ont eu lieu. EDF Energy et le DECC ont travaillé sur une étude globale et un programme de discussions. Ils se sont mis d'accord sur les principales conditions commerciales d'un programme de financement pour le démantèlement de la centrale d'Hinkley Point C. Les discussions finales sur les dispositions détaillées du programme de financement du démantèlement sont programmées pour aboutir en même temps que celles relatives au contrat pour différence, et avant la décision finale d'investissement concernant HPC.

Décision finale d'investissement (FID)

Une décision finale d'investissement (FID) concernant HPC ne sera prise par le Groupe qu'une fois les dispositions complètes et détaillées du CfD et de la garantie d'Infrastructure UK convenues avec le gouvernement britannique et les accords finalisés par le groupe EDF avec les autres investisseurs. De plus, les contrats de transfert des déchets doivent être approuvés par la Commission européenne et par le Secrétaire d'État dans le cadre du programme de financement pour le démantèlement.

Principaux contrats de construction

Nommé en 2012, le sous-traitant retenu pour le contrat permettant le début des travaux de terrassement finalise la phase de conception. Il a démarré les travaux de mobilisation de ressources pour la construction.

Les fournisseurs ont également été sélectionnés pour les sept principaux contrats de construction, à savoir le contrat des travaux de génie civil (*Main Civil Works*), le contrat du groupe turbo-alternateur (*Turbine/Generator*), le contrat de travaux maritimes (*Marine Works*), le contrat d'ouvrages mécaniques (*Mechanical Erection*), le contrat d'ouvrage électrique (*Electrical Erection*), le contrat pour le chauffage, la ventilation et la climatisation (HAVC) et le contrat sur la chaudière nucléaire (*Nuclear Steam Supply System*) et le contrôle-commande opérationnel (*Instrumentation & Controls – I&C*).

Les documents contractuels sont en cours de finalisation et prêts à être signés en cas de décision finale d'investissement (FID). Un certain nombre de ces sous-traitants sélectionnés participe aux travaux préparatoires (*Early Contractor Involvement – ECI*), permettant d'aider les équipes d'ingénierie et de planification de HPC à sécuriser le projet et le calendrier de construction. Les négociations se poursuivent sur d'autres contrats, dont ceux portant sur les activités de conception détaillée ou de fourniture d'équipements critiques.

Achat des terrains

L'acquisition de terrains est conforme au planning et reflète les choix de sites lors du processus engagé avec le *Planning Inspectorate* (PINS), agence du Département des communautés et du gouvernement local.

Trois contrats de location pour une durée de 999 années des terrains nécessaires pour le site principal de construction de HPC ont été conclus en 2012 à l'issue de négociations avec les parties prenantes concernées. L'un de ces contrats est aujourd'hui effectif. La disponibilité de la majeure partie du terrain nécessaire aux développements connexes indispensables pendant la phase de construction est désormais garantie. Un certain nombre de ces garanties ont été verrouillées par le biais de contrats d'option. EDF Energy n'est donc pas encore propriétaire du terrain, mais dispose du droit d'en faire l'acquisition ou de le louer dès que le terrain devient indispensable à la bonne exécution du projet. Plusieurs de ces options ont été exercées en 2014 pour faciliter un développement rapide. Par l'obtention du permis de construire, EDF Energy dispose également du droit d'expropriation, à savoir le droit lui permettant d'acquérir certaines parcelles référencées dans la demande de permis si l'un des propriétaires restants refuse de vendre son terrain. EDF Energy est ainsi assuré de pouvoir acquérir le terrain nécessaire à la réalisation de ce projet. Les négociations de contrats portant sur certains droits maritimes sont sur le point d'être finalisées.

Activités liées au site d'Hinkley Point C

L'équipe chargée du projet continue la préparation des travaux de pré-aménagement du site et les préparatifs du chantier en amont de l'essentiel des travaux de construction qui suivront la décision finale d'investissement. Ces travaux incluent la construction de ronds-points et de routes temporaires permettant l'accès au site aux engins nécessaires pendant la phase principale de construction, en vue des travaux de terrassement et de gestion de l'eau, ainsi que des premières phases des bâtiments administratifs et des infrastructures destinées aux salariés. La construction de la centrale à béton est elle aussi en cours.

Les travaux d'amélioration des routes et infrastructures locales hors site visant à faciliter la phase de construction (les développements connexes) progressent de manière satisfaisante ; il s'agit notamment de la construction du rond-point de Sandford (achevé en avance sur le planning), du contournement de Cannington et des parcs de stationnement relais.

Parallèlement aux travaux réalisés sur site, les travaux hors site se poursuivent selon la conception détaillée pour la centrale, une étape clé de la conception (*Design Reference Configuration 1*) ayant été réalisée en mars 2014.

Les sessions de formation ont commencé au centre de formation en génie civil du *Bridgwater College*, permettant ainsi aux populations locales d'acquérir les compétences nécessaires pour participer au projet. En outre, en juillet 2014, après négociations, EDF Energy et les organisations syndicales sont parvenus à un accord sur un large éventail de conventions collectives applicables aux salariés qui contribueront à la construction de la centrale nucléaire de HPC. Ces accords couvrent l'ensemble des effectifs de HPC. Outre les questions de rémunération et de productivité, ils régissent également les

relations entre les industriels et leurs salariés, le recrutement, la formation, les compétences spéciales en matière de santé et de bien-être, ainsi que le développement des compétences et la communication avec les salariés. Ces accords définissent les politiques et la culture du projet en vue d'une collaboration efficace entre toutes les parties prenantes, dont la direction d'EDF Energy, les sous-traitants, les syndicats et l'ensemble des effectifs.

Sizewell C

Le développement du projet de Sizewell C se poursuit à un rythme satisfaisant. Les lignes directrices et les options initiales ont été formellement soumises aux organismes publics et réglementaires pour consultation entre novembre 2012 et février 2013. Depuis, les travaux de conception générale et les études environnementales se poursuivent, s'appuyant sur une série d'ateliers menés conjointement avec les autorités locales et les organismes de protection de l'environnement. EDF Energy poursuit en outre son engagement auprès des organisations communautaires, du public et des entreprises. La prochaine étape sera le lancement de la deuxième des trois étapes du processus officiel de consultation des communautés locales en 2015.

6.3.1.4.4 Engagements pris en application du règlement de la Commission européenne sur les concentrations

EDF Energy a mis en œuvre son engagement de vendre un volume d'électricité compris entre 5 TWh et 10 TWh par an sur le marché pendant la période 2012-2015. Les livraisons liées à cet engagement, qui avait été convenu avec la Commission européenne au moment de l'acquisition de British Energy dans le cadre du règlement relatif au contrôle des concentrations entre entreprises, continue d'être surveillé par cette dernière.

Tous les autres engagements convenus à l'époque ont été mis en œuvre.

6.3.1.4.5 Cadre juridique au Royaume-Uni

Autorité britannique chargée de la concurrence et des marchés (CMA)

Le 26 juin 2014, l'organisme britannique de régulation du secteur (Ofgem) a mandaté une enquête auprès de l'autorité britannique chargée de la concurrence et des marchés (*Competition and Markets Authority – CMA*) sur « la fourniture et l'acquisition d'énergie en Grande-Bretagne ». La CMA est l'autorité chargée de la concurrence et de la consommation pour l'ensemble de l'économie au Royaume-Uni. Sa première mission a pour objectif de « favoriser la concurrence au bénéfice des consommateurs, tant à l'intérieur du Royaume-Uni qu'à l'extérieur » dans le but d'« assurer le bon fonctionnement des marchés au profit des consommateurs, des entreprises et de l'économie ». La CMA mène un examen complet et indépendant, tant sur les marchés de gros que sur les marchés de détail de l'électricité (couvrant la fourniture aux particuliers et aux petites entreprises clientes). Elle évalue si certaines caractéristiques empêchent, limitent ou faussent la concurrence et, le cas échéant, les mesures éventuelles à prendre pour y remédier.

EDF Energy se félicite de l'enquête, la voit comme une occasion de rétablir la confiance dans l'industrie de l'énergie et coopère ainsi totalement avec la CMA.

Suite à la publication, le 24 juillet 2014, de son premier « état des lieux » (*Statement of Issues*), énonçant les théories initiales de la CMA sur les éléments susceptibles de nuire à la concurrence et de produire des résultats défavorables, la CMA a publié une mise à jour de son « état de lieux » le 18 février 2015. Ces documents établissent le cadre de l'enquête de la CMA sur un certain nombre d'effets anticoncurrentiels potentiels. Il est à noter que compte tenu des éléments reçus à ce jour, la vision de la CMA est que plusieurs des effets envisagés initialement, y compris ceux relatifs à la propriété commune de production, d'approvisionnement et d'exploitation du marché de gros, ne donnent pas lieu à des problèmes de concurrence.

La CMA continue à procéder à une analyse détaillée et organisera des auditions auxquelles participeront toutes les parties concernées dont EDF Energy au cours de l'investigation. Au fur et à mesure de ses réflexions, elle soumettra des documents supplémentaires avant de publier ses conclusions provisoires. Dans l'hypothèse où elle conclurait provisoirement à un « effet négatif sur la concurrence » (*adverse effect on competition*), elle consulterait alors les parties concernées pour réfléchir à d'éventuelles solutions.

L'investigation durera environ 18 mois. La CMA doit publier son rapport final avant la date légale du 25 décembre 2015.

Réforme du marché de l'électricité

La loi sur l'énergie, qui a reçu la sanction royale le 18 décembre 2013, établit le cadre législatif pour un approvisionnement en énergie qui soit à la fois sûr, abordable et à faible émission de carbone. Elle met en œuvre les propositions relatives à la réforme du marché de l'électricité exposées dans le Livre blanc du Gouvernement publié en juillet 2011, à savoir :

- contrats pour différence : contrats à long terme entre une contrepartie centrale et des producteurs éligibles, financés par les contributions de fournisseurs d'électricité agréés, visant à créer des incitations stables et prévisibles pour que les entreprises investissent dans la production d'électricité à faible émission de carbone ;
- contrats d'investissement : contrats à long terme comparables aux CfD, qui ont été accordés pour permettre un investissement avant même l'entrée en vigueur du régime des CfD ;
- marché des capacités : pour garantir une capacité de production suffisante pour maintenir la sécurité de l'approvisionnement en électricité ;
- norme de performances en termes d'émissions : pour limiter les émissions de CO₂ des nouvelles centrales électriques à combustible fossile.

Le prix plancher du carbone est également un composant clé des mesures EMR prises par le Gouvernement et a été introduit dans la loi de finances 2011. Il encourage la transition vers un mix de production bas carbone par la promotion d'un changement en faveur du gaz au détriment du charbon et par l'amélioration de la compétitivité d'autres moyens de production bas carbone. Le « tarif de soutien du prix du carbone » sur lequel repose le prix plancher du carbone a été plafonné dans le budget 2014 le 19 mars 2014 à 18 £/t pour les quatre années de 2016-2017 à 2019-2020.

Le gouvernement s'appuie également sur la loi sur l'énergie pour imposer des obligations d'achat de dernier ressort aux termes desquelles les grands fournisseurs sont tenus de proposer des contrats d'achat d'énergie à des conditions standards aux producteurs d'électricité renouvelable, visant à leur assurer un accès au marché garanti pour la durée de leur CfD.

La loi sur l'énergie apporte la stabilité juridique nécessaire pour la mise en place de CfD solides et durables, avec une contrepartie unique détenue par l'État, la société Low Carbon Contracts Company, pour assurer l'intérêt durable des consommateurs, ainsi que des garanties à long terme pour les investisseurs.

La Commission européenne a déclaré, le 23 juillet 2014, que les contrats CfD relatifs aux énergies renouvelables et au marché de capacités sont conformes aux règles de l'Union européenne relatives aux subventions versées par les États. Les principaux éléments de la législation secondaire nécessaires pour mettre en œuvre le CfD et le marché des capacités sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2014.

Le premier tour d'attribution auquel les développeurs participent pour obtenir des CfD pour soutenir les projets de production d'énergie renouvelable s'est ouvert en octobre 2014, les contrats devant être attribués aux projets menés au cours de l'année 2015. La société Low Carbon Contracts Company versera les premiers paiements aux souscripteurs de CfD et de contrats d'investissement et commencera à recouvrer les coûts auprès des fournisseurs au cours de l'année 2015.

La première enchère de capacité a eu lieu en décembre 2014 et porte sur des accords de capacité pour une livraison à partir d'octobre 2018. Les conclusions provisoires de l'enchère ont été annoncées le 19 décembre 2014, et elles ont été officiellement confirmées le 2 janvier 2015. Lors de l'enchère, EDF Energy a conclu des accords de capacité pour 28 de ses 29 unités de production d'électricité, qui représentent une capacité de 12,2 GW, au prix d'adjudication de 19,40 £/kW (en monnaie 2012).

6.3.2 Italie

6.3.2.1 Stratégie du groupe EDF en Italie

Les marchés italiens de l'énergie présentent un intérêt stratégique fort pour EDF en raison, d'une part, de leur importance majeure sur les marchés électriques et gaziers européens et, d'autre part, de leur connexion aux marchés français.

Le positionnement actuel et les ambitions de développement d'Edison, dont EDF a pris le contrôle exclusif en mai 2012, permettent au Groupe de mettre en œuvre une stratégie équilibrée en Italie, fondée sur les ambitions d'Edison en termes de gestion de son parc de production électrique et de développement de son portefeuille clients et de ses activités gazières.

La prise de contrôle exclusif d'Edison a permis à EDF de se doter d'un acteur majeur dans l'électricité en Italie et d'une véritable plateforme gazière internationale. EDF entend doter Edison de nouvelles perspectives, avec :

- le développement dans l'exploration-production (pétrole et gaz) grâce aux compétences reconnues d'Edison ;
- le développement des infrastructures de gaz : la participation dans un terminal GNL (Rovigo) et des projets de gazoducs d'importation (IGI-IGB, Galsi), qui viennent compléter les projets en cours du Groupe (terminal méthanier de Dunkerque, notamment) avec l'objectif d'assurer, de diversifier et d'intégrer le développement de l'approvisionnement de gaz naturel du groupe EDF ;
- le développement à l'international, notamment dans le bassin méditerranéen (Balkans, Grèce, Turquie, etc.) et la région de la mer Caspienne, grâce à l'expertise de l'ingénierie d'Edison sur les filières de la production thermique à flamme et de l'hydraulique, et grâce à l'opportunité d'intégrer les filières électrique et gazière dans ces mêmes régions géographiques.

6.3.2.2 Présentation de l'activité du Groupe en Italie

Au 31 décembre 2014, le groupe EDF est principalement présent en Italie au travers de sa participation de 97,405 %¹ dans le capital d'Edison, acteur majeur des marchés italiens de l'électricité et du gaz, et marque italienne réputée.

En 2012, Edison a été retiré de la cote, mais les actions d'épargne restent cotées à la bourse italienne.

Par ailleurs, au 31 décembre 2014, le groupe EDF détient en Italie les principales filiales et participations suivantes :

- EDF Fenice : le Groupe détient 100 % du capital de la société EDF Fenice, spécialisée dans les services environnementaux et l'efficacité énergétique. EDF Fenice, dont le siège est à Turin, bénéficie d'une présence internationale avec des filiales en Espagne, en Pologne et en Russie. Ses activités principales sont la production d'électricité et de chaleur (à base de gaz, de charbon, d'hydraulique, de biomasse ou de déchets), la conduite et la maintenance d'actifs énergétiques, le traitement des déchets industriels solides et liquides, ainsi que l'ingénierie environnementale (voir section 6.3.2.4 (« EDF Fenice »)) ;
- EDF Énergies Nouvelles, dont une des filiales est située en Italie.

1. Le reste du capital est partagé en actions d'épargne, qui ne confèrent pas de droit de vote, et en actions ordinaires désormais non cotées.

Capacité installée et production 2014 pour Edison et EDF Fenice en Italie

Électricité

Le tableau ci-dessous présente les capacités installées et les productions en Italie d'Edison et EDF Fenice en 2014 :

Capacité installée 2014 (en MW)	Edison	EDF Fenice	Total	%
Thermique à flamme	5 316	397	5 713	74,4
Hydraulique	1 358	1,5	1 359,5	17,7
Autres renouvelables	608	–	608	7,9
TOTAL	7 282	398,5	7 680,5	100

Production 2014 (en GWh)	Edison	EDF Fenice	Total	%
Thermique à flamme	11 756	1 013	12 769	68,5
Hydraulique	4 954	5	4 959	26,6
Autres renouvelables	906	–	906	4,9
TOTAL	17 616	1 018	18 634	100

En Italie, en 2014, la production électrique nette du groupe EDF s'est élevée à 18,6 TWh¹, ce qui représente environ 7 % de la production nette italienne d'électricité. Les ventes de gaz aux clients finals, sur les marchés de gros et pour la production thermique se sont élevées à 13,2 milliards de mètres

cubes (contre 15,7 milliards de mètres cubes en 2013). Les importations de gaz en Italie représentent 90 % de la demande du pays, et Edison a réalisé en 2014 17,9 % de ces importations, soit 9,9 milliards de mètres cubes.

Gaz et hydrocarbures

Production d'hydrocarbures	2014	2013
Gaz en Italie ⁽¹⁾ (en millions de mètres cubes)	417	410
Gaz à l'étranger (en millions de mètres cubes)	1 734	1 799
Pétrole et condensat en Italie (en milliers de barils)	2 620	1 940
Pétrole et condensat à l'étranger (en milliers de barils)	1 541	1 640

(1) Y compris la production croate (champ d'Izabela) importée en Italie depuis juillet 2014.

Les activités de production de gaz du Groupe à travers Edison en Italie et à l'étranger sont en légère baisse par rapport à 2013, atteignant un niveau de 2,15 milliards de mètres cubes (- 2,6 % par rapport à 2013).

La production de pétrole et de condensats est en forte hausse en 2014 avec 4,16 millions de barils (+ 16 % par rapport à 2013), dont 2,62 millions de barils en Italie.

6.3.2.3 Edison

6.3.2.3.1 Activités dans le secteur de la production électrique

En Italie, la capacité de production installée du groupe Edison s'élevait au 31 décembre 2014 à 7,3 GW pour une production nette d'électricité de 17,6 TWh sur l'année 2014, en baisse par rapport à 2013 principalement en raison de la réduction de la production thermoélectrique du fait de la baisse de la demande électrique en Italie et des arbitrages réalisés entre production propre et achats sur les marchés. Le parc de production actuel d'Edison est composé de 47 centrales hydroélectriques, 19 centrales thermiques, 35 parcs éoliens, 9 centrales photovoltaïques et 1 centrale à biomasse.

La production d'électricité est issue pour 67 % des Cycles Combinés Gaz (CCG), pour 28 % de l'hydraulique, et pour 5 % de l'éolien et du solaire.

Edison exploite environ 1 358 MW d'installations hydrauliques avec une production de 4,95 TWh (+ 23 % par rapport à 2013), grâce à une pluviométrie exceptionnelle.

Avec l'objectif de réorganiser les activités renouvelables en Italie tout en gardant une taille critique dans ce secteur clé, Edison et EDF EN Italia ont effectué en 2014 une opération innovante en partenariat avec le fonds F2i pour optimiser l'exploitation des actifs du Groupe, en créant une société détenant 594 MW d'actifs renouvelables (486 MW apportés par Edison et 108 MW apportés par EDF EN Italia (soit respectivement 82 % et 18 % des actifs apportés)), dont 70 % du capital a été cédé à l'investisseur F2i mais qui sera consolidée par intégration globale chez Edison compte tenu de la gouvernance mise en place dans la nouvelle entité. Les activités renouvelables en Italie seront réorganisées par compétences : Edison pourra ainsi bénéficier de 100 % de l'énergie renouvelable produite par la nouvelle entité, et la mettra au profit d'une gestion intégrée de son portefeuille de production. Une société d'exploitation et de maintenance, pilotée par EDF EN Services, a par ailleurs été constituée afin de garantir la disponibilité des parcs et de développer de nouveaux projets.

1. Hors données EDF Énergies Nouvelles en Italie.

En outre, en dehors du groupe Edison et du partenariat avec F2i, EDF Énergies Nouvelles est présent en Italie (voir sections 6.3.2.5 (« Activités d'EDF Énergies Nouvelles en Italie ») et 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

Sur le plan international, Edison profite d'une présence bien établie en Grèce, où il est l'un des principaux opérateurs d'électricité du pays au travers d'ElpEdison, une joint-venture à 50 % avec Hellenic Petroleum. ElpEdison détient deux CCG : celui de Thessalonique (389 MW) et celui de Thisvi (410 MW), construit par Edison.

Enfin, au Brésil, Ibiritermo, filiale à 50 % d'Edison, exploite un CCG de 226 MW.

6.3.2.3.2 Activités dans le secteur des hydrocarbures

Avec la prise de contrôle d'Edison, le groupe EDF peut bénéficier, pour la mise en œuvre de sa stratégie gazière, des compétences développées depuis de nombreuses années par Edison sur l'ensemble de la chaîne de valeur, allant de l'exploration-production à la commercialisation directe de gaz naturel.

Le portefeuille italien d'approvisionnement gaz d'Edison s'appuie principalement sur des contrats de long terme et se compose pour 2014 d'environ 9,9 milliards de mètres cubes d'importation via gazoduc et GNL sur des contrats de long terme, 0,42 milliard de mètres cubes de production propre en Italie et 2,74 milliards de mètres cubes d'achats sur le marché. Les variations de stocks et les pertes réseau représentent 0,17 milliard de mètres cubes.

En 2014, en Italie, Edison a livré 3,41 milliards de mètres cubes de gaz au secteur industriel, 2,31 milliards de mètres cubes au secteur résidentiel, 4,41 milliards de mètres cubes au secteur thermoélectrique, en incluant les besoins propres d'Edison, et 3,11 milliards de mètres cubes sur le marché.

Dès 2010, en raison de la situation difficile du marché du gaz, Edison, à l'image de tous les acteurs du secteur, a demandé à ses fournisseurs des ajustements de ses conditions contractuelles sous la forme de la révision des contrats de long terme en vigueur.

Le 29 août 2014, le tribunal arbitral constitué auprès de la Chambre de commerce de Stockholm a rendu une sentence en faveur d'Edison, en admettant la demande de révision du contrat de long terme signé avec Promgas, filiale italienne du groupe russe Gazprom.

Une procédure d'arbitrage est par ailleurs en cours avec ENI concernant le gaz en provenance de Libye.

En exploration-production (E&P), au 31 décembre 2014, Edison dispose de 60 concessions et permis d'exploration en Italie et 67 à l'étranger, et dispose d'environ 46,2 milliards de mètres cubes équivalents de réserves. À l'étranger, l'actif le plus important d'Edison est le gisement de gaz d'Aboukir en Égypte, dont les droits d'exploration, de production et de développement ont été acquis début 2009 pour une durée initiale de 20 ans, prolongeable 10 ans.

Edison poursuit son activité d'exploration en Italie et à l'étranger, notamment au Royaume-Uni et en Norvège, où il est actif depuis 2007. Actuellement, Edison détient des licences en mer du Nord, en mer de Norvège et en mer de Barents. Au 31 décembre 2014, le portefeuille est composé de 37 licences (10 ont été octroyées à Edison en 2014), dont 7 comme opérateur.

Les infrastructures gaz

Edison détient une participation de 7,3 % dans la société Adriatic LNG Terminal qui gère le terminal *offshore* de regazéification de Rovigo (8 Gm³/an). Ce terminal est alimenté à partir de gaz qatari. Les autres actionnaires sont ExxonMobil Italiana Gas (70,7 %) et Qatar Terminal Company Limited (22 %). Edison, selon les termes du contrat signé avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited II (RasGas II), dispose de 80 % de la capacité du terminal, soit 6,4 Gm³/an.

Edison participe à des projets d'infrastructure d'importation de gaz (voir section 6.4.2.2.2 (« Infrastructures »)) :

- Galsi, gazoduc destiné à relier l'Algérie à l'Italie par la Sardaigne, dans lequel Edison détient une participation de 20,8 % ;
- IGI Poseidon, société détenue à 50 % par Edison impliquée dans le développement de plusieurs projets visant à relier la Grèce et l'Italie (IGI), la Grèce et la Bulgarie (IGB, en partenariat à 50 % avec la Bulgarie), ainsi que Chypre à la Grèce (EastMed).

6.3.2.3.3 Structure des ventes et commercialisation

En 2014, Edison a vendu 96,2 TWh d'électricité en Italie (contre 73,8 TWh en 2013¹, soit une augmentation de 30 % par rapport à 2013, dont 17,6 TWh produits et 78,6 TWh achetés sur les marchés. Les ventes aux clients finals se sont établies à 20,4 TWh, en hausse de 6,6 % par rapport à 2013. À fin 2014, Edison dessert environ 671 500 clients électricité et environ 553 200 clients gaz, tant sur le segment de la clientèle des professionnels que sur celui de la clientèle résidentielle.

Dans le domaine de la commercialisation, Edison poursuit le développement significatif de ses ventes d'électricité et de gaz aux particuliers et sur le segment des petites et moyennes entreprises. Le développement d'un portefeuille de clients finaux s'inscrit dans la stratégie du Groupe de favoriser l'équilibre amont/aval de ses positions.

6.3.2.3.4 Activités régulées en Italie

Transport et stockage de gaz

Edison possède 100 % de la société Edison Stoccaggio, dédiée aux activités régulées de stockage et de transport de gaz.

En Italie, Edison opère deux sites de stockage en gisements déplétés (gisements épuisés de gaz naturel), Cellino (depuis 1984) et Collalto (depuis 1994), pour un volume total de 700 millions de mètres cubes (*working gas*).

En outre, Edison a mis en service depuis 2013 un troisième site, San Potito & Cotignola, actuellement en phase de montée en régime de ses performances, et développe actuellement un projet de stockage sur le site de Palazzo Moroni.

Enfin, Infrastrutture Trasporto Gas SpA (ITG), détenue à 100 % par Edison, est propriétaire et gère directement le gazoduc Cavarzere-Minerbio, lien fonctionnel entre le terminal de Rovigo et le réseau national, d'une capacité de transport supérieure à 9 milliards de mètres cubes par an.

Distribution

La distribution de gaz en Italie est une activité soumise à la réglementation et au contrôle de l'Autorité de l'électricité et du gaz (AEEG), qui établit notamment les paramètres de qualité et de sécurité et les règles d'accès aux réseaux.

Edison DG (Distribuzione Gas) est la société dédiée à la distribution du gaz naturel au sein du groupe Edison. Edison DG distribue chaque année environ 250 millions de mètres cubes de gaz naturel à environ 150 000 utilisateurs dans le nord et le centre de l'Italie.

6.3.2.4 EDF Fenice

Dans le domaine des services énergétiques, le Groupe intervient en Italie, mais aussi en Espagne, en Pologne et en Russie, au travers de la société italienne EDF Fenice, détenue indirectement à 100 % par EDF.

EDF Fenice apporte aux clients industriels d'EDF, partout en Europe, des solutions dans le domaine de l'efficacité énergétique (voir section 6.4.1.3.2 (« EDF Fenice »)).

1. Données 2013 revues suite à l'application de la norme IFRS 11 et à la différence de présentation des sources de production et des formes d'utilisation dans le bilan 2014 d'Edison.

6.3.2.5 Activités d'EDF Énergies Nouvelles en Italie

Suite au nouveau cadre réglementaire adopté en Italie pour les énergies renouvelables, aucune nouvelle capacité n'a été mise en service par EDF Énergies Nouvelles en 2014. Dans le courant de l'année, 20,2 MW de photovoltaïque ont été cédés au fond d'investissement Terra Firma.

Par ailleurs, 108 MW d'éolien ont été apportés à la société E2i Energie Speciali, dont le capital est réparti entre le fond d'investissement italien F2i, Edison et EDF EN Italia. Les capacités détenues par EDF EN Italia au 31 décembre 2014 totalisaient ainsi 440,4 MW bruts d'éolien (soit 246,6 MW nets) et 79,3 MW bruts de photovoltaïque (soit 76,7 MW nets) (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

6.3.3 Autres International¹

Le tableau ci-dessous indique les capacités installées et productions à fin 2014 du groupe EDF du segment² :

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire	900	11	5 484	15
Thermique à flamme	6 815	84	30 476	83
Hydraulique	69	1	202	inférieurs à 1
Autres renouvelables ⁽¹⁾	364	4	644	2
TOTAL⁽²⁾	8 147	100	36 805	100

(1) Hors données EDF Énergies Nouvelles sur le segment « Autres International », soit 3 683 MW et 7 494 GWh.

(2) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

6.3.3.1 Europe continentale

6.3.3.1.1 Europe centrale et orientale

Le Groupe est présent dans deux pays d'Europe centrale et orientale (PECO) : la Pologne (production d'électricité, cogénération, commercialisation) et la Hongrie (cogénération, distribution, commercialisation).

Le groupe EDF est également présent en Pologne à travers sa filiale EDF Fenice (voir section 6.4.1.3.2 (« EDF Fenice »)), principalement dans le domaine de l'efficacité énergétique.

6.3.3.1.1.1 Pologne

Le Groupe est présent en Pologne principalement au travers de la société EDF Polska SA, contrôlée par le Groupe, qui comprend :

- la branche de production de Rybnik, avec une capacité installée de 1 775 MWe ;
- la branche de cogénération de Cracovie, qui dispose d'une capacité installée de 460 MWe et de 957 MWth ;
- la branche de cogénération de Wybrzeże (ex- EDF Wybrzeże SA) regroupant les deux unités de Gdansk et Gdynia, pour une capacité installée totale de 333 MWe et 1 134 MWth ;
- la branche de Varsovie, regroupant le siège et la Direction d'Optimisation et de Vente et qui est en charge de la commercialisation sur les marchés et aux clients B2B de l'électricité produite par l'ensemble des centrales du groupe EDF en Pologne ;
- EDF Toruń, filiale d'EDF Polska, qui détient le réseau municipal de distribution de chauffage urbain de la ville de Toruń, ainsi qu'une installation de production de chaleur d'une capacité installée de 398 MWth alimentant ce réseau et fonctionnant au charbon. Le remplacement de l'installation existante, dont la durée de vie ne pouvait pas être prolongée, par une installation de cogénération dotée de deux turbines à combustion de 50 MW a été validé le 23 décembre 2014 et doit intervenir pour l'hiver 2017-2018.

L'approvisionnement en charbon et en biomasse de l'ensemble des sites du groupe EDF en Pologne est assuré par la société EDF Paliwa Sp. z o.o., détenue par EDF Polska.

Le Groupe contrôle également le cogénérateur ZEW Kogeneracja SA de la ville de Wroclaw. Sa capacité installée est de 366 MWe et 1 094 MWth, et il détient 98,4 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Góra SA (dont la puissance installée est de 183 MWe et de 302 MWth).

Dans le domaine de la protection de l'environnement, le Groupe a décidé un plan d'investissements, notamment dans la construction d'installations de désulfuration et de dénitrification pour ses actifs en Pologne. Le projet a été officiellement inauguré le 19 novembre 2013 à Wroclaw. Il permettra de poursuivre l'exploitation au moins jusqu'en 2035 des centrales de production existantes.

Le groupe EDF a suspendu fin 2012 le projet de centrale à charbon supercritique de 900 MW envisagé en Pologne. Il a décidé en revanche d'investir sur les huit tranches existantes du site de Rybnik afin de les conformer aux nouvelles normes environnementales et de prolonger leur durée d'exploitation dans des conditions performantes jusqu'en 2030.

En outre, le Groupe est présent en Pologne via sa filiale EDF Énergies Nouvelles. EDF Énergies Nouvelles détient une ferme éolienne de 48 MW à Linowo en exploitation depuis fin 2013, et construit actuellement une autre ferme éolienne de 58 MW à Rzepin. D'autres projets éoliens sont par ailleurs en cours de développement.

EDF et Polska Grupa Energetyczna (PGE, premier électricien polonais, coté à la bourse de Varsovie) ont signé en 2009 un accord pour réaliser des études de préfaisabilité pour le développement et la construction de réacteurs nucléaires en Pologne. Ces études ont confirmé l'intérêt du nucléaire dans le mix énergétique polonais en mai 2013. PGE a donc conduit des consultations préliminaires à son futur appel d'offres nucléaire, notamment auprès d'EDF et d'AREVA, qui étudient aujourd'hui la perspective de proposer une offre en fonction de la nature et du calendrier des décisions politiques et industrielles polonaises. Le 28 janvier 2014, le gouvernement polonais a adopté un programme nucléaire national, renforçant notamment le cadre juridique et technologique de la mise en service de son premier réacteur nucléaire.

1. Certaines activités présentées ici, notamment celles d'EDF Trading et d'EDF Énergies Nouvelles, dépendent du segment « Autres activités » au sens d'IFRS 8, mais sont présentées ici dans une logique de présentation géographique.

2. Les chiffres présentés reflètent le mode de consolidation employé des entités.

Enfin, le consortium AMEC UK Ltd. a été choisi en septembre 2014 par PGE comme assistant à la maîtrise d'ouvrage, pour préparer et mettre en œuvre le futur appel d'offres de la première centrale nucléaire.

6.3.3.1.1.2 Hongrie

En Hongrie, le Groupe est présent dans la production de chaleur et d'électricité au travers de sa filiale Budapesti Erőmű ZRt (BE ZRt) et dans la commercialisation et la distribution d'électricité et de gaz au travers d'EDF Démász ZRt.

Après être entrée en récession en 2012, la situation économique hongroise s'est améliorée avec un déficit public contenu et une croissance tirée par des investissements publics en grande partie financés par l'Union européenne. En 2014, l'intervention de l'État dans l'économie s'est accentuée, en particulier dans le secteur énergétique : le gouvernement a annoncé son intention d'en reprendre le contrôle et de créer un secteur « non profitable » en vue d'alléger les dépenses des ménages.

BE ZRt

Au 31 décembre 2014, le Groupe détient 95,6 % de BE ZRt, société de production d'électricité et de chaleur. Implantée à Budapest et disposant d'une puissance installée nette de 406 MWe et 1 192 MWth, BE ZRt assure 58 % du chauffage urbain de la capitale hongroise et 3 % de la demande d'électricité du pays.

Jusqu'à fin 2008, BE ZRt vendait la quasi-totalité de son électricité (soit 1,7 TWh/an) à l'acheteur unique hongrois Magyar Villamos Művek ZRt (MVM) dans le cadre de trois contrats à long terme (PPA). Ces contrats ont été résiliés sans indemnisation par l'État hongrois fin 2008, après que la Commission européenne en eut exigé la résiliation, estimant qu'ils constituaient des aides d'État contraires au droit de la concurrence.

BE ZRt a pu néanmoins vendre à partir du 1^{er} janvier 2009 sa production d'électricité, pour partie au travers d'un contrat commercial de huit ans, et pour partie au travers d'un mécanisme régulé de support à la cogénération auquel le gouvernement hongrois a mis fin prématurément le 1^{er} juillet 2011. En outre, le gouvernement a décidé à partir d'octobre 2011 de fixer par décret les prix de la chaleur, jusque-là régis par des contrats commerciaux, et a introduit des dispositions réglementaires de limitation drastique de la rentabilité des sociétés de cogénération.

La résiliation forcée et sans compensation des contrats de vente d'électricité à long terme ayant entraîné un dommage financier important pour son actionnaire, EDF International a engagé, le 12 mai 2009, un arbitrage international contre l'État hongrois. EDF International conteste par ce recours la résiliation sans compensation des PPA, ainsi que la mise en place du décret « chaleur », qui limite désormais les profits de BE ZRt. Une sentence arbitrale favorable à EDF International a été rendue le 3 décembre 2014 (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »)).

EDF Démász ZRt

EDF Démász ZRt est détenue à 100 % par EDF et assure principalement des activités de distribution et de commercialisation d'électricité.

Dans le domaine de la commercialisation, EDF Démász ZRt assure la fourniture d'électricité aux particuliers, petites entreprises et institutions publiques de la région sud-est de la Hongrie dans le cadre du service universel (tel que défini par un décret gouvernemental en application de la loi de 2007 sur l'électricité). Depuis le 31 décembre 2009, la société commercialise de l'électricité et plus récemment du gaz sur tout le territoire hongrois auprès des clients ayant opté pour le marché libre. EDF Démász ZRt regroupe sur le marché hongrois les deux marques commerciales « EDF Démász » pour les clients résidentiels, et « EDF Energia » pour les clients professionnels. En 2014, EDF Démász ZRt a commercialisé 3 180 GWh auprès d'environ 740 000 clients, dont 1 610 GWh sur le marché libre.

En matière de distribution, la société EDF Démász Hálózati Elosztó Kft., filiale à 100 % d'EDF Démász ZRt, opère depuis le 1^{er} janvier 2007 pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités réseau et de production-fourniture. Elle détient les actifs de réseaux (près de 32 200 km de lignes haute, moyenne et basse tensions) et assure les activités régulées de distribution d'électricité dans la région sud-est du pays (19,6 % du territoire). En 2014, elle a distribué 4,2 TWh auprès de 773 300 points de livraison.

La société a pris en 2014 des mesures de réduction des coûts, afin de faire face à un contexte dégradé suite à la mise en place de mesures tarifaires et fiscales particulièrement pénalisantes (taxe assise sur les réseaux (0,45 €/m) en 2013, baisse de 25 % des prix de vente imposée par le législateur entre 2013 et 2014).

6.3.3.1.2 Benelux

La zone du Benelux comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande, et des projets de nouvelles liaisons avec l'Allemagne et la Grande-Bretagne sont en outre à l'étude. Le Benelux constitue également un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit, comme le *hub* de Zeebrugge et le terminal méthanier en construction de Dunkerque à proximité.

Le groupe EDF est présent en Belgique via ses deux filiales EDF Belgium (qui détient en direct 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1) et EDF Luminus (deuxième acteur sur le marché belge, avec un portefeuille amont/aval équilibré). Aux Pays-Bas, EDF est présent depuis 2009 avec une centrale à Cycle Combiné Gaz.

6.3.3.1.2.1 EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 % en copropriété indivise de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge EDF Belgium, détenue à 100 % par EDF. La puissance revenant à EDF représente 481 MW (soit 2 % des capacités de production belges). La production de Tihange 1 revenant à EDF Belgium est vendue à EDF Luminus au travers d'un contrat à long terme expirant en 2015.

La loi belge de 2003 sur la sortie progressive du nucléaire prévoyait la fermeture de Tihange 1 le 1^{er} octobre 2015. La prolongation jusqu'en 2025 de l'exploitation de Tihange 1 a été annoncée suite à l'adoption le 4 juillet 2012 du Plan d'équipement par le gouvernement belge.

Le 14 octobre 2013, le gouvernement belge a approuvé le projet de loi modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire et un projet de convention entre Electrabel, EDF et l'État belge, définissant les modalités de la prolongation de Tihange 1 jusqu'en 2025. Cette loi a été adoptée le 18 décembre 2013 et publiée le 24 décembre au *Moniteur* belge.

La prolongation de la durée de vie de Tihange 1 nécessite des investissements importants, à hauteur de 300 millions d'euros pour la quote-part EDF, étalés entre 2011 et 2020. La quote-part revenant à EDF Belgium de la production de Tihange 1 pour les dix années de la prolongation sera également vendue à EDF Luminus au travers d'un contrat à long terme.

6.3.3.1.2.2 EDF Luminus

Au travers de sa filiale EDF Belgium, le groupe EDF détient 63,5 % de la société EDF Luminus, le reste du capital étant détenu par des actionnaires publics belges (voir ci-dessous).

EDF Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie. L'entreprise dispose de près de 10 % de la capacité de production au niveau national, avec 1 954 MW installés à fin 2014. La production d'électricité d'EDF Luminus a atteint 4 272 GWh (4 985 GWh en incluant le droit de tirage de 100 MW sur Chooz B) au 31 décembre 2014. La société emploie environ 951 personnes au 31 décembre 2014.

EDF Luminus s'est employé à réaliser son ambition stratégique, en réduisant ses coûts, en optimisant son parc de production thermique, en poursuivant le développement du parc éolien et en lançant le développement des services énergétiques, notamment par le biais d'une prise de participation à hauteur de 50 % dans la société Rami Services, un réseau national d'installateurs permettant à EDF Luminus de déployer des services pour les clients B2C, et le lancement de services d'entretien et de réparation de chauffages.

Le pacte d'actionnaires relatif à EDF Luminus signé le 16 avril 2010 définit un engagement de liquidité pour la participation des actionnaires minoritaires d'EDF Luminus, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres via une introduction en bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe à un prix ayant des composantes variables.

Le pacte prévoit que cet engagement de liquidité peut intervenir selon deux fenêtres de liquidité, l'une en 2015 et la seconde en 2018. Dans ce cadre, et conformément aux étapes et délais prévus par le pacte, les actionnaires minoritaires ont déclenché en 2014 la phase préalable de mise en oeuvre de la clause de liquidité et ont notifié au cours du premier trimestre 2015 leur volonté de céder l'ensemble de leurs titres d'EDF Luminus. Le projet de procéder à une introduction en bourse devrait être soumis pour décision au Conseil d'administration de la société EDF Luminus dans les prochains mois.

Commercialisation

Sous sa marque « Luminus », EDF Luminus fournit de l'électricité et du gaz à environ 1,740 million de clients particuliers et professionnels (points de livraison) en Belgique.

Une convention tripartite signée en 2012 par EDF Luminus, la Province de Liège et les communes de Liège et de Seraing illustre leur coopération

Production

Tableau des capacités

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire (hors 100 MW de droits de tirage sur Chooz B)	419	21	1 814	43
Thermique à flamme	1 286	66	1 982	46
Hydraulique	69	4	202	5
Autres renouvelables	180	9	274	6
TOTAL (HORS 100 MW DE DROITS DE TIRAGE SUR CHOOZ B)	1 954	100	4 272	100

EDF Luminus est propriétaire de 10,2 % (419 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mises en service en 1983 et 1985 respectivement) et de Doel 3 et 4 (mises en service en 1982 et 1985 respectivement), qui ont une durée de vie de 40 ans. Par ailleurs, EDF Luminus dispose d'un droit de tirage de 100 MW sur la centrale nucléaire française de Chooz B, sur la base d'un ruban de production garanti selon la disponibilité moyenne du parc français.

En 2014, EDF Luminus a vu sa production d'énergie nucléaire baisser suite à l'arrêt fortuit des deux tranches nucléaires Doel 3 et Tihange 2 résultant de la détection de micro-défauts dans les cuves, ainsi que suite à l'arrêt de la tranche Doel 4 en raison d'actes de sabotage. Concernant Doel 3 et Tihange 2, un dossier sera remis par Electrabel à l'Agence fédérale du contrôle nucléaire, qui se prononcera sur le redémarrage éventuel des centrales. Concernant Doel 4, le redémarrage a eu lieu le 19 décembre suite à la réparation de la turbine endommagée liée aux actes qualifiés de malveillance, bien qu'aucune preuve ne soit à ce jour déterminée.

Le montant de la taxe nucléaire 2014 pour l'ensemble des producteurs nucléaires belges, calculé sur l'énergie nucléaire produite en 2013, s'est élevé à 469,3 millions d'euros (contre à 481 millions d'euros en 2013). Le montant payé en 2014 pour les deux filiales belges du groupe EDF s'élève à 62,6 millions d'euros, contre 59,4 millions d'euros en 2013, reflétant la hausse de la production reçue en 2013 par rapport à 2012 de leurs participations dans les centrales nucléaires belges.

Par ailleurs, le parc de production exploité par EDF Luminus se compose de centrales électriques alimentées en gaz naturel, de parcs éoliens et de quelques centrales hydrauliques « au fil de l'eau ». Sont exploitées notamment trois centrales thermiques de pointe, à Monsin, Ham et Angleur.

EDF Luminus exploite également quatre centrales à cycle combiné à Angleur, Ringvaart, Seraing et Ham. Dans cette dernière, la chaleur récupérable auprès de la turbine à vapeur est utilisée pour le réseau de chauffage urbain de la ville de Gand. La centrale de Seraing quant à elle a été sélectionnée à l'été 2014 pour la réserve stratégique de la Belgique pour une durée de trois ans.

dans les domaines de la mobilité électrique, de l'efficacité énergétique, de la solidarité, de la formation et de la R&D.

En juillet 2014, le groupe EDF et EDF Luminus ont signé une convention de partenariat avec la ville de Genk portant sur des projets innovants, durables et fédérateurs. L'objectif consiste d'une part à mener une étude pour l'optimisation de l'éclairage public sur le territoire de Genk, et d'autre part à lancer un projet de plan directeur pour la mobilité électrique pour le Limbourg.

En décembre 2014 a été signée une convention de partenariat avec la ville de Gand pour le projet de chauffage urbain.

EDF Luminus a poursuivi sa stratégie de prix et de prestations de services pour mieux répondre aux attentes des clients et affirmer son positionnement en termes de prix par rapport aux concurrents. EDF Luminus a gardé une part de marché stable d'environ 20 %, dans un marché difficile marqué par un niveau d'attrition qui est resté relativement élevé.

EDF Luminus est présent dans les énergies renouvelables avec 7 centrales hydrauliques et 19 sites éoliens *onshore* répartis en Wallonie et en Flandre. La société figure parmi les leaders de l'éolien en Belgique, avec une puissance installée de 186 MW fin 2014. En 2014, EDF Luminus a érigé 18 éoliennes pour une capacité totale de 41,4 MW, et a acquis un portefeuille de 20,9 MW déjà construit (10 éoliennes).

Services énergétiques

EDF Luminus a pris une participation de 50 % dans le capital de la société Rami Services en septembre 2014. Ce partenariat s'est concrétisé par le lancement de « Luminus Home Solutions », une offre de services à destination des particuliers, « Luminus Entretien Chaudière », ainsi que la vente d'un thermostat pour *smartphone* appelé « Netatmo », dont le design a été créé par Philippe Starck.

6.3.3.1.2.3 Pays-Bas

EDF et Delta disposent au travers d'une société commune, Sloe Centrale BV, d'une centrale au gaz naturel de 870 MW dans le sud-ouest des Pays-Bas, dont les deux unités de 435 MW ont été mises en service en 2009 et révisées mi-2013. En 2014, la centrale de Sloe a bénéficié d'un niveau de fonctionnement élevé grâce à des conditions de marché favorables.

6.3.3.1.3 Russie

Le groupe EDF est présent en Russie dans le domaine des services énergétiques, au travers d'EDF Fenice et de sa filiale russe Fenice Rus, ainsi que dans le domaine du transport et de la distribution d'électricité, au travers d'EDF International Networks (anciennement EDF Distribution International) et de sa filiale russe EDF Grids Vostok, toutes deux détenues à 100 % par le Groupe.

Fenice Rus a été créée en novembre 2009 dans le but de commercialiser des services énergétiques aux industriels, notamment dans le domaine de l'efficacité énergétique. La société poursuit ses activités auprès de partenaires russes de référence et de grands groupes français implantés en Russie. Un financement a été accordé en 2013 à Fenice Rus par la Banque européenne pour la reconstruction et le financement (BERD) afin de développer ses nouveaux projets (voir section 6.4.1.3.2 (« EDF Fenice »)).

EDF Grids Vostok a été créée en janvier 2012 et porte l'activité opérationnelle d'EDF International Networks en Russie. En 2013, EDF International Networks SAS et Rosseti (la société russe créée en 2013 et porteuse des activités de transport et de distribution d'électricité, anciennement MRSK et FSK) ont signé un *Memorandum of Understanding*. Les sociétés se sont mises d'accord pour étudier l'opportunité de gestion conjointe de réseaux dans une des régions russes. En 2014, EDF International Networks et Rosseti ont signé un accord pour étendre le cadre de leur coopération.

Le 29 décembre 2014, le Groupe a cédé à Gazprom sa participation de 15 % dans le projet de gazoduc de South Stream (South Stream Transport BV). Suite à cet accord, EDF a récupéré l'intégralité des sommes investies dans le projet à ce jour, calculées conformément aux accords préexistants.

6.3.3.1.4 Kazakhstan

Le 5 décembre 2014, un accord-cadre de coopération a été signé entre EDF et Samruk-Energy, le principal opérateur électrique du Kazakhstan, société publique. Partenaires depuis 2012, notamment dans l'optimisation de réseaux de distribution d'une filiale de Samruk-Energy, les sociétés ont signé cet accord-cadre pour prolonger et étendre la coopération dans les

domaines de l'efficacité énergétique, de la production, du transport et de la distribution d'électricité, du développement des énergies renouvelables, ainsi que de la ville durable et de la formation.

6.3.3.1.5 Suisse

Le groupe EDF est présent en Suisse au travers de ses participations dans Alpiq Holding SA (25 %) et dans les ouvrages de production hydraulique du Châtelot (50 %) et de Mauvoisin (10 %).

Alpiq est un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, issu du regroupement, réalisé en 2009, des actifs industriels d'Atel et d'EOS ainsi que de l'apport par EDF de sa quote-part des droits à l'énergie et à la puissance et charges afférentes relatifs au barrage d'Émosson en Suisse. Il s'agit d'une entreprise électrique de taille significative au cœur des échanges électriques européens, active dans la production, la vente et le négoce d'énergie ainsi que dans les services énergétiques. Alpiq représente plus d'un tiers de l'approvisionnement en électricité sur le territoire suisse.

Sur la base du chiffre d'affaires 2014 publié par Alpiq (8 058 millions de francs suisses), l'ensemble constitué par Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses (99,7 TWh vendus en 2014, principalement sur les marchés de gros et aux grands clients européens du Sud de l'Europe et d'Europe centrale et orientale). Alpiq assure par ailleurs la desserte d'une centaine de milliers de clients dans le nord-ouest de la Suisse. Cette activité est adossée à des actifs de production et de transport importants en Suisse et dans les pays où Alpiq développe sa présence. En 2014, Alpiq disposait d'une puissance totale installée de 6 417 MW et d'une production de 16,3 TWh (hors contrats à long terme), détaillées dans le tableau ci-dessous :

	Capacité installée ⁽¹⁾		Production ⁽¹⁾	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire	795	12	6 238	38
Thermique à flamme	2 568	40	4 249	26
Hydraulique	2 746	43	5 280	32
Autres renouvelables ⁽²⁾	308	5	541	4
TOTAL⁽³⁾	6 417	100	16 307	100

(1) Données à 100 %.

(2) Comprenant les petites centrales hydrauliques.

(3) Ces valeurs correspondent à l'expression à l'entier le plus proche de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

Les résultats enregistrés en 2011 et 2012 ont amené Alpiq à lancer un important programme de restructuration qui s'est poursuivi en 2014. Dans ce cadre, Alpiq a vendu en 2012 sa participation de 20 % au capital de la société italienne Edipower et sa filiale allemande du secteur technique d'alimentation en énergie (EVT), et en 2013 ses participations dans Romande Énergie, Re Power et Società Elettrica Sopracenerina SA (SES), ainsi que 15 % dans le projet de centrale de pompage turbinage de Nant de Drance, dans lequel elle conserve 39 %. Avec le transfert de son réseau Très Haute Tension, en échange de titres et créances, Alpiq a ainsi reçu pour l'ensemble de ces cessions plus de 1,5 milliard de francs suisses.

En complément, afin de renforcer sa structure de capital, Alpiq a placé en mai 2013 un emprunt hybride public pour 650 millions de francs suisses et signé un prêt hybride avec ses principaux actionnaires suisses pour un montant de 366,5 millions de francs suisses.

Ainsi, les désinvestissements conjugués au financement hybride et l'apport de liquidités des activités opérationnelles ont permis à Alpiq de réduire son endettement net, passant de 4 milliards de francs suisses en 2012 à 2 milliards en 2013. De plus, grâce à l'optimisation de ses engagements financiers et certains remboursements anticipés, Alpiq a réduit à fin 2014 son endettement net à 1,6 milliard de francs suisses.

Face au nouvel environnement de marché et à la mutation du secteur électrique, Alpiq a poursuivi sa réflexion stratégique qui l'amène à vouloir se développer sur les secteurs des ressources énergétiques distribuées et les activités de services énergétiques. Ceci s'est notamment traduit par l'acquisition de la société Flexitricity, leader britannique de la gestion de charge et le développement d'une offre GridSense, technologie de gestion intelligente de la consommation d'énergie dans les bâtiments.

Suite aux cessions et à l'important programme de restructuration et de réduction de coûts, Alpiq était parvenue à clôturer l'exercice 2013 avec un résultat positif de 18 millions de francs suisses, malgré de nouvelles pertes de valeurs d'un montant de 275 millions de francs suisses. Avec des conditions de marché toujours difficiles, Alpiq a poursuivi ses efforts de restructuration et de réduction des coûts et cédé 49,9 % de sa participation dans Swissgrid ainsi qu'une partie de son prêt d'actionnaire pour un montant attendu de plus de 360 millions de francs suisses. À l'instar d'autres énergéticiens suisses, Alpiq a dû enregistrer de nouvelles pertes de valeur, notamment sur l'hydraulique suisse, pour un montant de 1 047 millions de francs suisses après impôts, ce qui l'amène à un résultat net après effets exceptionnels de - 902 millions de francs suisses.

6.3.3.1.6 Autriche

L'Autriche est située au centre des interconnexions électriques, et en particulier gazières, de la plaque européenne. Elle est fortement intégrée au marché de la plaque germanique et, à ce titre, présente un intérêt pour les investisseurs étrangers. Le parc de production électrique autrichien est composé à 70 % de centrales hydrauliques.

EDF International détient 25 % de la holding Energie Steiermark AG (Estag) (correspondant à la minorité de blocage en droit autrichien). Le Land de Styrie détient le solde des actions d'Estag et a conclu avec le groupe EDF un pacte d'actionnaires qui donne à EDF des pouvoirs plus étendus que sa minorité de blocage. Estag est à la tête d'un groupe de sociétés autrichiennes intervenant dans les domaines de l'énergie et des services associés. Centré sur la Styrie, le groupe Estag développe aussi ses activités dans les autres *Länder* autrichiens et dans certains pays voisins.

Estag a acquis en janvier 2013 la participation minoritaire de 34,57 % que détenait Verbund dans Steweg-Steg (SSG), l'une des principales filiales du groupe Estag et premier distributeur et commercialisateur d'électricité du Land de Styrie. Suite à cette acquisition, qui a permis à Estag de détenir directement ou indirectement 100 % du capital de SSG, le groupe Estag a pu être restructuré en 2014 suivant une organisation axée sur les métiers et les activités du groupe tout au long de la chaîne de valeur, et non plus, comme précédemment, sur les types d'énergies.

6.3.3.1.7 Espagne

Au 31 décembre 2014, le groupe EDF détient 31,48 % du capital de la société Elcogas. Elcogas exploite à Puertollano une centrale d'une puissance brute de 320 MW alimentée en mode GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné) grâce à la gazéification de charbon local et de coke de pétrole (*petcoke*). Outre le gaz naturel, cette installation permet d'utiliser du charbon et des cokes de pétrole avec des émissions atmosphériques très inférieures aux normes européennes. Cette installation est actuellement la plus grande centrale en combustible solide de ce type au monde. En 2014, Elcogas a produit 892 GWh¹, dont 753 GWh en mode GICC. Depuis 2010, l'installation de Puertollano comprend un pilote de captage de CO₂ et de production d'hydrogène. Il s'agit du premier pilote au monde de taille industrielle associé à un GICC. D'une puissance de 14 MWth, le pilote peut traiter 2 % du gaz synthétique issu du gazéifieur, capter 4,17 tonnes de dioxyde de carbone et produire entre 83 et 207,5 kilogrammes d'hydrogène à l'heure. Il s'agit de captage en précombustion, en amont de la turbine à combustion, suivant le procédé d'absorption chimique aux amines activées.

Le Groupe est également présent sur le marché espagnol au travers de la filiale locale d'EDF Énergies Nouvelles (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) et de celle de Fenice, Fenice Instalaciones Iberica (voir sections 6.4.1.3.2 (« EDF Fenice »)). EDF Trading est actif sur ce marché à partir de sa plate-forme de *trading* de Londres (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Trading »)).

6.3.3.2 Amérique du Nord

Le Groupe EDF est implanté sur tout le continent nord-américain, avec une forte présence aux États-Unis.

6.3.3.2.1 Marchés nord-américains

6.3.3.2.1.1 États-Unis

Avec une production d'électricité totale de 4 089 TWh en 2014², les États-Unis constituent un des plus grands marchés de l'électricité au monde. En 2014, le mix de production électrique des États-Unis était composé de 39,6 % de charbon, 27 % de gaz naturel, 19,2 % de nucléaire, 12,9 % d'énergies renouvelables et de 1,3 % provenant d'autres types d'énergie.

Les prix relatifs des carburants et le vortex polaire de l'hiver 2013-2014 ont favorisé la production électrique au charbon plutôt qu'au gaz naturel, avec une variation de + 2,2 % et - 0,8 % respectivement par rapport à l'année dernière. Pour la première fois en 2014, la production à partir d'énergies renouvelables hors hydroélectricité a dépassé la production hydroélectrique traditionnelle en données annualisées.

Au premier semestre 2014³, l'apport de capacités supplémentaires était inférieur de 40 % aux ajouts de capacité de 2013, passant de 7 249 MW à 4 350 MW. Alors que les ajouts de gaz naturel ont diminué de moitié environ à seulement 2 319 MW en 2014 et qu'une nouvelle centrale au charbon est devenue opérationnelle, les capacités ont augmenté de près de 70 % dans le solaire et de 105 % dans l'éolien pour atteindre au total 1 821 MW de nouvelles capacités. Environ 28 % de ces nouvelles capacités sont installées en Floride (gaz naturel uniquement), suivies par la Californie avec 1 100 MW d'ajouts de capacités, dont quelque 77 % dans le solaire et 21 % dans l'éolien.

La croissance de la demande d'électricité devrait ralentir sous l'effet des politiques d'efficacité énergétique et des investissements associés. D'ici à 2040, la demande en électricité progressera de 29 % pour atteindre 4 954 TWh⁴. Les futurs besoins électriques vont nécessiter 351 GW de capacités supplémentaires entre 2012 et 2040. Sur la même période, l'*Energy Information Administration* (EIA) prévoit le retrait de 97 GW de capacités, principalement dans le charbon. D'ici à 2040, le gaz naturel devrait représenter 73 % de l'apport de capacités supplémentaires, contre 24 % pour les énergies renouvelables, 3 % pour le nucléaire et 1 % pour le charbon.

En 2040⁴, le mix de production sera composé de 35,2 % de gaz naturel, de 32 % de charbon, de 16,3 % d'énergies renouvelables et de 15,5 % de nucléaire. Les prévisions de l'EIA en matière de capacité et de production nucléaire se fondent sur des hypothèses concernant le potentiel de hausse des capacités, les nouvelles exigences de licences, l'évolution des frais d'exploitation et des facteurs extérieurs comme les prix du gaz naturel et les programmes de soutien aux autres technologies de production d'énergie. Le prix de l'électricité reste relativement faible en raison de la baisse du prix du gaz naturel et d'une demande limitée : d'ici à 2040, le prix moyen nominal devrait afficher une croissance annuelle de 2,3 %.

La lutte contre le réchauffement climatique est au cœur de la politique de l'administration actuelle, à la fois sur les plans international et fédéral. En juin 2014, l'Agence américaine de protection de l'environnement (*Environmental Protection Agency* – EPA) a proposé le *Clean Power Plan*, établissant comme objectif de taux d'émission au niveau national une réduction d'environ 30 % des émissions de CO₂ pour le secteur de l'électricité d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 2005. Quatre axes majeurs ont été identifiés pour atteindre cet objectif : une amélioration de 6 % du rendement thermique pour le charbon, une redistribution du charbon vers le CCG avec un facteur de capacité de 70 %, une utilisation accrue des énergies renouvelables et du nucléaire, ainsi qu'une plus grande efficacité énergétique à l'aval afin de freiner la consommation d'électricité à hauteur de 1,5 % par an. La règle finale devrait être publiée à l'été 2015 ; le calendrier de mise en œuvre dépendra de chaque État. Alors que le prix actuel du carburant ne plaide pas en faveur du développement du nucléaire, les objectifs du *Clean Power Plan* reposent sur la disponibilité à long terme du parc nucléaire actuel.

D'après l'EIA, les États-Unis sont devenus le premier producteur mondial de pétrole en 2013 devant l'Arabie Saoudite, et de gaz naturel en 2014 devant la Russie. Ils devraient également devenir exportateurs net de gaz naturel liquéfié en 2016 et exportateurs net de gaz naturel dans son ensemble en 2018. Après avoir atteint son plus bas niveau depuis 1999 sur un mois en avril 2012 avec une moyenne mensuelle de 2,34 \$/MBtu, le gaz naturel Henry Hub s'est vendu à un prix moyen de 4,4 \$/MBtu en 2014 et devrait atteindre 7,65 \$/MBtu (en dollars américains 2012) en 2040, soit un taux de croissance annuel moyen de 2,15 %.

1. Données à 100 %.

2. *Energy Information Agency*, Short-Term Energy Outlook, février 2015.

3. *IHS Rivalry*, North America Power Market Outlook, février 2015.

4. *Energy Information Administration*, Annual Energy Outlook, avril 2014.

6.3.3.2.1.2 Canada

En 2014, la production d'électricité au Canada s'est élevée à 592,3 TWh, soit une baisse de 0,4 % par rapport à 2013. Le mix de production en 2014 était composé de 57,5 % d'hydraulique, de 16,2 % de nucléaire, de 11,3 % de charbon, de 8,9 % de gaz naturel et de 6,1 % d'autres énergies renouvelables¹. La production électrique au Canada est à plus de 80 % sans émissions, et le pays se classe au troisième rang mondial en termes de production d'hydroélectricité, derrière la Chine et le Brésil.

Les réseaux électriques du Canada et des États-Unis sont fortement intégrés, permettant aux États-Unis de bénéficier de la stabilité du marché canadien.

En revanche, le marché de l'électricité canadien, organisé par provinces, est relativement fragmenté, en raison notamment du rôle déterminant des politiques provinciales en matière d'émissions de carbone et de sources d'énergies renouvelables. Les provinces de l'Ontario et du Québec, qui représentent ensemble plus de 55 % du marché canadien, ne poursuivent ainsi pas les mêmes objectifs de mix énergétique. En Ontario, le gouvernement s'est engagé à ce que le nucléaire continue de générer plus de 40 % du mix énergétique. Au Québec, du fait de la mise en place du nouveau régime de normes de fiabilité concernant le transport d'électricité en 2009 et de la fermeture² de l'unique centrale nucléaire Gentilly 2 en décembre 2012, la Régie de l'Énergie (organisme de régulation du secteur) a approuvé un important plan d'investissement dans le but de rénovier l'ensemble du réseau électrique³.

La part du nucléaire dans le mix énergétique canadien représente actuellement environ 15 %. Le Bureau national de l'Énergie estime que cette part devrait diminuer jusqu'à atteindre 12 % du mix énergétique en 2035⁴, en raison du développement des installations éoliennes et des centrales au gaz. D'ici à 2040, la demande en électricité progressera de 29 % pour atteindre 708 TWh, et la capacité de production augmentera de 20 %. Environ 12,8 GW de capacité seront mis hors service, dont 6,7 GW dans le charbon et 3 GW dans le parc nucléaire (fermeture de la centrale de Bruce prévue en 2019). Plus de 47,9 GW de nouvelles capacités seront créées sur la même période, dont 12 GW de centrales à cycle combiné, près de 12 GW de centrales hydroélectriques et plus de 12 GW de parcs éoliens terrestres⁵.

Conscient de l'opportunité que représente la demande croissante des marchés d'Asie-Pacifique, le Canada est déterminé à jouer un rôle significatif dans l'approvisionnement de la demande mondiale en gaz et en pétrole. Pour atteindre cet objectif, le Canada doit sécuriser ses relations commerciales avec ses partenaires asiatiques et développer des infrastructures d'envergure mondiale pour l'exportation d'hydrocarbures tout en attirant les investisseurs étrangers dans l'industrie énergétique. Le gouvernement ayant limité les prises de participation étrangères dans le sable bitumineux canadien depuis décembre 2012, les entreprises étrangères s'orientent donc maintenant vers des opportunités d'exportation, via le golfe du Mexique et le potentiel *pipeline* Keystone, ou par les terminaux d'exportation installés sur les façades atlantique et pacifique.

6.3.3.2.1.3 Mexique

Au Mexique, le système d'électricité public disposait d'une capacité installée de 54,4 GW en 2014, pour une production brute de 258,3 TWh⁶. La majeure partie de la production électrique du Mexique provient de centrales thermiques, qui représentent 78,3 % du mix énergétique. Le reste de la production est composé à 14,8 % d'hydroélectricité, à 3,7 % de nucléaire et à 3,1 % d'autres énergies renouvelables. Alors que le gaz naturel occupe une place de plus en plus importante dans le mix énergétique mexicain, le Mexique reste un importateur net de gaz naturel, en particulier en provenance des États-Unis.

En août 2014, huit mois après l'adoption par le parlement mexicain d'une série d'amendements visant à restructurer les secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité, le Président mexicain a signé plusieurs lois prévoyant la mise en œuvre d'un cadre favorable à l'ouverture et la concurrence dans le secteur de l'électricité au Mexique. Les trois entités les plus affectées par ces réformes sont le Centre national de contrôle de l'énergie (CENACE), la Commission de réglementation de l'énergie (CRE) et la Commission fédérale de l'électricité (CFE). Le rôle de la CRE sera comparable à celui des commissions de services publics d'état aux États-Unis, habilitées à certifier les nouveaux sites de production. Le CENACE ne sera plus sous la supervision de la CFE et se verra confier un rôle indépendant pour faire correspondre l'offre et la demande énergétique, à l'instar du RTO/ISO aux États-Unis. La CFE devra devenir une « entreprise publique productive » capable de concurrencer les entreprises privées.

Les prix élevés de l'électricité pour les clients commerciaux et industriels, ainsi que les conditions favorables des prêts bancaires, rendent l'énergie éolienne compétitive, sans besoin de recourir à des subventions. Le gouvernement fédéral s'est donné comme objectif d'atteindre les 7,5 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique d'ici 2017.

6.3.3.2.2 Activités du groupe EDF en Amérique du Nord

Le groupe EDF dispose de plus de 4,5 GW de capacité installée en Amérique du Nord. Par ailleurs, il gère pour le compte de tiers environ 28 GW de capacité installée dans le cadre de contrats d'exploitation et maintenance ou de services d'optimisation.

Les activités d'EDF en Amérique du Nord regroupent principalement :

- les investissements dans la production nucléaire, liés à sa participation de 49,99 % dans trois centrales nucléaires exploitées par Exelon, premier opérateur nucléaire américain, avec une capacité installée totale de 3,9 GW (soit 1,95 GW consolidés par le groupe EDF) ;
- les énergies renouvelables, avec une capacité nette de 2,56 GW principalement installée aux États-Unis par le biais d'EDF Renewable Energy, filiale américaine détenue à 100 % par EDF Énergies Nouvelles. Par ailleurs, EDF Renewable Services (filiale à 100 % d'EDF Renewable Energy) gère en Amérique du Nord près de 9,4 GW via des contrats d'exploitation et maintenance (O&M) pour compte propre ou compte de tiers ;
- le trading et la gestion d'actifs énergétiques, à travers toute la chaîne de valeur, sur les marchés nord-américains de gaz et d'électricité dans le cadre d'EDF Trading North America.

6.3.3.2.2.1 Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

Le 6 novembre 2009, le groupe EDF et CEG ont créé CENG. Depuis la fusion entre Exelon et CEG, EDF et Exelon détiennent respectivement 49,99 % et 50,01 % de CENG. En juillet 2013, EDF et Exelon se sont accordés pour transférer les licences d'exploitation des centrales de CENG à Exelon. L'accord définitif a été conclu le 1^{er} avril 2014. CENG étant passé sous la gestion managériale d'Exelon le 14 juillet 2014, les salariés de CENG sont à présent directement employés par Exelon. Selon le projet d'accord, CENG a versé à EDF 400 millions de dollars de dividendes exceptionnels et EDF détient une option de vente de ses actions CENG à Exelon à leur juste valeur de marché entre janvier 2016 et juin 2022.

1. Association canadienne de l'électricité, Les Statistiques clés de l'industrie canadienne de l'électricité, juin 2014.

2. Hydro-Québec, Processus de déclassement de la centrale nucléaire Gentilly 2, annexes, octobre 2012.

3. Régie de l'Énergie, Le Tribunal de l'énergie au Québec, 2013.

4. Chambre de commerce du Canada, L'Électricité au Canada : investir intelligemment pour dynamiser la compétitivité future, janvier 2013.

5. IHS Connect, North American Market Fundamentals, août 2014.

6. Source : site internet du Sous-secrétariat mexicain à l'Électricité (Subsecretaria de Electricidad).

Organisation et règles de gouvernance de CENG

La gouvernance de CENG est assurée par un Conseil d'administration composé de dix membres, dont cinq sont nommés par le groupe EDF et cinq autres, dont le Président, par Exelon.

Après obtention de l'approbation de l'autorité de sûreté nucléaire américaine, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC), EDF a finalisé le 1^{er} avril 2014 la transaction prévue par l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 concernant Constellation Energy Nuclear Group (CENG).

Aux termes de cet accord, Exelon, premier exploitant nucléaire américain, détient la licence d'exploitation et assure la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires détenus par CENG (répartis sur trois sites dans les États du Maryland et de New York, et représentant une puissance totale de 4,17 GW).

Activités du parc nucléaire de CENG (exploitation et production d'électricité nucléaire)

L'activité nucléaire de CENG s'exerce dans un environnement réglementé historiquement prévisible placé sous le contrôle de l'autorité américaine de sûreté nucléaire, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC).

Capacité

CENG détient et exploite cinq réacteurs d'énergie nucléaire, répartis sur trois sites d'activité. Les centrales, qui représentent une capacité totale de 4,167 MW, sont présentées dans le tableau ci-dessous. La durée des licences des unités 1 et 2 de Calvert Cliffs, de l'unité 1 de Nine Mile Point et de RE Ginna a été prolongée de 40 à 60 ans.

Réacteurs	Localisation	Capacité (en MW)	% de détention	Capacité détenue en propre (en MW)
Calvert Cliffs 1	Calvert County (Maryland)	863	100	863
Calvert Cliffs 2	Calvert County (Maryland)	850	100	850
Nine Mile Point 1	Scriba (New York)	630	100	630
Nine Mile Point 2 ⁽¹⁾	Scriba (New York)	1 242	82	1 019
RE Ginna	Ontario (New York)	582	100	582
TOTAL		4 167		3 944

(1) CENG détient 82 % de cette unité (soit 1 018,6 MW sur la totalité des 1 242,2 MW de cette unité). Les 18 % de l'unité 2 de Nine Mile Point non détenus par CENG appartiennent à Long Island Power Authority (LIPA). LIPA reçoit 18 % de la capacité et de l'électricité produite par l'unité Nine Mile Point 2, en contrepartie du paiement à CENG de sa quote-part des coûts attachés à cette unité, et est responsable de sa part de 18 % des coûts de démantèlement de cette unité. CENG et LIPA, chacune pour son compte, sont tenues d'apporter un financement propre pour Nine Mile Point 2.

Production et performance technique

Les centrales de CENG ont produit 32,5 TWh d'électricité nucléaire au 31 décembre 2014.

(En TWh)	Production		Facteur de charge	
	2014	2013	2014	2013
Calvert Cliffs 1	6,9	7,8	88,4 %	99,7 %
Calvert Cliffs 2	7,4	6,4	98,0 %	85,9 %
Nine Mile Point 1	5,4	4,9	100,5 %	90,0 %
Nine Mile Point 2	8,0	9,0	87,2 %	97,0 %
RE Ginna	4,7	5,0	92,4 %	98,9 %
TOTAL ⁽¹⁾	32,5	33,1	n.a.	n.a.

(1) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

Sûreté nucléaire

La sûreté nucléaire constitue la priorité absolue des centrales nucléaires de CENG. La direction de CENG a mis en place des évaluations permanentes de suivi et de gestion afin de garantir la fiabilité et la sûreté des centrales.

Combustible nucléaire

Approvisionnement en combustible nucléaire

L'approvisionnement en combustible des centrales nucléaires comprend l'achat d'uranium, la conversion de concentrés d'uranium en hexafluorure d'uranium, l'enrichissement d'hexafluorure d'uranium ainsi que la fabrication et le transport d'assemblages combustibles à la fois pour réacteur à eau pressurisée (REP) et pour réacteur à eau bouillante (REB).

La fabrication d'assemblages combustibles

CENG a conclu des contrats à long terme pour l'achat, la conversion et l'enrichissement de combustible nucléaire, ainsi que pour la fabrication d'assemblages combustibles. Ces engagements devraient lui permettre

de disposer de quantités suffisantes pour satisfaire ses besoins estimés pour les prochaines années. Les marchés du combustible nucléaire sont concurrentiels et connaissent des prix parfois volatils, mais la Direction du Groupe ne pense pas rencontrer de problèmes pour satisfaire ses besoins d'approvisionnement futurs.

Stockage du combustible nucléaire utilisé – installations fédérales

Le *Nuclear Waste Policy Act* (NWPA) de 1982 prévoit que le gouvernement fédéral doit développer, par l'intermédiaire du *Department of Energy* (DoE), l'aménagement d'un entreposage destiné à recueillir le combustible utilisé et les déchets hautement radioactifs. Conformément au NWPA et aux contrats types conclus entre CENG et le DoE, CENG était tenu de verser au DoE une part d'un millième (0,001 dollar américain) par kilowattheure de sa production nette d'énergie nucléaire afin de payer les coûts des déchets hautement radioactifs (la « taxe DoE »). Cette charge était enregistrée comme « taxe DoE d'entreposage des déchets nucléaires ». Cependant, bien que le NWPA et les contrats conclus entre CENG et le DoE mentionnent que le DoE aurait dû prendre en charge les déchets hautement radioactifs au plus tard le 31 janvier 1998, cette échéance n'a pas été respectée. Le retard du

DoE a contraint CENG à prendre de nouvelles mesures assorties de coûts supplémentaires pour organiser et entretenir des dispositifs d'entreposage du combustible usé sur place au sein de ses trois sites nucléaires. CENG a mis en place des installations intermédiaires d'entreposage du combustible usé (ISFSI) sur ces sites, qui seront maintenues en fonction des besoins. La NRC a publié une politique qui autorise le stockage de combustible usé sur site dans l'attente d'une solution définitive pour son entreposage permanent.

Stockage du combustible nucléaire usé – installations sur site

La centrale nucléaire de Calvert Cliffs exploite une installation de stockage indépendante de combustible usé depuis 1992 sur son propre site. Elle a obtenu de la NRC en 2014 une extension de ses opérations de 40 ans. L'installation de deux unités de stockage indépendantes de combustible a été finalisée en 2010 et 2012, respectivement sur les sites de Ginna et Nine Mile Point.

Coût de démantèlement des installations nucléaires

CENG a l'obligation de démanteler ses centrales nucléaires à la fin de leur période d'exploitation. Conformément à la réglementation de la NRC et aux conditions imposées par les États fédérés concernés, CENG a mis en place des fonds exclusivement destinés à couvrir les coûts de démantèlement des centrales. Le Comité d'investissement de CENG établit la stratégie générale d'investissement relative à ces fonds, y compris l'allocation des actifs entre les différentes classes d'actifs. La NRC contrôle l'adéquation des fonds de démantèlement nucléaire.

6.3.3.2.2.2 Unistar Nuclear Energy (UNE)

Le 27 février 2015, suite à la requête adressée par AREVA à la NRC pour suspendre l'étude de certification de conception pour l'EPR dans sa version américaine, UNE a informé la NRC de sa décision d'interrompre les travaux d'étude de la *Combined Licence Application* (COLA) pour la centrale nucléaire proposée sur le site de Calvert Cliffs 3. Pendant la période de suspension des travaux d'études du COLA, le développement par le Groupe de son activité nucléaire aux États-Unis est arrêté.

6.3.3.2.2.3 EDF Trading en Amérique du Nord

EDF Trading est présent sur les marchés nord-américains de l'électricité (y compris les droits de transport financiers), du gaz, du charbon et des produits environnementaux. L'entité intervient également dans l'optimisation d'actifs concernant l'électricité, le gaz et les produits environnementaux. EDF Trading est l'un des plus importants fournisseurs de services auprès de tiers de gestion de l'énergie sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz en Amérique du Nord (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Trading »)).

Activités électricité et gaz

En Amérique du Nord, EDF Trading est l'un des principaux prestataires de services de gestion de l'énergie auprès de sociétés productrices d'électricité aux États-Unis et au Canada. Ses services comprennent l'approvisionnement en combustible, l'analyse des marchés, les opérations de couvertures ainsi que l'interface avec les opérateurs de système (ISO). EDF Trading North America gère ainsi près de 21 GW de production électrique (63 centrales réparties sur le territoire des États-Unis), dont les actifs nucléaires d'EDF Inc. ainsi que des fermes éoliennes d'EDF Renewable Energy au Texas. Son large champ d'activité lui confère ainsi une place prépondérante sur les plus grands points d'échange d'électricité en Amérique du Nord. EDF Trading est l'un des cinq principaux commercialisateurs sur le marché du gaz en Amérique du Nord. Il a signé des accords de *pipeline* aux États-Unis, au Canada et au Mexique et distribue sur le marché en moyenne 7,62 milliards de pieds cubes par jour. En 2014, l'équipe a ajouté 950 MW de production sur trois sites, grâce notamment à ses premiers accords de gestion énergétique signés en Floride, Alabama et Louisiane.

Activité production gaz

EDF Trading Resources est une société dédiée à l'acquisition et au développement d'actifs de production de gaz aux États-Unis. La société a acheté ses premiers actifs de production de gaz en 2012 dans l'Est du Texas. Elle détient aujourd'hui environ 500 puits de production. En 2013, elle a créé une coentreprise dans le bassin de Marcellus avec Alpha Natural Resources, qui lui permet de continuer à élargir son champ d'action. Le projet a reçu son premier permis de forage en 2014.

Activité produits environnementaux

Le portefeuille d'EDF Trading inclut les certificats d'énergies renouvelables (REC), le biogaz, les émissions et crédits de carbone, ainsi que les dérivés climatiques. EDF Trading travaille en partenariat avec des producteurs d'énergie renouvelable, assurant la valorisation sur le marché des certificats générés par leur production verte. En 2014, EDF Trading a étendu son activité REC au Québec et poursuivi le développement de ses produits dérivés climat.

EDF Energy Services

EDF Energy Services est la division d'EDF Trading dédiée aux grands clients industriels qui interviennent sur les marchés nord-américains de l'électricité, du gaz et des produits environnementaux. Cette division est présente dans 13 États et provinces aux États-Unis et au Canada. Nombre de ces grands clients sont européens ou également présents en Europe, ce qui permet à EDF Trading de les accompagner sur les différents marchés où ils sont présents. En 2014, la division a étendu ses activités à de nouvelles régions, dont l'Ohio et la Pennsylvanie. Elle est désormais le dixième fournisseur de détail d'électricité hors marché résidentiel en Amérique du Nord.

Activité charbon et fret

EDF Trading présente une activité charbon et fret pleinement intégrée, avec de multiples sources d'approvisionnement dans le monde entier. EDF Trading North America intervient en appui à l'équipe londonienne d'EDF Trading, gérant l'activité sur le marché nord-américain, exportateur de charbon.

6.3.3.2.2.4 EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord

EDF Énergies Nouvelles, à travers ses filiales EDF Renewable Energy, EDF Renewable Services, EDF EN Canada et EDF EN Mexico, a poursuivi son développement en Amérique du Nord, en mettant en service 945,5 MW de capacités éoliennes, solaires photovoltaïques et dans le biogaz en 2014.

En parallèle, EDF Énergies Nouvelles a continué sa politique dynamique de développement-vente d'actifs structurés en procédant à des cessions de participation en capital dans sept de ses actifs sur cette zone, pour un équivalent en capacité de plus de 400 MW nets.

EDF Renewable Services, filiale d'EDF Renewable Energy, gère des projets éoliens et solaires, pour compte propre et pour le compte de tiers, pour une capacité totale de plus de 9,3 GW au 31 décembre 2014. EDF Renewable Services a affiché un taux de croissance de 27 % en Amérique du Nord, principalement grâce à la solidité de ses activités de développement commercial au Canada dans le secteur solaire photovoltaïque qui a connu une progression de 237 MW (170 %).

États-Unis

Le Groupe est présent aux États-Unis à travers EDF Renewable Energy, filiale à 100 % d'EDF Énergies Nouvelles et producteur indépendant d'énergies renouvelables. Aux États-Unis, au 31 décembre 2014, EDF Renewable Energy détenait 2 229,9 MW de capacité brute installée dans l'éolien, le solaire, le biogaz et la biomasse (1 870,3 MW nets). En 2014, EDF Renewable Energy a mis en service les projets éoliens de Spinning Spur 2 (161 MW) et Hereford (200 MW) au Texas, les projets solaires de Lancaster (5,9 MWC) et Lepomis (6,0 MW) au Massachusetts, et 1 MW sur les 20 MW du projet biogaz Heartland.

Canada

En 2008 et par l'intermédiaire du consortium Saint-Laurent Énergies, EDF Énergies Nouvelles a remporté un appel d'offres lancé par Hydro-Québec pour la construction de cinq parcs éoliens d'une capacité totale de 954 MW au Québec. Trois projets éoliens avaient été mis en service en 2012 : Saint-Robert-Bellarmin (80 MW), Massif du Sud (150 MW) et Lac Alfred phase I (150 MW). Le parc éolien Lac Alfred phase II (150 MW) a été mis en service en 2013. La construction du quatrième projet, Rivière du Moulin (350 MW), le plus important du programme de mise en œuvre, a été lancée en 2014, et la phase I (150 MW) a été mise en service fin novembre 2014. Le cinquième projet, Mont Rothery (74 MW), est également en cours de construction. Deux autres projets (Le Granit et La Mitis, pour un total de 50 MW), élaborés à la suite d'un appel d'offres d'Hydro-Québec remporté en décembre 2010, sont également devenus opérationnels en 2014. EDF EN Canada, en partenariat avec Enbridge, a procédé à l'acquisition de Blackspring Ridge (300 MW) dans la province d'Alberta en 2013 et a suivi un programme de construction intensif en vue de la mise en service du projet en juin 2014. EDF EN Canada détient également un parc de production solaire, Arnprior Solar Project, d'une capacité de production de 23,4 MW, situé dans la province de l'Ontario. Par le biais du programme DVAS (développement et vente d'actifs structurés), des partenariats d'investissement ont été conclus au Canada pour permettre certaines cessions au sein du portefeuille au Québec. À fin 2014, la capacité installée du Groupe au Canada s'élevait à 487,8 MW bruts, soit 463,8 MW nets.

Mexique

Au Mexique, pays au potentiel de développement éolien considérable, EDF EN Mexico a mis en service la dernière tranche du parc EDP-Santo Domingo (60 MW sur un total de 160 MW), situés dans l'État d'Oaxaca. Santo Domingo, ainsi que Bii Stinu dont la mise en service était intervenue en 2013, sont détenus à parts égales avec le groupe japonais Mitsui & Co. Fin 2014, le Groupe disposait d'une capacité installée totale au Mexique de 391,5 MW bruts (229,5 MW nets).

6.3.3.3 Asie-Pacifique

Les activités du groupe EDF sur la zone Asie-Pacifique se concentrent sur la Chine et les pays à fort développement de l'Asie du Sud-Est et de l'Asie du Sud.

L'investissement dans le secteur de la production électrique en Asie, notamment en Chine, constitue un enjeu industriel pour le groupe EDF. Dans le nucléaire, en complément du projet de construction et d'exploitation des deux réacteurs de type EPR de Taishan en Chine, les nouveaux projets dans cette zone doivent apporter au Groupe l'accès à des innovations technologiques, et lui permettre dans le même temps de valoriser son savoir-faire industriel. L'objectif d'EDF est de maintenir ainsi ses atouts concurrentiels et technologiques dans un contexte de compétition internationale pour le programme nucléaire mondial, pour l'équipement de pays émergents et dans la perspective du renouvellement du parc français.

6.3.3.3.1 Activités du groupe EDF en Chine

Présent depuis 30 ans en Chine au travers de prestations de conseil dans les domaines nucléaire, thermique et hydraulique, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité par ses participations dans des centrales thermiques au charbon d'une puissance totale installée de 6 980 MW¹. Avec le projet de Taishan phase I (deux réacteurs de 1 750 MW chacun), EDF est devenu investisseur dans un projet de production d'électricité à partir d'une centrale nucléaire de type EPR. Par ailleurs, EDF développe des partenariats lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement dans le nucléaire, le thermique charbon le plus avancé sur le plan technologique, les centrales à gaz, l'hydraulique, la distribution d'électricité et l'efficacité énergétique.

1. Données à 100 %.

Activités dans la production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay, de Ling Ao et de Taishan EPR phase I

Après avoir conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (deux réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun), puis assisté le groupe chinois China General Nuclear Power Co. (CGN) pour la construction des deux tranches de la centrale de Ling Ao phase I (deux réacteurs de 1 000 MW chacun), mises en service respectivement en 2002 et 2003, EDF apporte aujourd'hui une assistance au groupe CGN, et en particulier à la société Daya Bay Nuclear Operation and Management Co. Ltd., dans le domaine de l'exploitation. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leurs mises en service constituent une des principales références du Groupe en Chine.

EDF est aussi intervenue en assistance à la filiale de CGN, China Nuclear Power Engineering Company Ltd. (CNPEC) sur le projet Ling Ao phase II, consistant à construire deux tranches de 1 000 MW sur ce site. Les deux unités de Ling Ao phase II ont été mises en service respectivement en septembre 2010 et en août 2011.

Au 31 décembre 2014, EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd. (TNPJVC), qui a pour objet de financer, de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province du Guangdong. La durée de la société est fixée à 50 ans, soit la durée maximale autorisée à ce jour pour une joint-venture dans le nucléaire en Chine. Par cette opération, le Groupe est le premier et à ce jour le seul investisseur non chinois dans la production nucléaire dans ce pays.

Fin 2014, la construction des bâtiments, la fabrication et la fourniture des principaux équipements ont été achevées pour les deux unités, et les montages électromécaniques se poursuivent à un rythme soutenu. Le succès du projet reposera sur la complémentarité des compétences des groupes EDF et CGN.

Accords de partenariat

L'accord de partenariat global entre EDF et CGN (*Global Partnership Agreement – GPA*) signé en 2007 a été complété en 2014 par des accords de mise en œuvre concernant les domaines de l'ingénierie, la recherche et le développement et l'exploitation. EDF a mis en place une structure basée à Shenzhen, dont les objectifs sont de promouvoir le modèle EDF comme opérateur architecte-ensemblier intégré, tout en entraînant l'industrie française. Les experts dans cette structure s'attachent en particulier à promouvoir les codes et standards français ainsi que le référentiel de sûreté nucléaire d'EDF.

Le 25 avril 2013, en présence du Président de la République Populaire de Chine et du Président de la République française, EDF a signé un accord avec CGN et AREVA qui prépare les conditions pour le lancement de futurs réacteurs et prévoit également la contribution d'EDF au parc de CGN en exploitation, ainsi qu'à son évolution. EDF a par ailleurs conclu le 29 avril 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC), étendu en mars 2014, visant à développer une coopération approfondie et globale.

Les partenariats avec CGN et CNNC ont permis d'engager les discussions sur leur participation au projet Hinkley Point C (voir section 6.3.1.4.3 (« Division Nouveau Nucléaire »)) : un protocole pour favoriser la coopération industrielle entre EDF, CGN et CNNC sur le marché nucléaire britannique a été signé le 26 mars 2014 dans le cadre de la visite en France du Président de la république populaire de Chine.

Activités dans la production d'électricité thermique charbon

EDF est présente dans la production d'électricité thermique à partir de charbon en Chine depuis le 3 septembre 1997, date de signature et d'approbation par le gouvernement du Guangxi du contrat de concession de la centrale de Laibin B.

French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company Ltd. (Figlec)

Au 31 décembre 2014, EDF possède 100 % de French Investment Guangxi Laibin Electric Power Company Ltd. (« Figlec »), la société propriétaire de la centrale de Laibin B (2 x 360 MW de puissance installée), dans la province du Guangxi, et 85 % de Synergie, société chargée de son exploitation et de sa maintenance, les 15 % restants étant détenus par des partenaires locaux. Mise en service en novembre 2000 dans le cadre d'un projet BOT (*Build, Operate and Transfer*), la centrale sera contractuellement transférée au gouvernement du Guangxi en septembre 2015.

Shandong Zhonghua Power Company Ltd. (SZPC)

Au 31 décembre 2014, le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales à charbon dans la province du Shandong, d'une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont le groupe Guodian et l'électricien hongkongais CLP. Ces centrales ont été mises en service progressivement entre 1987 et 2004.

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Au 31 décembre 2014, le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 dans la province du Henan, mise en service en 2007, d'une capacité installée de 2 x 600 MW, de technologie dite « charbon supercritique ». Cette prise de participation s'est effectuée via une joint-venture dont la durée de vie a été fixée jusqu'à 2039 par les autorités chinoises. Les autres actionnaires sont deux sociétés chinoises dont le groupe Datang, majoritaire dans DSPC.

Fuzhou Power Generation Company (FPC)

Au 31 décembre 2014, le groupe EDF détient 49 % de FPC, joint-venture créée en 2014 entre EDF et une filiale du groupe Datang pour la construction et l'exploitation d'une centrale thermique à charbon dite « ultra-supercritique » dans la province du Jiangxi. L'année 2014 a vu le début du chantier de construction et l'arrivée sur site des équipes EDF. La mise en service des deux unités de 1 000 MW chacune est prévue en 2016. Fuzhou sera ainsi la première centrale de type « ultra-supercritique » exploitée par le groupe EDF.

La Chine, dont 75 % de l'électricité est produite à partir de centrales thermiques au charbon, se trouve en effet à la pointe de cette technologie, indispensable pour répondre aux besoins énergétiques chinois tout en limitant l'impact sur l'environnement par la réduction des émissions polluantes. Cet accord permet à EDF une large implication dans le processus industriel de construction et d'exploitation de la future centrale. Le Groupe sera ainsi en mesure de renforcer ses compétences d'ingénierie et d'exploitant thermique, et d'établir de nouvelles synergies industrielles avec des leaders mondiaux de la filière thermique, comme Guangdong Engineering and Design Institute (GEDI), qui réalise la conception de la centrale, ou Dongfang, fournisseur de la turbine.

Activités dans la production d'électricité hydraulique

Présente depuis 1985 dans ce domaine, EDF est un acteur reconnu. Le Groupe est intervenu comme consultant sur plusieurs ouvrages installés en Chine et examine les opportunités d'investissement ou d'offres de service qui répondraient à un besoin de la partie chinoise, qui développe un ambitieux programme hydraulique.

Activités dans le domaine de la R&D

Trois ans après sa création, le centre de R&D d'EDF en Chine continue à renforcer son réseau de partenaires scientifiques dans ce pays, en lien avec les départements de R&D en France et les autres centres de R&D internationaux du Groupe (voir section 11.3 (« L'international et les partenariats »)). Les activités du centre portent sur la production d'électricité décarbonée, le réseau électrique de demain, la ville durable et l'innovation, les capacités en simulation numérique étant une forte composante dans chacun de ces domaines.

Activités dans le domaine de la distribution d'électricité

Présent en Chine depuis 2011, EDF International Networks a signé en Chine plusieurs contrats d'assistance technique en 2014 portant sur la planification et l'amélioration de la performance du réseau de distribution des provinces du Shanxi et du Shaanxi. EDF International Networks a la volonté de développer son activité en Chine pour apporter son expertise, ses méthodes et ses outils les plus performants au service du *management* et de la performance du réseau.

Perspectives de développement et nouveaux projets

Le Groupe étudie avec des opérateurs de production d'électricité chinois l'opportunité de participations dans de nouvelles centrales au charbon de technologie avancée dite « supercritique » ou « ultra-supercritique ».

Dans le domaine des services énergétiques, le contrat signé avec Dongfeng Peugeot Citroën Automobile (DPCA) en 2013 dans le domaine de l'efficacité énergétique sur l'éclairage a été étendu en 2014. Le Groupe souhaite également apporter des solutions innovantes aux industriels et éco-quartiers en s'appuyant sur les compétences d'EDF en Europe, notamment dans le domaine de la cogénération, de la récupération de chaleur perdue et des énergies renouvelables décentralisées (pompe à chaleur, solaire urbain, biomasse, géothermie).

6.3.3.3.2 Activités du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud

L'activité du groupe EDF en Asie du Sud-Est et du Sud est centrée sur le développement du secteur électrique, au travers notamment d'opportunités de projets de conception, de construction et d'exploitation de nouvelles centrales de production thermique et hydraulique dans les pays offrant des opportunités de type *Independent Power Plants* (IPP), comme le complexe de Nam Theun 2 au Laos et le Cycle Combiné Gaz de Phu My 2.2 au Vietnam.

6.3.3.3.2.1 Vietnam

Au 31 décembre 2014, EDF possède 56,2 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO), la société propriétaire de Phu My 2.2, centrale à Cycle Combiné Gaz d'une capacité de 715 MW, mise en service en 2005. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Les autres actionnaires sont les filiales internationales des compagnies japonaises Sumitomo Corporation (28,1 %) et Tokyo Electric Power Company Inc. (Tepco) (15,6 %). Le contrat BOT (*Build, Operate, Transfer*) a une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison « clés en main » de la centrale, et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation.

6.3.3.3.2.2 Laos

Au 31 décembre 2014, le groupe EDF détient 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2, d'une puissance installée de 1 070 MW, construit par le groupe EDF dans le cadre d'un contrat « clés en main » et mis en service en 2010. Les autres actionnaires sont une société thaïlandaise, EGCO (Electricity Generating Public Company Limited) à hauteur de 35 % et une société d'État laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) à hauteur de 25 %. La société NTPC exploite la centrale pour 25 ans au titre du contrat de concession conclu avec le gouvernement du Laos. L'électricité produite est vendue à la Thaïlande pour 95 % et au Laos pour 5 %.

6.3.3.3.2.3 Activités dans la production d'électricité hydraulique et thermique

Le groupe EDF a exprimé son intérêt pour participer aux études et au développement de plusieurs projets de production électrique au Népal, au Cambodge, au Laos, au Myanmar, en Indonésie et aux Philippines.

6.3.3.3.2.4 Activités dans le domaine de la R&D

Suite à l'accord signé avec le *Housing and Development Board* (HDB) de Singapour en juin 2013, principal constructeur de bâtiments de la ville, en vue de développer un dispositif innovant de modélisation urbaine, le groupe EDF a ouvert en 2014 un centre d'excellence pour les villes durables en Asie : EDF Lab Singapore (voir section 17.2.2.9.1 (« La ville durable »)). Ce centre de recherche et de développement consacré à la planification urbaine a vocation à renforcer les collaborations existantes et à en initier de nouvelles avec Singapour et d'autres villes de la région.

6.3.3.4 Amérique latine, Afrique et Moyen-Orient

En Amérique latine, le groupe EDF est présent sur le marché brésilien, pays considéré comme prioritaire dans le développement du Groupe à l'international. Il élargit ses ambitions à certains pays de la zone, dans lesquels il prospecte des opportunités de développement, comme le Chili, la Colombie, le Pérou ou le Mexique.

En Afrique et au Moyen-Orient, le Groupe entend intervenir de la manière la plus adaptée à chaque zone géographique, et ainsi être présent dans des pays à forte croissance offrant de nouveaux marchés. Par ailleurs, il poursuit ses interventions au titre de l'accès à l'énergie.

6.3.3.4.1 Amérique latine

6.3.3.4.1.1 Brésil

Le 11 avril 2014, le groupe EDF a racheté la participation de 10 % détenue par Petrobras dans le capital d'EDF Norte Fluminense, société qui a construit et exploite depuis fin 2004 la centrale à Cycle Combiné Gaz de Norte Fluminense, d'une puissance installée de 0,87 GW et située dans la région de Macaé, dans l'État de Rio de Janeiro. Le Groupe détient donc désormais 100 % d'EDF Norte Fluminense, qui vend chaque année 725 MW à la société de distribution Light (conformément aux termes d'un *Power Purchase Agreement* (PPA) sur une durée de 20 ans), soit environ 6,3 TWh par an. Le solde de la production est vendu sur le marché libre de l'électricité. EDF Norte Fluminense a ainsi vendu 130 GWh en 2014.

EDF Norte Fluminense dispose d'un complément de production solaire destiné à la consommation de l'usine, dont les 1 764 modules photovoltaïques ont généré 423 MWh en 2014, permettant une réduction annuelle des émissions de CO₂ d'environ 250 tonnes.

Par ailleurs, EDF, à travers sa filiale EDF Norte Fluminense, a procédé le 11 décembre 2014 à une prise de participation de 51 % dans la Compagnie Énergétique de Sinop (CES), en charge de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de Sinop. Cette centrale, d'une puissance installée de 400 MW, sera située en amont d'une chaîne d'ouvrages hydroélectriques sur la rivière Teles Pires, dans le nord de l'État du Mato Grosso, au Brésil (à proximité de la ville de Sinop). Les deux autres actionnaires sont Eletronorte (24,5 %) et CHESF (24,5 %), filiales du groupe Eletrobras. La construction du barrage a démarré au printemps 2014 et sa mise en service commerciale est prévue au deuxième semestre 2017. Les études environnementales et sociales ainsi que les plans de gestion associés ont été validés par l'administration brésilienne en mars 2014. Les principaux programmes portent sur la compensation des résidents impactés par la zone de l'aménagement hydraulique, sur la déforestation partielle de la zone du réservoir avant sa mise en eau en 2017 et la conservation de la flore et la sauvegarde de la faune potentiellement touchées par l'aménagement. Aucun territoire indigène ou zone protégée n'est impacté par le projet. Avec 51 % des parts dans le consortium, le groupe EDF détient un rôle industriel aussi bien dans la construction que dans l'exploitation future du barrage.

Dans le cadre du projet São Luiz do Tapajós (faisant partie du complexe de cinq ouvrages hydroélectriques sur la rivière Tapajós, d'une capacité totale de 10 682 MW), les études de pré-faisabilité technique et économique (EVTE) ont été remises aux autorités brésiliennes par le groupement d'études piloté par Eletrobras et auquel participe EDF ainsi que huit autres partenaires. Le travail d'études environnementales et sociales, préoccupation majeure du Groupe, a également été mené à terme, et un rapport (EIA/RIMA) a été remis aux autorités brésiliennes. Il est en cours d'examen, son approbation étant le préalable à l'organisation d'une enchère.

Enfin, EDF a répondu le 28 novembre 2014, conjointement avec AREVA, à la demande d'information (*Request For Information*) communiquée par Eletronuclear aux entreprises potentiellement intéressées à prendre part au futur programme nucléaire.

6.3.3.4.1.2 Chili

EDF a signé en 2013 un accord de codéveloppement (*Joint Development Agreement*) avec le développeur de projet chilien Australis Power, en vue du développement d'un projet intégrant la construction et l'exploitation d'une centrale CCG de deux tranches de 600 MW chacune ainsi que celle d'un terminal LNG sur barge (*Floating Storage Regasification Unit – FSRU*).

La société EDF Chile, créée par EDF le 5 février 2014, a pour principales missions de détecter et de développer des projets, ainsi que d'ancrer la présence d'EDF dans le paysage énergétique du pays andin.

6.3.3.4.2 Afrique

6.3.3.4.2.1 Afrique du Sud

EDF est présent depuis 2007 à Johannesburg, afin de répondre à l'appel d'offres nucléaire lancé cette même année puis reporté en 2008 dans un contexte de crise économique mondiale. Le maintien de la présence d'EDF sur place vise aujourd'hui à préparer la relance du programme nucléaire sud-africain. Le plan directeur Énergie du pays, promulgué en mai 2011, prévoit en effet la mise en service de 9,6 GW d'énergie électronucléaire d'ici 2030.

Le gouvernement sud-africain anticipe un doublement de la puissance électrique installée (de 44 à 89 GW) d'ici 2030, et conforte sa volonté de recourir au nucléaire dans le futur mix énergétique. En conséquence, des accords intergouvernementaux ont été signés par l'Afrique du Sud avec les différents pays porteurs d'une offre nucléaire entre septembre et novembre 2014. Dans ce cadre, des délégations de ces pays, dont la France, ont été invitées en Afrique du Sud par le gouvernement sud-africain pour présenter leur savoir-faire sur l'ensemble du cycle nucléaire. Ces étapes sont des prérequis au lancement d'un processus d'appel d'offres.

EDF Énergies Nouvelles a par ailleurs pris position sur le marché éolien dans le cadre de la seconde phase de l'appel d'offres d'énergies renouvelables en Afrique du Sud, lancé en août 2011. La société a été retenue par le ministère de l'Énergie pour la réalisation de trois projets. La construction de ces projets a débuté fin 2013, et la mise en service du premier d'entre eux doit être achevée en 2015 (voir section 6.4.1.2 (« Énergies Nouvelles »)).

EDF est également présent en Afrique du Sud à travers la société KES (Kukhanya Energy Services), créée en 2002 (voir section 6.3.3.4.4 (« Mission Accès à l'énergie »)).

EDF explore en outre d'autres pistes, telles que le renforcement du partenariat technique et stratégique avec l'électricien sud-africain Eskom pour la production, le transport et la distribution d'électricité.

Enfin, un expert EDF participe au fonctionnement de l'Institut de formation à l'ingénierie – l'EPPEI (*Eskom Power Plant Engineering Institute*) – qu'Eskom développe depuis 2011 et qui sera spécialisé dans les domaines de la production et à terme dans la distribution et le transport d'électricité.

6.3.3.4.2.2 Maroc

EDF et l'Office national marocain de l'électricité et de l'eau (ONEE) ont poursuivi leur coopération conformément à l'accord général signé en janvier 2012. L'ambition des deux opérateurs est ainsi de mettre en place et de faire fructifier un partenariat robuste et durable dans l'ensemble des domaines de la chaîne de valeur, et notamment la production hydraulique et thermique ainsi que les énergies renouvelables. L'optimisation amont/aval, la formation et la coopération régionale font également partie des champs de travail retenus.

Au Maroc, le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles en partenariat avec le groupe japonais Mitsui & Co. a été retenu dans le cadre d'un appel d'offres lancé par l'ONEE pour le projet éolien de Taza, d'une puissance de 150 MW. Situé dans le nord du Maroc, ce projet éolien sera équipé de 50 turbines Alstom, d'une puissance unitaire de 3 MW (voir section 6.4.1.2 (« Énergies Nouvelles »)).

6.3.3.4.2.3 Sénégal

La crise très grave traversée par le secteur électrique sénégalais a conduit le gouvernement de ce pays à demander à EDF de l'appuyer dans le diagnostic de la situation et dans la définition d'un plan d'urgence visant à rétablir durablement la qualité du service.

Aujourd'hui, l'intervention d'EDF porte sur la réhabilitation du parc de production de la Sénélec (Société nationale d'électricité du Sénégal), ce qui permettra de limiter l'utilisation des groupes de production les moins performants.

6.3.3.4.2.4 Cameroun

EDF développe le projet Nachtigal, visant une décision d'investissement à l'horizon 2016 et destiné à la construction d'un barrage de production électrique de 420 MW. L'énergie sera destinée à la vente au Cameroun.

6.3.3.4.2.5 République du Congo

EDF a signé le 3 juin 2013 avec le ministère congolais de l'Économie et des Finances un contrat de prestations de services pour réduire les pertes techniques et commerciales de la société nationale SNE pour une durée de trois ans.

6.3.3.4.2.6 Côte-d'Ivoire

EDF développe un projet de centrale biomasse de production d'électricité de 2 tranches de 23 MW en partenariat avec SIFCA, groupe agro-industriel ivoirien majeur en Afrique de l'Ouest. EDF entend tenir un rôle industriel transverse sur ce projet, avec l'appui des différentes entités du groupe : développeur-investisseur, co-contractant pour la construction et la fourniture du matériel, exploitant dans le cadre d'un contrat d'achat d'énergie signé avec l'État ivoirien.

6.3.3.4.3 Moyen-Orient

Le groupe EDF est présent dans la zone Moyen-Orient à travers sa succursale EDF Abu-Dhabi, qui exerce des activités d'ingénierie et de consultance dans la réalisation d'ouvrages de transport, de *dispatchings* et d'études de réseaux aux Émirats arabes unis. De plus, la Direction du Développement International du Groupe y a installé au courant de l'été 2014 une Direction de zone « Moyen-Orient » destinée à développer les activités du Groupe dans cette zone géographique, notamment en ce qui concerne les grands projets de centrales électriques.

6.3.3.4.3.1 Arabie Saoudite

EDF et AREVA ont ouvert un bureau commun à Riyad en juin 2012 en vue de répondre aux autorités saoudiennes, qui souhaitent développer une politique énergétique axée sur le remplacement des énergies fossiles par du nucléaire et des énergies renouvelables (solaire). Kacare (King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy) est l'entité en charge du développement de ce programme.

Les deux sociétés mènent ensemble des actions d'évaluation du tissu industriel local et du système éducatif, afin de préparer le lancement du programme nucléaire.

En juin 2014, EDF a signé un accord de partenariat avec la Saudi Electricity Company (SEC), qui est l'opérateur électrique de référence du pays. Cet accord ouvre la voie à une coopération très large entre les deux groupes.

6.3.3.4.3.2 Israël

En Israël, zone d'implantation récente du Groupe, EDF soutient les efforts de développement de sa filiale Edison dans le secteur gazier et souhaite y développer d'autres activités relatives à l'ingénierie, l'opération et la maintenance dans le cadre de projets de production d'électricité. EDF Énergies Nouvelles y est également présent (voir section 6.4.1.2 (« Énergies Nouvelles »)).

6.3.3.4.4 Mission Accès à l'énergie

Depuis 2001, le Groupe développe un programme d'accès à l'énergie dans les pays en développement. Dans les zones rurales souvent éloignées des réseaux électriques, le programme intervient par la création de sociétés de services énergétiques décentralisées. Dans toutes ces opérations, EDF intervient en partenariat avec des acteurs industriels internationaux, d'une part, tels que Total, et locaux, d'autre part, tels que Calulo en Afrique du Sud, BPC (Botswana Power Corporation) au Botswana et Matforce au Sénégal. Cette démarche vise à ce que ces acteurs locaux puissent prendre le relais pour assurer la pérennité des projets quand le groupe EDF cédera ses parts, lorsqu'il estimera que les conditions d'une exploitation rentable et durable seront réunies. Une part de l'investissement initial est financée par les institutions financières internationales, bailleurs de fonds sous forme de dons et de prêts, ou les États.

En Afrique du Sud, la société KES (Kukhanya Energy Services) est détenue à hauteur de 50 % par EDF et à hauteur de 15 % par l'opérateur local Calulo, le solde de 35 % étant détenu par Total. Créée en 2002, la société KES a initialement développé ses activités par des kits photovoltaïques dans le Kwazulu-Natal, puis a étendu ses activités dans la région d'Eastern Cape. À fin 2014, KES alimente en énergie électrique solaire, mais aussi en gaz domestique, plus de 160 000 clients, soit une progression de près de 30 % entre 2013 et 2014.

Au Botswana, EDF a été choisi par BPC (Botswana Power Corporation), l'opérateur électricien national, pour l'accompagner en tant que partenaire stratégique dans la mise en œuvre de son programme d'électrification rurale décentralisée par des systèmes essentiellement photovoltaïques sur l'ensemble du territoire. EDF détient 45 % de BPC Lesedi, une filiale locale commune avec BPC. Les difficultés de BPC remettent aujourd'hui en cause l'intérêt de poursuivre ce programme.

Au Sénégal, EDF est actionnaire de la société ERA à hauteur de 70 %, accompagné de son partenaire local Matforce. ERA est opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine-Tambacounda-Kédougou, qui a démarré la phase opérationnelle de son activité en 2014 suite à l'obtention fin décembre 2013 de la première tranche de la subvention de l'Agence française de développement via l'ASER¹, avec un objectif de 180 000 personnes d'ici trois à quatre ans. Elle alimente à ce jour environ 5 000 personnes dans le cadre des villages tests.

1. ASER : Agence sénégalaise de l'électrification rurale.

6.4 Autres activités et fonctions transverses

6.4.1 Autres activités

Le tableau ci-dessous indique les capacités installées et productions à fin 2014 du groupe EDF sur le segment Autres activités¹ :

	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Thermique à flamme	1 755	25	2 074	16
Hydroélectrique	74	1	118	1
Autres renouvelables ⁽¹⁾	5 221	74	10 670	83
TOTAL	7 050	100	12 862	100

(1) Incluant la totalité de l'entité EDF Énergies Nouvelles.

6.4.1.1 Optimisation et trading

6.4.1.1.1 Rôles et missions de la division Commerce Optimisation Trading Groupe

Afin de renforcer les coopérations entre les entités du Groupe dans les métiers Commerce, Optimisation et *Trading*, la Direction « Commerce Optimisation Trading Groupe » (DCOTG) a été créée en 2012. Ses principales missions sont les suivantes :

- animer le partage des bonnes pratiques et le retour d'expériences dans les métiers Commerce, Optimisation et *Trading* ;
- identifier des synergies et des coopérations créatrices de valeur sur l'ensemble de ces métiers au niveau du Groupe ;
- regrouper certaines compétences spécifiques à une maille européenne, et plus particulièrement l'analyse des fondamentaux des marchés de l'énergie en Europe ;
- coordonner les activités de vente aux grands comptes européens du groupe EDF.

Tout en renforçant l'intégration des différentes entités géographiques dans les métiers concernés, le groupe EDF maintient une décentralisation et une responsabilisation des entités géographiques sur leurs résultats.

Dans le domaine de l'électricité, chaque entité pays est responsable de l'optimisation de son portefeuille amont/aval. Les coopérations entre les optimiseurs nationaux et EDF Trading ont été renforcées, afin de tirer un bénéfice plus fort des compétences d'EDF Trading. La DCOTG Groupe a pour mission de faciliter le renforcement de cette intégration, ainsi que d'identifier et de diffuser les bonnes pratiques entre entités géographiques dans le domaine de l'optimisation.

Elle a également des compétences d'analyse : analyse des fondamentaux des marchés énergies en Europe et dans le monde (combustibles), production de scénarios de long terme de ces fondamentaux et caractérisation du profil de risque du portefeuille consolidé du Groupe.

Concernant le métier de commercialisation, la DCOTG élabore une analyse consolidée des stratégies commerciales des principales entités du Groupe et des aspects financiers associés. Par ailleurs, tout en tenant compte des spécificités locales liées à chaque marché, la DCOTG met en œuvre avec les entités concernées du Groupe des projets de coopération ciblés sur des

questions qui relèvent de la dimension Groupe ou dans une perspective de moyen-long terme, par exemple dans les domaines des offres commerciales, des Systèmes d'Information, de la transformation numérique, des services d'efficacité énergétique ou des systèmes électriques intelligents.

6.4.1.1.2 EDF Trading

EDF Trading est l'interface du groupe EDF sur les marchés de gros de l'énergie. Il fournit des services d'optimisation et de gestion des risques. La société est présente sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel, de la production de gaz et de GNL, du charbon, du fret et des produits liés à l'environnement. Elle gère également des activités de détail dédiées pour utilisateurs finaux en Amérique du Nord (voir section 6.3.3.2.2.3 (« EDF Trading en Amérique du Nord »)). En 2014, EDF Trading a négocié environ 3 098 TWh d'électricité (Europe et États-Unis), 304 milliards de thermies de gaz naturel, 666 millions de tonnes de charbon et 655 millions de tonnes de CO₂ (en certificats d'émission). EDF Trading est l'un des acteurs majeurs sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz et du charbon en Europe. C'est l'un des plus importants prestataires de services de gestion de l'énergie auprès des producteurs d'électricité aux États-Unis et le cinquième vendeur de gaz en Amérique du Nord. En 2014, EDF Trading s'est désengagé de l'activité du commerce et transport de pétrole, éloignée des cœurs de métier d'EDF Trading et du Groupe. Ses activités de négoce sont intégrées à la stratégie d'optimisation de la DOAAT et d'autres entités du Groupe.

EDF Trading possède des bureaux en Europe, en Asie et en Amérique du Nord. Son siège social est situé à Londres. La société emploie environ 1 000 salariés.

Filiale à part entière d'EDF, elle est régie par l'autorité britannique de supervision des marchés financiers (*Financial Conduct Authority*).

6.4.1.1.2.1 Marché européen de l'électricité

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros de l'électricité en Europe. La société gère les contrats d'exportation d'électricité à long terme d'EDF et joue un rôle prépondérant dans l'optimisation et la couverture du portefeuille de production et de vente d'EDF en Europe. EDF Trading propose des services de gestion des risques dont, entre autres, des instruments de couverture structurés à court et à long terme. En 2014, EDF Trading a renforcé sa présence en Europe centrale et du Sud-Est. La société est devenue teneur de marché pour EDF Energy et a signé un contrat d'accès au marché exclusif avec EDF Polska.

1. Les chiffres présentés reflètent le mode de consolidation employé pour chaque entité.

6.4.1.1.2.2 Marché européen du gaz

EDF Trading est également l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe. Il gère les actifs physiques d'EDF et des autres entités du Groupe dédiés au gaz, notamment la production, le transport, la regazéification, l'approvisionnement à long terme et le stockage, ce qui lui permet de fournir au Groupe et aux tiers des solutions complètes en matière de marché de gros de gaz.

EDF Trading collabore avec les entités du Groupe afin d'optimiser leurs actifs à court terme. En 2014, EDF Trading a cherché à pénétrer le marché espagnol du gaz, et a développé ses activités d'optimisation du stockage en France, en Allemagne et aux Pays-Bas et renforcé sa présence en Europe de l'Est.

6.4.1.1.2.3 Produits environnementaux

EDF Trading opère sur les marchés du carbone, de la biomasse, de l'énergie verte et des dérivés climatiques en Europe. Acteur majeur dans la négociation des crédits carbone (CER, ERU), il gère un vaste portefeuille de projets liés au Mécanisme pour un Développement Propre. EDF Trading négocie également une large gamme de produits environnementaux comprenant les certificats d'énergies renouvelables, le biogaz, les émissions sur le RGGI (*Regional Greenhouse Gas Initiative*, mécanisme de plafond et de trading de quotas de CO₂) et le marché du carbone québécois et californien, ainsi que les dérivés climatiques aux États-Unis. Il compte également parmi les principaux fournisseurs de biomasse au Royaume-Uni et en Pologne. En 2014, EDF Trading a renforcé encore son offre de dérivés climatiques proposant des produits pour la protection contre l'évolution des températures et pour la gestion du risque climatique pour le compte du groupe EDF et de tiers.

6.4.1.1.2.4 Gaz naturel liquéfié (GNL)

EDF Trading propose une gamme complète de services liés au GNL, dont l'approvisionnement et la livraison, ainsi que l'attribution aux réseaux adéquats. EDF Trading a pénétré le marché du GPL en 2014 en signant un contrat d'approvisionnement avec Enterprise Products Partners LP (un prestataire de premier plan de services énergétiques intermédiaires) pour les exportations de GPL à long terme depuis la côte américaine du golfe du Mexique. EDF Trading a également signé dix nouveaux accords-cadres et de services pour du GNL et a travaillé en étroite collaboration avec EDF sur la mise en service et la commercialisation de l'infrastructure de regazéification de GNL de Dunkerque, qui devrait être opérationnelle fin 2015.

6.4.1.1.2.5 Négoce de charbon et fret

EDF Trading mène des activités pleinement intégrées de négoce de charbon et de fret, en s'appuyant sur de nombreuses sources d'approvisionnement dans le monde entier. En 2014, EDF Trading a poursuivi le développement de sa joint-venture créée avec EDF Paliwa (voir section 6.3.3.1.1.1 (« Pologne »)) pour l'approvisionnement et l'optimisation des besoins en charbon et en biomasse des centrales polonaises du Groupe. Sa joint-venture avec Chubu à Singapour a également poursuivi son développement, ce qui va permettre à EDF Trading de renforcer son activité de distribution de charbon en Australie.

6.4.1.1.2.6 Marchés nord-américains

Voir section 6.3.3.2.2.3 (« EDF Trading en Amérique du Nord »).

6.4.1.2 Énergies nouvelles

Les énergies renouvelables¹, notamment les nouvelles filières (éolien, solaire, biomasse, géothermie, énergies marines, etc.), connaissent un développement très soutenu, principalement en Asie (Chine), en Europe et aux États-Unis.

La capacité cumulée installée atteignait 370 GW d'éolien dans le monde à fin 2014, dont près de 66 GW aux États-Unis et environ 134 GW en Europe. Au cours de l'année 2014, plus de 51 GW d'éolien ont été installés dans le monde, dont environ 23 GW en Chine².

Pour le solaire photovoltaïque, la capacité cumulée installée dans le monde s'établissait à près de 190 GWc fin 2014, dont près de 50 GWc de nouvelles capacités construites en 2014³. Ce sont aujourd'hui très largement l'éolien, le solaire et la biomasse qui portent le développement des filières renouvelables. L'hydraulique est en effet proche de son potentiel maximal d'exploitation dans beaucoup de pays développés, même s'il conserve des perspectives de développement importantes dans d'autres régions du monde (sur les 103 GW de développement de nouvelles capacités en renouvelable anticipés chaque année dans le monde, environ 28 GW sont des capacités hydrauliques⁴).

Le groupe EDF figure parmi les cinq leaders mondiaux en matière d'énergies renouvelables grâce à un parc installé de plus de 28 GW (principalement en hydraulique). Il a pour ambition de développer toutes les formes d'énergies renouvelables, et en priorité la production éolienne et solaire. Les engagements du groupe EDF concernant le développement des énergies renouvelables figurent également à la section 17.1 (« Engagements de responsabilité d'entreprise »).

6.4.1.2.1 Présentation des énergies nouvelles

L'énergie éolienne

Une éolienne est un capteur de vent, dont la force actionne les pales d'un rotor couplé à une génératrice électrique. On distingue :

- l'éolien terrestre (*onshore*) ; il s'agit d'une filière mature, dont la compétitivité s'approche aujourd'hui de celle des filières conventionnelles, voire l'atteint dans certaines zones (Brésil notamment). Elle bénéficie de mesures économiques incitatives dans de nombreux pays, mais de plus en plus de projets sont développés sans mécanisme de soutien (voir section 6.5.3 (« Législation relative au marché de l'électricité »)). Pour 1 MW de puissance installée, la production annuelle moyenne peut varier de 2 à 4 GWh, selon la qualité du site et le type de machine. En moyenne, chaque éolienne a une puissance de 2 MW, et on observe une croissance régulière de cette puissance.

La France occupait en 2014 le cinquième rang européen en termes de capacité installée (derrière l'Allemagne, l'Espagne, le Royaume-Uni et l'Italie⁵).

Le vecteur dédié du développement de cette énergie au sein du Groupe est EDF Énergies Nouvelles, qui s'appuie sur les compétences internes de ses équipes sur l'ensemble de la chaîne de valeur, soit le développement et la construction des projets ainsi que la production d'électricité et la maintenance des installations. Les filiales EDF Luminus et Edison disposent également de parcs éoliens en exploitation. La production d'électricité d'origine éolienne du groupe EDF a atteint 9,8 TWh en 2014 ;

1. Les énergies renouvelables ou énergies vertes sont issues de l'utilisation de ressources naturelles qui se renouvellent assez rapidement pour être considérées comme inépuisables à l'échelle de l'homme.

2. Source : Global Wind Statistics 2014.

3. Source : Bloomberg New Energy Finance, Generation capacity.

4. Source : Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2014, scénario New Policies.

5. Source : Agence internationale de l'énergie, Medium-Term Renewable Energy Market Report 2014.

- filière moins mature et en plein développement, l'éolien *offshore* est aujourd'hui plus onéreux en termes d'investissement et de coût de raccordement au réseau que l'éolien terrestre. L'exploitation-maintenance en mer est également plus difficile, et les opérateurs ont moins de retour d'expérience que sur l'*onshore*. Les atouts de cette filière sont la puissance unitaire supérieure des éoliennes (3 à 6 MW) ainsi que le productible plus élevé du fait de vents plus réguliers (1 MW installé produit 3 à 4 GWh). La filière est engagée dans un processus d'apprentissage qui doit lui permettre de réduire l'écart de coût avec l'éolien terrestre. Le groupe EDF a décidé d'accroître progressivement son investissement dans l'éolien *offshore*, dont les perspectives de développement sont intéressantes, au moins dans deux pays clés du Groupe : la France et le Royaume-Uni. L'Europe envisage ainsi de construire près de 44 GW¹ de capacités d'éolien *offshore* d'ici 2020, dont près de 13 GW en Grande-Bretagne et 6 GW en France. Pour atteindre ce dernier objectif, le gouvernement français a lancé depuis 2011 deux appels d'offres. Le consortium mené par EDF Énergies Nouvelles a remporté trois des quatre sites attribués lors du premier appel d'offres, soit près de 1,5 GW (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)).

L'énergie solaire photovoltaïque

Le principe de fonctionnement du solaire photovoltaïque est de transformer directement la lumière solaire en énergie électrique. Chaque cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, sous l'exposition à la lumière, génère de l'électricité. Les cellules sont regroupées dans des modules ou panneaux photovoltaïques.

Deux technologies dominent le marché : la technologie du silicium cristallin – la plus répandue – et les couches minces, technologie plus récente et dont le coût de fabrication est moindre, mais avec un rendement inférieur.

Le solaire photovoltaïque trouve deux types d'utilisation : soit il est raccordé au réseau électrique, soit il permet de produire de l'électricité sur des sites isolés. Le photovoltaïque raccordé au réseau connaît une croissance continue dans le monde sur deux marchés : les centrales au sol et le solaire sur toitures résidentielles et bâtiments.

EDF Énergies Nouvelles porte la stratégie de développement du Groupe dans l'énergie solaire. EDF Énergies Nouvelles dispose ainsi de 727 MWC bruts en service au 31 décembre 2014. Elle est positionnée sur les deux marchés des centrales au sol et des toitures. EDF ENR PWT (marque Photowatt), sa filiale depuis 2012, est présente sur le segment de la production de modules à base de silicium.

Marqué par une réduction des soutiens publics dans plusieurs pays européens et par la forte pression sur les prix des concurrents asiatiques, le marché du solaire fait face ces dernières années à la disparition de nombreux acteurs européens.

En 2013, le marché du photovoltaïque avait connu en France une croissance ralentie par rapport au rythme des années précédentes, avec seulement 0,6 GW raccordé, à comparer à plus de 1 GW raccordé pour l'année 2012². En 2014, la croissance semble être repartie à la hausse, puisque 0,7 GW a été raccordé sur les trois premiers trimestres de l'année.

Le coût de la production d'électricité d'origine solaire a considérablement baissé ces dernières années, et le solaire constitue aujourd'hui une énergie compétitive dans un nombre croissant de régions du monde (Chili ou Californie par exemple). Il subsiste des marges de progression significatives, qui reposent sur l'innovation et la rupture technologique, afin de poursuivre cette baisse de coûts nécessaire en particulier pour les régions moins ensoleillées.

Dans cette optique, la R&D d'EDF conduit également sur son site de Chatou, dans le cadre de l'Institut de Recherche et de Développement sur l'Énergie Photovoltaïque (IRDEP), créé en partenariat avec le CNRS et l'ENSCP (École Nationale Supérieure de Chimie de Paris), des recherches sur les technologies photovoltaïques.

La biomasse et le biogaz

Les technologies fondées sur la biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie, ou à exploiter des forêts dédiées pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Les biocombustibles sont d'origines très diverses. Il existe trois catégories de filières énergétiques : les installations de combustion de matières végétales (bois, résidus agricoles) ou animales, les installations de production de biogaz (gaz produit par fermentation de matières organiques animales ou végétales) et les installations d'incinération d'ordures ménagères.

Dans le domaine de la biomasse, EDF Énergies Nouvelles exploite près de 62 MW bruts : une usine de 26 MW bruts à Lucena (Andalousie) valorisant les résidus issus de l'exploitation d'oliviers par l'intermédiaire de sa filiale espagnole, à laquelle s'ajoute une centrale de 35,6 MW bruts (Pinelands) de sa filiale américaine EDF Renewable Energy, valorisant les résidus de bois.

Dans le domaine du biogaz, EDF Énergies Nouvelles avait, à fin 2014, une capacité de plus de 78 MW bruts : 27,2 MW bruts en service en Europe par l'intermédiaire de sa filiale Verdesis, et une centrale de 51 MW bruts (Beacon) de sa filiale américaine, EDF Renewable Energy. Dans une optique d'optimisation stratégique, le sous-groupe Verdesis a été cédé le 11 février 2015 à Dalkia du fait de leur grande proximité métier.

En Pologne, EDF exploite plusieurs installations de co-combustion (incorporation de biomasse dans le combustible fossile) pour une capacité totale de 183 MW.

Par le biais de ses participations, le groupe EDF détient des parts en France (notamment au travers de sa filiale Dalkia, voir section 6.4.1.3.1 (« Dalkia »)) et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible. EDF détient également une participation majoritaire dans la société TIRU, qui conçoit, construit et exploite des unités de valorisation énergétique des déchets. Ses installations en France, en Grande-Bretagne et au Canada représentent une puissance installée totale de 101 MW, soit 58 MWe assimilés à des énergies renouvelables (voir section 6.4.1.3 (« Services énergétiques »)).

L'énergie géothermique

La température des roches de l'écorce terrestre augmente avec la profondeur de la Terre (en moyenne, 3 °C tous les 100 mètres). Dans certaines régions du globe, la chaleur terrestre vient jusqu'à la surface sous forme de sources chaudes, d'eau ou de vapeur d'eau. L'eau chaude est exploitée directement sous forme de chaleur : chauffage central dans les habitations ou chauffage de serres.

La vapeur d'eau extraite du sous-sol est aussi utilisée dans la production d'électricité : comme dans une centrale thermique classique, elle actionne une turbine. Il est également possible d'utiliser les roches chaudes et sèches comme source de production d'électricité à partir de vapeur. Pour développer cette forme d'énergie, EDF s'est associé à plusieurs partenaires (parmi lesquels Électricité de Strasbourg, EnBW et des énergéticiens allemands) dans le cadre d'un groupement européen qui développe et exploite une unité prototype de production d'électricité géothermique dans des roches cristallines chaudes et naturellement fracturées à Soultz en Alsace (voir section 6.4.1.4 (« Électricité de Strasbourg »)).

La France dispose également de ressources de haute température situées dans les départements d'outre-mer. Le groupe EDF est présent dans cette activité notamment au travers de sa participation minoritaire dans la société Géothermie Bouillante en Guadeloupe.

1. Source : European Environment Agency, « Renewable Energy Productions », tel que publié dans le National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, février 2011.

2. Source : Commissariat général au Développement durable, Tableaux de bord éolien-photovoltaïque des premiers trimestres 2013 et 2014.

Autres technologies

Les énergies renouvelables couvrent un large champ de filières et de technologies. Pour préparer l'avenir, EDF Énergies Nouvelles est en charge au sein du Groupe de détecter les filières prometteuses et, avec le soutien des équipes R&D du Groupe ou de partenaires industriels, prend part à l'émergence de nouvelles technologies. Les énergies marines sont, avec le solaire (voir ci-dessus), l'un des domaines plus particulièrement explorés par le Groupe. Elles recouvrent un éventail de technologies dont il faut tester la validité technique et évaluer le potentiel avant d'envisager de les développer à une échelle industrielle, au même titre que l'éolien ou le solaire.

Dans le cadre des énergies marines, deux grands projets sont en cours de développement :

- les hydroliennes : turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins. EDF a construit un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat, dans les Côtes-d'Armor. Ce prototype a été mis à l'eau au cours de l'été 2012 et devrait prochainement entrer dans une deuxième phase de test avec la première production d'électricité. L'objectif de ce projet, qui comprendra à terme quatre hydroliennes d'une capacité totale de 2 MW, est de tester en conditions réelles le principe de production d'énergie à partir des courants de marée. Dans la continuité de cette expérimentation, EDF Énergies Nouvelles, en partenariat avec DCNS, premier constructeur européen de navires militaires, examine les applications industrielles de production d'électricité à partir d'hydroliennes et développe le projet « Normandie Hydro », ferme de plus grande puissance basée dans le raz Blanchard, au large du Cotentin ;
- l'éolien en mer flottant : EDF Énergies Nouvelles a sélectionné la technologie VertiWind conçue par la *start-up* Nénuphar. Développé techniquement par des partenaires industriels de référence dans le domaine maritime et éolien, un prototype à terre est en cours de construction. Cette étape précède la réalisation d'un projet pilote en mer, Provence Grand Large, en région PACA. Ce projet, porté par EDF Énergies Nouvelles, a été sélectionné par la Commission européenne et bénéficie d'une aide importante.

6.4.1.2.2 EDF Énergies Nouvelles

L'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par EDF Énergies Nouvelles.

Actionnariat d'EDF Énergies Nouvelles

EDF détient 99,9 % du capital de la société (0,1 % étant détenu par les salariés)¹.

La société EDF Énergies Nouvelles a profondément évolué depuis l'entrée d'EDF à son capital en 2000, devenant en quelques années l'un des acteurs majeurs de la production d'électricité issue des énergies renouvelables, figurant parmi les acteurs de référence dans ses principales zones d'implantation : l'Amérique du Nord et l'Europe de l'Ouest et du Sud.

EDF Énergies Nouvelles est ainsi devenu le pôle d'expertise et de développement du groupe EDF en particulier dans les domaines de l'éolien et du solaire photovoltaïque. Les résultats financiers des filiales dédiées au renouvelable sont intégrés dans les résultats d'EDF Énergies Nouvelles.

Activités d'EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles est un producteur d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables qui intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Ainsi, EDF Énergies Nouvelles est actif en amont, dans le développement de projets, puis dans la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation et la maintenance des centrales construites, chacune de ces activités pouvant être exercée pour compte propre ou pour compte de tiers. Dans le cadre de son activité de développement de projet, le Groupe exerce une activité de développement-vente d'actifs structurés (DVAS), qui consiste principalement à construire des projets destinés à être cédés à des tiers dans le domaine des énergies renouvelables.

Avec un développement centré sur l'éolien et sur le solaire photovoltaïque (qui représentent environ 96 % de ses capacités installées), EDF Énergies Nouvelles est également présent sur d'autres filières d'énergies renouvelables, principalement : biogaz, biomasse et énergies de la mer (236 MW bruts à fin 2014). Enfin, EDF Énergies Nouvelles est présent dans le secteur des énergies renouvelables réparties (solaire distribué).

Historiquement, EDF Énergies Nouvelles s'est développé sur deux zones géographiques : l'Europe de l'Ouest et du Sud (notamment France, Royaume-Uni, Italie et Portugal) et l'Amérique du Nord avec les États-Unis, le Canada ainsi que le Mexique.

Depuis 2012, le Groupe a pris position dans de nouveaux pays à fort potentiel pour le développement des énergies renouvelables, tels que l'Afrique du Sud, le Maroc, Israël, la Pologne, et l'Inde. Ce développement devrait se poursuivre en 2015 avec de nouvelles implantations.

Au 31 décembre 2014, EDF Énergies Nouvelles dispose d'une capacité installée brute de 7 516,7 MW, d'une capacité installée nette de 5 112 MW et de 2 204 MW bruts en cours de construction.

1. À l'issue de l'offre publique alternative d'achat et d'échange portant sur les actions EDF Énergies Nouvelles réalisée par EDF en 2011, EDF a mis en place un mécanisme destiné à assurer la liquidité des actions gratuites qui avaient été attribuées aux salariés et dirigeants d'EDF Énergies Nouvelles avant l'offre. En application de ce mécanisme, EDF détiendra à terme la totalité des actions encore détenues aujourd'hui par les salariés et dirigeants d'EDF Énergies Nouvelles.

Le tableau suivant présente ces capacités par filière et par pays :

Capacité installée (en mégawatts)	Au 31/12/2014		Au 31/12/2013	
	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾	Brute ⁽¹⁾	Nette ⁽²⁾
Éolien				
États-Unis	1 983,1	1 695,0	1 662,3	1 546,7
France	952,2	665,8	773,9	522,3
Italie	440,4	246,6	548,4	354,6
Portugal	495,8	302,9	495,8	302,9
Grèce	340,5	314,2	340,5	314,2
Canada	464,4	440,4	265,0	265,0
Royaume-Uni ⁽³⁾	542,9	184,7	494,2	239,1
Turquie	566,8	228,2	447,3	193,9
Mexique	391,5	229,5	331,5	199,5
Pologne	48,0	48,0	48,0	48,0
Belgique ⁽⁴⁾	325,2	29,7	325,2	29,7
Allemagne	3,0	3,0	3,0	3,0
Total éolien ⁽⁵⁾	6 553,7	4 388,1	5 735,0	4 018,9
Solaire				
France	209,7	153,6	207,8	151,7
États-Unis	160,3	88,7	148,4	148,4
Italie	79,3	76,7	99,5	95,5
Espagne	57,4	46,9	57,4	46,9
Canada	23,4	23,4	23,4	23,4
Grèce	12,1	12,1	12,1	12,1
Israël	68,5	48,8	14,5	9,9
Inde	30,0	7,8		
ENR (France)	86,4	57,8	82,4	54,3
Total solaire ⁽⁵⁾	727,0	515,7	645,5	542,3
Autres filières				
Hydraulique	77,2	74,4	80,2	77,4
Biogaz	78,0	73,2	69,7	65,2
Biomasse – cogénération	80,8	60,5	80,8	60,5
Total autres filières ⁽⁵⁾	236,0	208,1	230,7	203,1
TOTAL ⁽⁵⁾	7 516,7	5 112,0	6 611,2	4 764,3

(1) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF Énergies Nouvelles est actionnaire.

(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF Énergies Nouvelles.

(3) EDF Énergies Nouvelles détient 50 % d'EDF Energy Renewables (les autres 50 % étant détenus par EDF Energy). En conséquence, la capacité nette indiquée de 184,7 MW n'inclut que 50 % des capacités éoliennes d'EDF Energy Renewables.

(4) Il s'agit de mégawatts en éolien offshore exclusivement.

(5) Ces valeurs correspondent à l'expression à une décimale de la somme des valeurs précises, compte tenu des arrondis.

EDF Énergies Nouvelles employait 3 009 personnes (y compris EDF Énergies Nouvelles Réparties) au 31 décembre 2014.

Filière éolienne

Éolien terrestre (onshore)

Au cours de l'année 2014, EDF Énergies Nouvelles a poursuivi activement son développement dans l'éolien terrestre en augmentant de 818,7 MW brut ses capacités de production éolienne et totalisant ainsi, au 31 décembre 2014, 6 166,5 MW brut d'éolien terrestre en exploitation.

Les mises en service de parcs éoliens terrestres ont atteint sur l'année 2014 le chiffre de 1 152,2 MW brut (en incluant les parcs construits pour compte de tiers).

En France, EDF Énergies Nouvelles a encore considérablement renforcé son portefeuille éolien en croissance de 178,3 MW bruts, principalement liés à la mise en service de nouveaux parcs.

Ainsi, EDF Énergies Nouvelles a réalisé en France la mise en service des parcs Cornilhac, Plaine de l'Orbieu et Vallée de l'Hérault (+ 34,7 MW) dans le Sud de la France ainsi que du parc de Trécon (4 MW) et de l'ensemble des parcs détenus en partenariat (50 %) avec la société DGE, filiale du groupe

Mitsubishi Corporation (72 MW bruts), situés dans le Nord de la France. Par ailleurs, un partenariat a également été signé avec la société Windvision pour la poursuite du développement du projet éolien Le Mont des Quatre-Faux.

En Europe, EDF Énergies Nouvelles a notamment mis en service les parcs de Barmoor, Burnfoot North et Roade au Royaume-Uni (23,3 MW) ainsi que la totalité du parc de Geycek (150 MW) et partiellement celui de Soma 3 (56 MW).

Les parcs de Spinning Spur 2 (161 MW) et Hereford (200 MW) aux États-Unis ainsi que la dernière tranche du parc EDP-Santo Domingo au Mexique (60 MW sur un total de 160 MW) ont été mis en service.

Au Canada, EDF Énergies Nouvelles a poursuivi ses mises en service de parcs : au Québec celle de Rivière du Moulin (150 MW) et des parcs de La Mitis et Le Granit (50 MW au total), et, dans la province d'Alberta, celle du projet éolien de Blackspring Ridge (300 MW).

Par ailleurs, de nombreux chantiers ont débuté en 2014, principalement aux États-Unis, avec la mise en construction du projet éolien Pilot Hill (175 MW), associée à un contrat de vente d'électricité avec Microsoft Corporation, du projet Slate Creek (150 MW) bénéficiant d'un contrat de vente d'électricité avec Great Plains Energy, du projet de Spinning Spur 3 (194 MW) et du projet Roosevelt (300 MW). Des constructions ont également démarré en Afrique du Sud (44 MW), en France (111,9 MW), au Royaume-Uni (24,3 MW) ainsi qu'au Portugal (11,2 MW).

Au total, les parcs éoliens terrestres en cours de construction représentent 1 735 MW bruts au 31 décembre 2014.

Dans le cadre de l'activité DVAS, 680,8 MW d'éolien terrestre ont été cédés, principalement en Amérique du Nord (Canada et États-Unis), ainsi qu'au Royaume-Uni et en Italie.

Éolien maritime (offshore)

L'éolien *offshore* représente pour les années à venir un potentiel de développement relai, principalement en France et au Royaume-Uni.

En France, pour les trois projets remportés en 2012 et totalisant une capacité totale de 1 428 MW, l'ensemble des demandes d'autorisation ont été déposées en octobre 2014, conformément au cahier des charges de l'appel d'offres.

En 2014, au Royaume-Uni, via la filiale EDF Energy Renewables (joint-venture à 50/50 avec EDF Energy), le projet *offshore* Navitus Bay a poursuivi la phase préliminaire du développement. Les droits de développement pour le projet démonstrateur *offshore* de Blyth dans le Northumberland ont également été acquis. Composé au maximum de 15 turbines, il permettrait de tester en conditions réelles les nouvelles technologies *offshore* avant leur commercialisation.

Filière solaire photovoltaïque

EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque, qui constitue son deuxième axe de développement. Au 31 décembre 2014, la capacité solaire installée s'élève à 727 MWc bruts (515,7 MWc nets), en augmentation de 81,5 MWc bruts par rapport au 31 décembre 2013.

L'année 2014 a été marquée par la mise en service de sept centrales solaires en Israël pour un total de 54 MWc bruts, de trois centrales solaires aux États-Unis (Lepomis, Lancaster et CID pour un total de 39 MWc) et de la première centrale solaire en Inde, Khilchipur (30 MWc), située dans l'État du Madhya Pradesh.

EDF Énergies Nouvelles a également mis en service le projet solaire de Toucan (5 MWc) en Guyane, un projet novateur qui associe notamment une centrale

photovoltaïque à du stockage d'énergie. Des batteries permettent d'ajuster à la hausse ou à la baisse la production photovoltaïque afin de respecter la prévision quotidienne faite par EDF EN au gestionnaire de réseau. Les mises en service ont totalisé au 31 décembre 2014 128,1 MWc bruts.

De nouvelles capacités sont en cours de construction, dans les zones historiques ainsi que dans les nouvelles implantations à fort potentiel solaire :

- aux États-Unis, avec 57,6 MWc en cours de construction (projets Catalina Solar 2 et Cottonwood) ;
- en Inde (via Acme Solar, détenu à 26 % par EDF Énergies Nouvelles), notamment avec cinq projets NSM (125 MWc) situés au Rajasthan ;
- en Israël, avec 90 MWc en cours de construction (projets Zmorot et Ktora).

Au 31 décembre 2014, EDF Énergies Nouvelles dispose d'un portefeuille de projets solaires en cours de construction de 449,9 MWc bruts.

Dans le cadre de l'activité DVAS, 117,7 MWc de solaire photovoltaïque ont été cédés aux États-Unis et en Italie.

Les mises en service ont totalisé 128,1 MWc bruts en 2014.

Filière exploitation & maintenance

EDF Énergies Nouvelles, en sa qualité d'acteur intégré, assure l'exploitation et la maintenance de la plupart de ses installations. Cette activité a pris un essor important et est également exercée pour compte de tiers. Dans le monde, le groupe EDF Énergies Nouvelles exploite 11 756 MW à fin décembre 2014 dans huit pays, soit une croissance de près de 30 % par rapport à 2013. De plus, EDF Énergies Nouvelles est le premier acteur de l'exploitation-maintenance aux États-Unis avec sa filiale EDF Renewable Energy (ex-enXco), où elle gère près de 7,5 GW.

La croissance de cette activité est rythmée par la mise en service de nouveaux parcs et par la reprise de parcs exploités par les turbiniers qui arrivent au terme de leur contrat. Les contrats les plus importants portent sur 656 MW aux États-Unis, 588 MW au Canada et 599 MW en Italie.

En effet, en 2014, EDF EN Services, filiales d'EDF Énergies Nouvelles dédiée à l'exploitation-maintenance en Europe, a débuté son activité en Italie avec la gestion d'actifs éoliens regroupés dans une nouvelle structure détenue à 70 % par le fonds F2i et 30 % par EDF Énergies Nouvelles et Edison.

Filière des énergies réparties

EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR) est détenue à 100 % par EDF Énergies Nouvelles. EDF ENR est aujourd'hui un acteur intégré de la production photovoltaïque décentralisée et assure la conception, la réalisation et l'exploitation-maintenance des installations en toiture. Ainsi, EDF ENR Solaire, filiale détenue à 100 %, commercialise et installe des offres solaires photovoltaïques en France, avec plus de 14 000 clients particuliers et plus de 700 réalisations chez les professionnels et les collectivités.

EDF ENR est également un producteur d'électricité verte avec environ 30 MW répartis sur plus de 200 centrales photovoltaïques en toiture qu'elle détient en propre en France métropolitaine.

Enfin, EDF ENR est présent dans l'amont de la filière. La société détient 100 % d'EDF ENR PWT (marque Photowatt), qui conçoit et fabrique des panneaux photovoltaïques. EDF ENR PWT opère dans un marché difficile caractérisé par des surcapacités structurelles et des prix de modules très bas. Face à cette situation, un plan d'action volontariste a été mis en œuvre afin d'améliorer l'offre produit d'EDF ENR PWT. Toutes les étapes de fabrication, du silicium purifié aux modules photovoltaïques, sont aujourd'hui réalisées en France, ce qui permet de proposer aux clients de PWT des modules de fabrication 100 % française à faible impact carbone.

Les régimes de soutien aux énergies éolienne et solaire et de fixation du prix d'achat de l'électricité issue de l'énergie éolienne et solaire

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de soutien aux énergies éolienne et solaire en vigueur au 31 décembre 2014 dans chacun des principaux pays dans lesquels EDF Énergies Nouvelles et ses filiales développent leur présence :

Pays	Régimes de soutien aux énergies renouvelables (éolien et solaire)
Canada	Chaque province a sa propre réglementation et sa propre société d'État détenant le monopole d'achat de l'énergie (<i>public utility</i>). Il n'existe pas de programme d'achat exclusif ou fédéral, ni aucun encouragement fiscal. La province d'Alberta est la seule à avoir un marché libre sur lequel les producteurs d'énergie la vendent sur le réseau au prix <i>spot</i> . Contrats d'achat long terme (20 ans) signés avec les services locaux ou fixés par appels d'offres (le plus souvent concurrentiels).
États-Unis	Crédit d'impôt (<i>Production Tax Credit</i> pour les parcs éoliens et <i>Investment Tax Credit</i> pour les fermes solaires et les parcs éoliens). Le <i>Tax Increase Prevention Act</i> de 2014 a reporté la date d'expiration du crédit d'impôt pour les parcs éoliens (<i>Production Tax Credit</i>) au 31 décembre 2014. Les projets qui n'étaient pas en cours de construction avant le 1 ^{er} janvier 2015 ne sont pas admissibles à l'obtention d'un tel crédit. Le crédit d'impôts pour les fermes solaires et les parcs éoliens, <i>Investment Tax Credit</i> , pourra bénéficier aux systèmes mis en service au plus tard le 13 décembre 2016. Quotas obligatoires d'énergie renouvelable (<i>Renewable Portfolio Standards</i>) fixés dans 29 États et le district de Columbia.
France	Obligation d'achat (contrats non renouvelables de 15 ans pour l'éolien ou de 20 ans pour le solaire, conclus avec EDF ou un distributeur non nationalisé à des prix réglementés). Appels d'offres. Mesures fiscales incitatives fortement réduites depuis 2011.
Italie	Pour l'éolien : mécanisme de <i>feed-in tariff</i> attribué par le biais d'enchères inversées pendant les 20 premières années d'exercice (dans la limite de certains contingents annuels de mise en service). Pour le photovoltaïque : il n'existe plus de mécanisme de soutien aux nouvelles initiatives photovoltaïques. On notera qu'une réduction des tarifs applicables aux installations existantes a été votée en 2014.
Israël	Afin d'atteindre son objectif de 10 % d'énergies renouvelables en 2020, le Gouvernement a décidé de mettre en place des quotas de mégawatts crête pour les projets éoliens et solaires. Chaque quota se verra attribuer un prix de rachat qui lui est propre. Ce prix de rachat correspondra au prix de cession de l'électricité dans le <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) conclu avec le fournisseur d'énergie national (<i>National Energy Utility Company</i>). Ce prix est fixé pour 20 ans.
Royaume-Uni	Obligation d'achat des certificats verts (<i>Renewables Obligation Certificate</i>) : entrée en vigueur en 2002 dans le cadre de la loi <i>Utilities Act</i> (2000). Mécanisme complémentaire de taxe sur la consommation d'électricité (<i>Climate Change Levy</i>).

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de fixation du prix d'achat de l'électricité issue de l'énergie éolienne en vigueur au 31 décembre 2014 dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de fixation du prix d'achat de l'électricité éolienne
Canada	Prix fixés dans le cadre du <i>Power Purchase Agreement</i> (PPA) conclu avec les <i>public utilities</i> des provinces concernées, principalement par le biais d'appels d'offres périodiques (le plus souvent concurrentiels).
États-Unis	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les <i>utilities</i> locales.
France	<ul style="list-style-type: none"> ■ Éolien <i>onshore</i> : tarifs applicables pour la métropole et la Corse aux installations situées à terre mises en service après le 26 juillet 2006 : 8,2 centimes d'euros par kilowattheure les dix premières années. Pour les cinq années suivantes, tarif entre 8,2 et 2,8 centimes, en fonction du nombre d'heures équivalent pleine puissance constaté lors des dix premières années d'exploitation. Pour les DOM, Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte, un tarif unique à 0,11 €/kWh a été fixé. Ces tarifs font l'objet d'une réévaluation sur une base annuelle partiellement indexée sur l'inflation. ■ Éolien <i>offshore</i> : système d'appel d'offres.
Italie	Depuis le 1 ^{er} mai 2013, les parcs éoliens mis en service bénéficient d'un <i>feed-in tariff</i> attribué par le biais d'enchères inversées. Le prix plancher (<i>floor</i>) était fixé à 127 €/MWh pour 2014 (pour un contingent annuel de mises en service de 500 MW). Les parcs éoliens mis en service avant le 1 ^{er} mai 2013 bénéficient de l'ancien régime des « certificats verts » jusqu'à fin 2015, le prix du certificat vert étant ainsi calculé : (180 €/MWh - prix de l'électricité) × 78 %. À partir de 2016, le mécanisme sera remplacé par un <i>feed-in tariff</i> calculé selon les mêmes modalités et ce jusqu'à la fin de la période de soutien.
Mexique	Prix fixés dans le cadre de <i>Self Supply Agreements</i> (SSA) négociés avec les clients finals.

Pays	Régimes de fixation du prix d'achat de l'électricité éolienne																								
Royaume-Uni	<p>Système de quotas d'énergie renouvelable dans l'électricité fournie par les <i>utilities</i>. Les fournisseurs obtiennent des « certificats d'obligation » (<i>Renewables Obligation Certificates</i>), soit en produisant eux-mêmes l'électricité d'origine renouvelable, soit en les acquérant auprès des producteurs d'énergies renouvelables. Le non-respect du quota d'énergies renouvelables entraîne une pénalité (<i>Buy Out Price</i>) qui est ensuite reversée aux fournisseurs d'énergie au prorata de leur production d'énergies renouvelables (<i>Buy Out Fund</i>), ce qui représente une rémunération supplémentaire.</p> <p>Concernant la <i>Climate Change Levy</i>, taxe sur le changement climatique, les compagnies peuvent en être exemptées en signant des accords volontaires ou en se fournissant auprès d'un producteur d'électricité d'origine renouvelable. Suivant le même principe que les certificats verts, les producteurs d'énergies renouvelables reçoivent un certificat d'exemption pour chaque mégawattheure généré.</p> <p>Les certificats verts, la redistribution du revenu des amendes et les certificats d'exemption liés à la taxe sur la consommation d'électricité accroissent le prix de vente des énergies renouvelables aux distributeurs. Le prix de vente de l'électricité pour 2013/2014 est de 94 £/MWh pour l'éolien terrestre et de 145 £/MWh pour l'éolien en mer. Le Royaume-Uni travaille à la mise en place d'un nouveau système (FIT CfD, pour <i>Feed-in Tariffs with Contracts for Differences</i>) qui s'appliquera à d'autres formes de production d'électricité à faible émission de carbone. Les nouveaux contrats seront conçus pour donner aux producteurs d'électricité à bas carbone une plus grande certitude de leurs revenus sur le long terme (15 ans). Ils recevront un supplément de paiement lorsque le prix de marché de l'électricité (le prix de référence) sera inférieur à un prix convenu, et devront rembourser lorsque le prix du marché passera au-dessus de ce prix. Les producteurs auront à négocier séparément avec un tiers la vente de leur électricité. Le FIT CfD a été mis en service en 2014 mais, jusqu'en 2017, les nouveaux générateurs pourront choisir entre l'actuel système des « certificats d'obligation » et les nouveaux tarifs. Les centrales existantes continueront à être subventionnées sous le système des « certificats d'obligation », dont la fin est prévue pour 2037. Le 3 octobre 2014, les <i>strike prices</i> (prix d'exercice) pour les énergies renouvelables ont été publiés (en £/MWh) :</p>																								
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Technologies</th> <th>Éolien terrestre</th> <th>Éolien en mer</th> <th>Éolien sur les îles (Écosse)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2014-2015</td> <td>95</td> <td>155</td> <td>–</td> </tr> <tr> <td>2015-2016</td> <td>95</td> <td>155</td> <td>–</td> </tr> <tr> <td>2016-2017</td> <td>95</td> <td>150</td> <td>–</td> </tr> <tr> <td>2017-2018</td> <td>90</td> <td>140</td> <td>115</td> </tr> <tr> <td>2018-2019</td> <td>90</td> <td>140</td> <td>115</td> </tr> </tbody> </table>	Technologies	Éolien terrestre	Éolien en mer	Éolien sur les îles (Écosse)	2014-2015	95	155	–	2015-2016	95	155	–	2016-2017	95	150	–	2017-2018	90	140	115	2018-2019	90	140	115
Technologies	Éolien terrestre	Éolien en mer	Éolien sur les îles (Écosse)																						
2014-2015	95	155	–																						
2015-2016	95	155	–																						
2016-2017	95	150	–																						
2017-2018	90	140	115																						
2018-2019	90	140	115																						

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de fixation du prix de l'électricité issue de source solaire en vigueur au 31 décembre 2014 dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de fixation du prix de l'électricité solaire
États-Unis	<p>Prix fixés dans le cadre du <i>Power Purchase Agreement</i> (PPA) négocié ou par appel d'offres lancés par les <i>public utilities</i> ou autres acheteurs.</p> <p>Tarifs d'achat fixés dans certains États (dont la Californie) pour des parcs de petite taille et pour des volumes limités.</p> <p>ITC (<i>Investment Tax Credit</i>) reconduit jusqu'en décembre 2016.</p>
France	<p>Modifications importantes depuis 2011.</p> <p>Appels d'offres pour les installations au sol et intégrées au bâti supérieur à 100 kWc.</p> <p>Pour les projets de moins de 100 kWc, ajustement trimestriel du tarif en fonction du nombre de projets réalisés le trimestre précédent, avec une cible annuelle de 500 MWc.</p>
Italie	<p>Il n'existe plus de mécanisme de soutien destiné aux nouvelles initiatives.</p> <p>Par ailleurs, une réduction des tarifs applicables aux installations existantes a été votée (décret du 7 août 2014) et est applicable depuis le 1^{er} janvier 2015. Les producteurs d'électricité de centrale solaire photovoltaïque d'une puissance supérieure à 200 kWc avaient la possibilité de choisir entre trois options :</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ une baisse de l'ordre de 20 %, compensée par un allongement de quatre ans de la durée du PPA ; ■ une baisse modulée de l'ordre de 15 % en moyenne sur les cinq premières années, compensée par une hausse équivalente sur les cinq dernières années d'exploitation ; ■ une baisse fixe du PPA sur la durée résiduelle de soutien de : <ul style="list-style-type: none"> – 6 % pour une capacité installée comprise entre 0,2 MWc et 0,5 MWc, – 7 % pour une capacité installée comprise entre 0,5 MWc et 0,9 MWc, – 8 % pour une capacité installée supérieure à 0,9 MWc.
Israël	<p>Le prix de rachat de l'électricité variera en fonction de la taille du projet solaire.</p> <p>Dans le cadre des petites installations (jusqu'à 50 kWc), il est prédéterminé par le régulateur national.</p> <p>Les projets de moyenne (jusqu'à 12 MWc) et de grande envergure (au-delà de 12 MWc) sont soumis à une procédure d'appel d'offres pour l'attribution des quotas récemment mis en place. Les modalités de ces appels d'offres seront publiées prochainement.</p> <p>Il est probable que l'offre la moins chère bénéficie d'un engagement gouvernemental quant au rachat à 100 % de l'électricité générée. Le prix de rachat sera celui attribué au quota concerné.</p> <p>L'indexation n'est pas encore déterminée.</p>

6.4.1.3 Services énergétiques

En 2014, EDF a consolidé sa position sur le marché des services énergétiques avec l'acquisition des activités de Dalkia en France et de Citelum, devenant un des leaders du marché des services énergétiques en France et en Europe.

Le groupe EDF, conscient des enjeux réglementaires et environnementaux, souhaite accompagner les entreprises et les collectivités en France et à l'international dans leurs projets énergétiques, en proposant des solutions globales qui intègrent notamment le conseil et la conception des solutions, la réalisation des travaux ainsi que l'exploitation et la maintenance des installations. Le groupe EDF propose des offres intégrant des engagements de performance, des solutions de financement et des systèmes de *management* de l'énergie pour un meilleur suivi des consommations et des performances des installations.

En France, le Groupe est un acteur majeur de la transition énergétique en accompagnement des territoires : identification et valorisation des potentiels d'énergies renouvelables locales, en particulier la biomasse, le biogaz et la géothermie, projets de rénovation énergétique de bâtiments, développement et gestion de réseaux de chaleur et de froid, optimisation des installations d'éclairage public, et développement de solutions de mobilité électrique.

Le groupe EDF a structuré son offre de services énergétiques pour les clients des segments entreprises et collectivités (voir sections 6.2.1.2.2.2 (« L'activité par catégories de clients ») et 6.2.1.2.2.3 (« Pour une ville et des territoires durables »)) autour de cinq axes prioritaires :

- les grands projets industriels ;
- l'efficacité énergétique pour les bâtiments publics et les entreprises tertiaires et industrielles ;
- la production locale d'énergie et les réseaux de chaleur et froid associés ;
- l'éclairage public ;
- la mobilité électrique.

Le groupe EDF s'appuie sur des filiales de services pour la mise en œuvre de solutions énergétiques :

- Dalkia (1 323 millions d'euros¹ de contribution au chiffre d'affaires du Groupe en 2014), leader des services énergétiques en France, qui propose des solutions locales pour réduire les consommations d'énergie et améliorer la performance des installations, sur trois domaines d'activité : les réseaux de chaleur et de froid, les services énergétiques aux bâtiments et les utilités industrielles (voir section 6.4.1.3.1 (« Dalkia »)) ;
- EDF Fenice (400 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2014), qui offre des solutions complètes technico-financières visant à assurer la conception, la construction et la conduite des installations énergétiques et environnementales industrielles, sous forme de contrats de performance de moyen et long terme (voir section 6.4.1.3.2 (« EDF Fenice »)) ;
- TIRU (230 millions d'euros de chiffre d'affaires en 2014), qui conçoit, construit et exploite des unités de valorisation énergétique des déchets (incinération, méthanisation, production de combustibles solides de récupération, etc. – voir section 6.4.1.3.3 (« TIRU »)) ;
- Citelum (133 millions d'euros² de contribution au chiffre d'affaires du Groupe en 2014), qui est présent sur le marché de la gestion des services publics locaux de la lumière urbaine (éclairage, mises en lumière, etc.), de la gestion des déplacements (signalisation, gestion de trafic...) et des équipements de sécurité et de communication connectés au réseau d'éclairage (voir section 6.4.1.3.4 (« Citelum »)) ;
- d'autres filiales de services énergétiques agissant sur des domaines spécifiques telles que HTMS, Netseenergy, CHAM, Domofinance, Edelia et Sodetrel (voir section 6.4.1.3.5 (« Les autres filiales de services du groupe EDF »)).

6.4.1.3.1 Dalkia

Filiale à 99,94 % du groupe EDF depuis le 25 juillet 2014, Dalkia est un acteur de premier plan sur le marché européen des services énergétiques disposant d'une gamme complète de services et d'un excellent maillage commercial en France. En 2014, le groupe Dalkia a réalisé un chiffre d'affaires de 3 036 millions d'euros³ sur son périmètre consolidé, comprenant Dalkia France, Dalkia Investissement et Industelec.

6.4.1.3.1.1 Activité de Dalkia

L'activité de Dalkia est aujourd'hui au cœur de trois grands défis : le réchauffement climatique et la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre, l'efficacité énergétique comme source d'économies et la transformation des territoires dans un contexte d'urbanisation croissante et de développement industriel induit.

Le cœur de métier de Dalkia consiste à optimiser l'utilisation de toutes les énergies sur les sites de ses clients, à proposer des solutions favorisant le rééquilibrage du mix énergétique en faveur des énergies renouvelables et la maîtrise des consommations. Dalkia décline son savoir-faire dans l'efficacité énergétique et environnementale autour de trois activités : les réseaux de chaleur et de froid, les utilités industrielles et les services énergétiques aux bâtiments.

Dalkia fournit les services liés à l'énergie à des clients publics et privés avec qui elle tisse des partenariats de long terme. Les contrats de gestion des réseaux de chauffage ou de froid urbains sont des contrats de long terme pouvant atteindre 30 ans. La durée des contrats d'exploitation d'installations thermiques et multitechniques pour des clients publics ou privés peut atteindre 16 ans. Dans le domaine des services auprès des clients industriels, les contrats sont de plus courte durée (entre six et sept ans en moyenne).

Dalkia propose des solutions énergétiques qui couvrent l'ensemble du cycle de transformation, depuis l'achat des énergies entrant sur le site (gaz, biomasse, biogaz, géothermie, fuel et charbon), la construction de nouvelles installations ou la modernisation d'installations existantes, l'exploitation des installations, jusqu'à la valorisation sur le marché de l'électricité produite.

Dalkia a développé ainsi les compétences d'achat et de vente d'énergies sur les marchés dérégulés pour le compte de ses clients et est également active sur les marchés de droits d'émission de gaz à effet de serre et des certificats d'économie d'énergie.

Dalkia recourt, pour le compte de ses clients, à des solutions intégrant des énergies renouvelables ou des énergies alternatives telles que l'énergie géothermique, la biomasse, la chaleur produite par l'incinération des déchets ménagers, la chaleur récupérée au cours des processus industriels ou encore la cogénération. La combinaison des sources énergétiques, chaque fois que possible, est mise en œuvre pour tirer parti de leur complémentarité. Dans le domaine de la biomasse, Dalkia a fortement accéléré son développement grâce à ses offres innovantes.

L'activité de Dalkia peut être influencée par plusieurs facteurs clés, principalement d'origine réglementaire, économique ou technique :

- les politiques publiques de soutien à la transition énergétique (efficacité énergétique, développement des énergies renouvelables, etc.) et à la réduction des émissions polluantes, ainsi que les mécanismes de régulation et de contractualisation qui peuvent être plus ou moins favorables au développement de services énergétiques à valeur ajoutée (notamment contrats de performance énergétique) ;
- l'évolution du marché de l'énergie, notamment en termes de prix de vente d'électricité et de chaleur, d'accessibilité et de prix de revient des combustibles (ainsi que des quotas de CO₂) ;

1. Chiffre d'affaires 2014 contributif depuis l'entrée de Dalkia dans le périmètre de consolidation du groupe EDF le 25 juillet 2014. Chiffre d'affaires de Dalkia pour l'exercice 2014 complet : 3 036 millions d'euros.

2. Chiffre d'affaires 2014 contributif depuis l'entrée de Citelum dans le périmètre de consolidation du groupe EDF le 25 juillet 2014. Chiffre d'affaires de Citelum pour l'exercice 2014 complet : 250 millions d'euros.

3. 1 323 millions d'euros de contribution au chiffre d'affaires du Groupe en 2014.

- les dynamiques d'urbanisation et les variations climatiques d'une année sur l'autre, qui peuvent avoir une influence sur les ventes de chaleur et de froid ;
- la conjoncture économique et son influence sur le niveau d'activité des sites industriels des clients de Dalkia.

Réseaux de chaleur et de froid

Le développement des réseaux urbains est un moteur de croissance et un contributeur important pour le groupe Dalkia.

Dalkia est ainsi un des leaders européens pour la gestion de réseaux de chauffage et de climatisation urbains. En France, Dalkia exploite 328 réseaux de chauffage ou de froid urbains et locaux. Ces réseaux fournissent du chauffage, de l'eau chaude sanitaire et de l'air conditionné à des bâtiments publics et privés diversifiés (écoles, établissements de santé, immeubles de bureaux et immeubles d'habitation). Les centrales de production génèrent également souvent de l'électricité vendue à des opérateurs ou sur le marché.

Utilités industrielles

Dalkia intervient dans le domaine des utilités industrielles sur 2 000 sites industriels français. Leurs enjeux sont l'amélioration de la performance environnementale (avec notamment la maîtrise des émissions de CO₂ et la valorisation des énergies de récupération), la compétitivité coût et la sécurisation des approvisionnements.

La stratégie de Dalkia consiste en sa capacité à déployer une gamme de services large et cohérente, qui inclut :

- l'optimisation des utilités industrielles : vapeur, électricité, air comprimé ;
- l'optimisation des usages d'énergie liés au *process* (ajustement des usages aux besoins et identification des sources d'énergies de récupération et des coproduits valorisables) ;
- l'optimisation des usages liés aux bâtiments industriels ;
- la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Services énergétiques aux bâtiments

Les services énergétiques aux bâtiments consistent en l'exploitation de systèmes de chauffage, d'eau chaude sanitaire et d'air conditionné permettant d'assurer des conditions de vie et de travail confortables. Ils portent également sur l'amélioration de l'exploitation de systèmes existants dans le but d'optimiser leur efficacité. Dalkia fournit des services énergétiques intégrés pouvant comprendre la conception, la réalisation et l'amélioration des installations, la fourniture d'énergie, la gestion et la maintenance des installations, à des clients privés et publics, industriels et tertiaires.

Dalkia apporte à ses clients un large éventail de services techniques et met en place une gamme étendue d'offres pour répondre aux attentes des clients en matière de réduction des consommations énergétiques et d'émissions de CO₂. Cette réduction entraînera une transformation profonde du marché des services énergétiques au cours des prochaines années, par le développement des offres basées sur un engagement de résultat.

Dalkia gère 84 600 installations énergétiques en France.

6.4.1.3.1.2 Principales réalisations de Dalkia en 2014

Le 4 novembre 2014, Dalkia et l'Olympique Lyonnais ont annoncé la signature d'un contrat d'une durée de 20 ans, portant sur l'exploitation technique, la maintenance et le « gros entretien-renouvellement » du futur « Grand Stade ». L'intervention de Dalkia s'effectuera en deux temps : une phase de pré-exploitation pendant la construction du Grand Stade, puis une phase d'exploitation et de maintenance dès la livraison de l'infrastructure.

Le 12 décembre, Dalkia a lancé le forage du réseau de chaleur géothermique de Bagneux. Il comprendra deux puits, qui iront chercher l'eau chaude à 1 800 mètres de profondeur, permettant ainsi en 2016 à près de la moitié des Balnéolais de bénéficier d'une énergie renouvelable, locale et propre.

Le 17 décembre, Dalkia a cédé l'intégralité de sa participation dans Citelum à EDEV.

Le 19 décembre, la chaufferie bois du réseau de chaleur du Grand Dijon (90 MW) a été inaugurée. L'installation utilisera principalement trois chaudières biomasse de 30 MW chacune et consommera 50 000 tonnes par an de bois-énergie en majorité d'origine bourguignonne. Ce réseau de chaleur, dont les 7 premiers kilomètres de canalisations ont été posés dans le cadre des travaux de construction du tramway, s'étendra à terme sur 30 kilomètres.

Dans le domaine du biogaz enfin, Verdesis a été racheté à EDF Énergies Nouvelles le 11 février 2015 par Dalkia, du fait de leur grande proximité métier. Verdesis détient une capacité de 27,2 MW bruts en exploitation en Europe.

Enfin, Dalkia a signé le 22 décembre 2014 un accord concernant le rachat de la société Cesbron et de trois de ses filiales pour un montant de 20,6 millions d'euros. Ces entités représentent un chiffre d'affaires de l'ordre de 100 millions d'euros. La finalisation de l'opération est intervenue le 18 mars 2015, les autorités de la concurrence ayant donné leur accord le 12 février 2015. Cesbron est une entreprise innovante, spécialiste du froid industriel et commercial et du génie climatique, qui vient compléter les offres de Dalkia.

6.4.1.3.1.3 EDF Optimal Solutions (EDF OS)

Filiale de Dalkia à 100 % depuis le 17 février 2015, EDF Optimal Solutions porte auprès des entreprises et collectivités territoriales en France, aux côtés de Dalkia, des offres comprenant le financement, l'engagement de performance, la conception, la réalisation, l'exploitation et la maintenance de solutions de réduction des dépenses énergétiques et des émissions de CO₂. EDF Optimal Solutions déploie son activité selon quatre axes majeurs :

- les réseaux de chaleur urbains haute et basse température et les éco-quartiers, avec utilisation des sources d'énergies renouvelables (biomasse, géothermie, eaux usées, etc.) ;
- la production et la récupération d'énergie (production de chaleur et d'électricité à partir d'énergies renouvelables, construction et rénovation de chaufferies, récupération de chaleur sur les *process* industriels, construction et rénovation de réseaux électriques) ;
- la performance énergétique du bâtiment (rénovation énergétique, construction et rénovation énergétiques dans les piscines, contrat de performance énergétique dans la durée, etc.) ;
- les solutions multitechniques complètes d'efficacité énergétique (par exemple utilités industrielles, génie climatique, génie électrique).

Sa contribution au chiffre d'affaires du Groupe s'est élevée en 2014 à 82 millions d'euros.

6.4.1.3.1.4 Dénouement du partenariat avec Veolia Environnement

Les relations d'EDF et Veolia Environnement au sein du groupe Dalkia étaient régies par un ensemble d'accords conclus le 4 décembre 2000.

Après avoir annoncé fin octobre 2013 être entrés en discussions avancées en vue de la conclusion d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia, EDF et Veolia Environnement ont dénoué leur partenariat par un accord signé le 25 mars 2014. À l'issue de cette opération, qui a été finalisée le 25 juillet 2014 après autorisation des autorités de la concurrence compétentes, EDF a repris l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (en ce compris les activités de Citelum, en France et à l'international), tandis que les activités de Dalkia à l'international ont été reprises par Veolia Environnement.

L'opération a également mis un terme au contentieux qui opposait EDF et Veolia Environnement devant le Tribunal de Commerce de Paris depuis octobre 2012.

6.4.1.3.2 EDF Fenice

EDF Fenice, groupe international dont le siège est situé en Italie, est né au sein du groupe Fiat avant d'être acquis à 100 % par EDF en 2001. Aujourd'hui, EDF Fenice est présent en Italie, en Espagne, en Pologne et en Russie.

EDF Fenice intervient dans le domaine de l'efficacité énergétique et environnementale en milieu industriel. Elle conçoit et bâtit, internalise ou gère pour le compte de ses clients des actifs tels que des centrales de production combinée d'énergie, postes électriques, centrales thermiques pour usage industriel ou chauffage de locaux, centrales de production de froid, unités de production d'air comprimé, réseaux de distribution de fluides (électricité, gaz, air chaud ou réfrigéré, air comprimé, gaz industriels, eau) et des stations d'épuration d'eaux industrielles. EDF Fenice développe des projets d'efficacité sous la forme de partenariats industriels ou de contrats de performance avec ses clients, qui sont complétés par une vaste gamme de services de conseil sur l'énergie et l'environnement, des prestations dans le traitement des déchets, le *monitoring*, les analyses et la réhabilitation environnementale. EDF Fenice complète son activité de service avec des activités d'efficacité énergétique et d'optimisation environnementale des sites et des installations industrielles.

EDF Fenice détient au total au 31 décembre 2014 des capacités de production d'électricité à hauteur de 431 MW et de production de chaleur à hauteur de 3 197 MWth. EDF Fenice possède 49 sites de production d'énergie thermique (vapeur, eau surchauffée, eau chaude), d'électricité et d'air comprimé.

En 2014, EDF Fenice a réalisé un chiffre d'affaires de 400 millions d'euros.

Italie

Les contrats avec le groupe Fiat constituent encore aujourd'hui plus de la moitié de l'activité d'EDF Fenice. Un des objectifs majeurs en 2014 a été le renforcement de la relation avec ce grand client, en confirmant la performance du nouveau contrat et l'excellence du service fourni suivant le nouveau modèle contractuel établi à partir de 2013. Ce modèle prévoit, entre autres, le développement d'initiatives partenariales d'efficacité, renforçant les possibilités d'une reconduction automatique du contrat de cinq ans supplémentaires en 2017.

Afin de développer et d'asseoir sa notoriété commerciale et pour former les intervenants internes du Groupe, EDF Fenice a mis en place son Campus d'efficacité énergétique pour le domaine des services à l'industrie, un outil de formation et de relation client. L'objectif du Campus est de devenir un *hub* d'échanges entre clients, chercheurs, financiers, administrateurs publics et acteurs du groupe EDF.

En 2014, EDF Fenice a bâti son Système de gestion de l'énergie selon le standard ISO 50001-2011. La certification ISO 50001 encourage les meilleures pratiques de gestion de l'énergie dans le but, notamment, de réduire les émissions de gaz à effet de serre et les autres impacts environnementaux, tout en permettant une réduction de la consommation énergétique. À fin décembre 2014, Fenice a obtenu cette certification pour 8 de ses 22 sites faisant partie du contrat avec le groupe Fiat (y compris celle des deux situés en Espagne), avec pour objectif de les voir tous certifiés à terme.

Espagne

EDF Fenice est présent en Espagne depuis 2001 au travers de sa filiale EDF Fenice Instalaciones Iberica, détenue à 100 %.

EDF Fenice a été fortement impactée par la récente refonte du régime des subventions énergétiques, qui a lourdement touché le secteur de la cogénération et du renouvelable. Cette réforme a entraîné une réduction importante de l'activité d'EDF Fenice en Espagne (fermeture de trois cogénérations et fin de contrats d'exploitation pour le compte de clients cessant leur activité). Cependant, EDF Fenice a su conserver la confiance de ses clients et signer de nouveaux partenariats, tel que celui avec le groupe Calidad Pascual, notamment.

Pologne

EDF Fenice possède une filiale polonaise détenue à 100 %, EDF Fenice Poland. Cette société intervient principalement dans le domaine de la gestion externalisée et de l'exploitation de centrales thermiques avec

production combinée d'électricité, de chaleur et de froid. Elle assure également différents services énergétiques et environnementaux associés (chaud ou froid, air comprimé, gaz industriels, traitement des déchets et effluents liquides). EDF Fenice Poland a entamé une diversification hors Fiat et développe aujourd'hui un partenariat dans les services avec EDF Polska (voir section 6.3.3.1.1.1 (« Pologne »)).

Russie

EDF Fenice détient également à 100 % une filiale en Russie, Fenice Rus, dont le but est de commercialiser des services d'efficacité énergétique aux industriels. Depuis sa création, Fenice Rus a signé avec Avtovaz, principal constructeur automobile russe, sept contrats et finalisé la mise en œuvre de six d'entre eux d'ores et déjà pleinement opérationnels. Ont également été mises en service les installations construites pour la société TMH (TransMashHolding). Ces projets sont devenus une référence pour les clients et les pouvoirs publics et présentent l'avantage d'être reproductibles sur d'autres sites et dans différents secteurs d'activité.

EDF Fenice poursuit l'accompagnement dans ce pays de groupes internationaux tels que Danone, Alstom et Renault Nissan.

6.4.1.3.3 TIRU

La société TIRU est une filiale à 51 % du groupe EDF spécialisée dans :

- la valorisation énergétique : combustion des déchets ménagers pour production d'énergie (électricité et/ou vapeur) destinée au chauffage urbain ou à des usages industriels ;
- la valorisation biologique : dégradation de la matière organique et production de compost et de biogaz ;
- la valorisation matière : tri et conditionnement des matières recyclables (plastiques, fibreux, métaux).

Les 49 % restants sont détenus par Veolia Propreté (24 %), CPCU (19 %) et GDF Suez Énergie Services (6 %).

TIRU conçoit, construit et exploite des installations de valorisation énergétique de déchets et de biomasse en France, en Grande-Bretagne et au Canada (unités de valorisation énergétique, de tri-méthanisation-compostage, installation de production de combustibles solides de récupération, centres de tri). En 2014, le groupe TIRU a réalisé un chiffre d'affaires de 230 millions d'euros et a employé 1 118 salariés.

Son portefeuille clients est constitué de collectivités, majoritairement des syndicats départementaux et communaux, responsables de la gestion des déchets, ainsi que de quelques clients privés (serristes, industriels notamment).

En mobilisant toutes ses énergies pour la valorisation des déchets, TIRU contribue aux enjeux de la transition énergétique. En 2014, TIRU a ainsi permis l'économie de 1,8 million de barils de pétrole, soit 800 000 tonnes d'émissions de CO₂ évitées.

Ses 18 unités de traitement thermique et biologique ont vendu près de 2,9 TWh d'électricité et de vapeur (dont 50 % d'énergie verte) à partir de 3,1 millions de tonnes de déchets traités. Ce sont 346 000 habitants qui ont ainsi été chauffés et 582 000 alimentés en électricité. Les unités de valorisation matière du Groupe ont valorisé 342 000 tonnes de déchets (tri/recyclage et compostage).

TIRU est un acteur innovant sur le marché des déchets. Il industrialise de nouveaux procédés, au cœur du développement des services énergétiques, tels que :

- la méthanisation d'ordures ménagères et la production de biogaz et de compost normé ;
- la production de combustibles solides de récupération, combustibles stables, à haut pouvoir calorifique, substituables aux énergies fossiles ;
- l'alimentation en eau chaude de serres agricoles à partir de la chaleur produite sur des unités de valorisation énergétique, une solution innovante au service de l'augmentation des performances énergétiques.

En France, TIRU a renouvelé en 2014 ses contrats avec Calais, Douchy-les-Mines et Paillé et remporté l'appel d'offres de Rungis concernant la valorisation des mâchefers. TIRU a gagné l'exploitation de la chaufferie biomasse du site Candia à Awoingt pour plus de 10 ans, ce qui constitue une première référence pour TIRU dans l'industrie.

En Angleterre, TIRU s'est porté acquéreur des 40 % restants du capital de la société Newlincs et en détient dorénavant la totalité. Newlincs gère le contrat de gestion des déchets ménagers du comté du North East Lincolnshire au Royaume-Uni. Par ailleurs, TIRU a inauguré sa nouvelle usine d'Exeter qui valorise énergétiquement une partie des déchets ménagers du comté de Devon (sud-ouest du pays).

6.4.1.3.4 Citelum

Filiale à 100 % du groupe EDF depuis le 25 juillet 2014, Citelum est un des principaux acteurs en matière d'éclairage public urbain en France, en Europe et dans le monde.

En 2014, le groupe Citelum a réalisé un chiffre d'affaires de 250 millions d'euros¹, dont 198 millions d'euros à l'international. Comptant 500 collaborateurs en France, Citelum emploie au total près de 3 000 collaborateurs dans 18 pays notamment en France, en Italie, en Espagne, au Brésil et au Mexique. Citelum éclaire 25 millions de personnes à travers le monde et gère près de 1 000 contrats au total tels que ceux de Copenhague, Venise, Madrid, Mexico et quelque 250 contrats en France dont ceux de Nice, Bordeaux, Dijon, Sète.

Citelum, partenaire de la transformation de la ville pour les collectivités territoriales, développe son savoir-faire en aménagement lumière (éclairage public, mise en lumière) et en gestion des déplacements urbains (signalisation lumineuse, gestion du trafic, gestion et optimisation des infrastructures de recharge de véhicules électriques, vidéo-surveillance). Afin de garantir un service public de l'éclairage sûr, continu et durable, Citelum met en œuvre une synergie de métiers :

- ingénierie-conception ;
- exploitation-maintenance ;
- travaux ;
- gestion de l'énergie.

Son offre stratégique repose sur un modèle de gestion complète, inscrit dans le long terme et assorti d'un engagement de performance, en particulier énergétique.

Le développement de Citelum en France et à l'international s'organise autour des cinq lignes d'offres prioritaires définies par le groupe EDF. Pour être présent dans la durée et se différencier, Citelum intègre à son offre de services des solutions de financement, l'innovation comme facteur clé de compétitivité et des compétences fortes en ingénierie contractuelle.

6.4.1.3.5 Les autres filiales de services du groupe EDF

D'autres filiales du groupe EDF complètent l'offre de services énergétiques du Groupe, sur des domaines spécifiques, auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales) et couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Management de l'énergie

Afin d'accompagner les clients dans la maîtrise de leurs consommations d'énergies et de fluides, le groupe EDF propose des solutions de *monitoring* et de pilotage des installations. Les filiales Netseenergy et Edelia s'inscrivent autour de cet axe stratégique.

Netseenergy

Société détenue à 100 % par EDF, Netseenergy développe historiquement une gamme de services qui permet aux clients entreprises et collectivités territoriales de visualiser graphiquement leurs courbes de charges de consommation d'électricité par internet. Depuis 2010, la société commercialise une nouvelle gamme de téléservices d'efficacité énergétique, toujours sur le marché d'affaires.

Fondés sur les évolutions technologiques les plus récentes en matière de *smart metering*, ces services permettent de relever et de visualiser sur un portail web ergonomique les consommations d'énergies et de fluides des bâtiments. Des services de diagnostic et de conseils portés par une équipe spécialisée d'experts énergéticiens viennent compléter cette offre de téléservices.

Netseenergy oriente enfin une part croissante de ses activités de recherche sur de nouveaux domaines d'innovations, notamment celui actuellement très dynamique et porteur des *smart grids*. La société est ainsi engagée dans de multiples démonstrateurs en France métropolitaine et outre-mer, dont les projets Nice Grid en PACA et Smart Electric Lyon en Rhône-Alpes, et également sur l'effacement à distance d'usages électriques pour lisser les pointes de consommation électrique.

Edelia (EDEV Téléservices)

Société détenue à 100 % par EDF, Edelia assure le déploiement et l'exploitation de démonstrateurs dans le cadre des systèmes électriques intelligents (notamment, en Bretagne, l'expérimentation « Une Bretagne d'avance » d'effacement diffus des clients résidentiels menée dans le cadre du pacte électrique breton). Edelia conçoit et développe une plateforme de services pouvant adresser plusieurs millions de clients (affichage de la consommation, alertes, conseils, etc.). Dans le cadre de ses projets expérimentaux, Edelia développe une solution interconnectée avec les compteurs communicants et compatible avec l'ensemble des systèmes d'économie d'énergie installés par les clients.

Mobilité électrique

La mobilité électrique, dans laquelle le groupe EDF est engagé de longue date, est maintenant entrée dans une dynamique accélérée au sein des pays industrialisés. Fort de son antériorité et de ses atouts dans le domaine, le Groupe s'est orienté depuis 2011 vers un rôle d'opérateur industriel de mobilité.

L'offre commerciale du Groupe comporte :

- une gamme de conseils à destination principale des collectivités territoriales et entreprises pour le positionnement et le dimensionnement des infrastructures de recharge ;
- l'installation d'infrastructures de recharge pour tous les segments de clientèle : particuliers, collectivités et entreprises, parkings et grandes surfaces ;
- la gestion et la supervision à distance des parcs de bornes de recharge ;
- des solutions d'auto-partage de petite taille à l'échelle des quartiers des villes ;
- la poursuite du service « énergie embarquée », c'est-à-dire la location-maintenance avec garantie de bon fonctionnement des batteries pour véhicules lourds (bus, camions, navettes fluviales électriques).

Outre une expertise reconnue en matière de solutions de recharge, qu'il s'agisse de batteries embarquées ou de bornes de recharges, EDF a développé des expérimentations en grandeur réelle, avec des constructeurs tels que Renault, PSA, BMW, Toyota, etc.

Avec la ville de Font-Romeu, le groupe EDF expérimente une navette électrique saisonnière qui assure au quotidien une liaison régulière entre les résidences, le cœur du village et l'accès aux pistes en télécabines.

1. 133 millions d'euros de contribution au chiffre d'affaires du Groupe en 2014 depuis l'entrée de Citelum dans le périmètre de consolidation du groupe EDF le 25 juillet 2014.

À Grenoble, le groupe EDF a mis en place avec Toyota un démonstrateur de mobilité individuelle couplé à un réseau de stations de recharge connectées, en cours d'installation. L'objectif poursuivi est aussi de tester de nouveaux services liés à l'interopérabilité des moyens d'accès et de paiement. Cette expérience permettra aux usagers de bénéficier d'un badge unique, utilisable à la fois pour les transports en commun et pour l'autopartage.

À Monaco, avec le service « Mobbee », ce sont 15 voitures Twizy qui seront accessibles 24 heures sur 24 selon le principe de *free floating* : « Je prends et je rends mon véhicule où je veux ».

Enfin, le Groupe s'implique dans le développement de « parkings intelligents et durables », en optimisant la ventilation ou l'éclairage intérieur du parking et en proposant aux usagers une recharge pour véhicule électrique ; Vinci Park et Sodetrel ont signé un partenariat pour le déploiement de bornes de recharge en libre service.

Sodetrel

Société détenue à 100 % par EDF, Sodetrel met en œuvre tous les projets de mobilité électrique, aussi bien à destination des collectivités territoriales que des entreprises ou des particuliers. À ce titre, elle poursuit son activité « énergie embarquée », c'est-à-dire la location-maintenance avec garantie de bon fonctionnement des batteries pour véhicules lourds (bus, camions, navettes fluviales électriques) avec des offres reposant sur des batteries au lithium, et développe des offres dans le domaine des infrastructures de recharge – installation, exploitation, supervision de bornes de recharge. Sodetrel, en collaboration avec ses partenaires de l'éco-mobilité, propose également des solutions d'auto-partage de véhicules électriques et de gestion de flottes de véhicules 100 % électriques et mixtes.

Le Groupe a en outre développé via ELease, filiale détenue à 70 % par Sodetrel, une offre commerciale de location moyenne durée de véhicules 100 % électriques, permettant aux entreprises comme aux collectivités de découvrir la mobilité électrique sans avoir à faire au préalable l'acquisition des véhicules.

Citelum

Akteur du mobilier urbain, Citelum accompagne le développement de la mobilité par des prestations techniques d'installation, exploitation et maintenance. Pour une description de la société, voir section 6.4.1.3.4 (« Citelum »).

Génie électrique

HTMS

L'entreprise HTMS, filiale à 100 % d'EDF, prend en charge l'exploitation et la maintenance des matériels et des postes Haute Tension (HTA et HTB), la fourniture et le remplacement des disjoncteurs et transformateurs, le dépannage, l'assistance à maîtrise d'ouvrage et la formation.

Le cœur de métier est l'optimisation des opérations de maintenance, dans le but de garantir la sécurité des exploitants, la disponibilité des installations et la pérennité des matériels et équipements. L'entreprise réalise également des missions d'expertise et de conseil (audits d'organisation de l'exploitation, définition de politiques de maintenance et de renouvellement des matériels) et des missions de suivi de grands projets.

Chauffage

CHAM

Société détenue à 100 % par EDF, CHAM exerce son activité de maintenance des systèmes de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire auprès des particuliers, offices et sociétés de gestion HLM et syndicats de copropriété. CHAM développe sa présence sur l'ensemble du territoire par des opérations de croissance externe ciblées. Son chiffre d'affaires s'est élevé à 75 millions d'euros en 2014.

Services financiers

Domofinance

Domofinance est une société créée en 2003 et agréée le 29 septembre 2003 en tant que société financière par le Comité des établissements de crédit et entreprises d'investissement (CECEI), conformément aux articles L. 511-9 à L. 511-14 du Code monétaire et financier.

EDF consolide par mise en équivalence une participation de 45 % dans Domofinance, les 55 % restant étant détenus par BNP Paribas Personal Finance (filiale du groupe BNP Paribas).

Domofinance répond aux besoins de financement de la clientèle des particuliers et des copropriétés d'EDF souhaitant intégrer des solutions énergétiques performantes dans leurs projets de rénovation de logement. Elle assure notamment la commercialisation et le financement des « Prêts travaux bonifiés par EDF » et des prêts sur les travaux collectifs de la copropriété.

Domofinance a commercialisé plus de 51 000 prêts en 2014.

6.4.1.4 Électricité de Strasbourg

Le groupe ES est un énergéticien régional multi-énergies qui exerce son activité sur la base de ses trois métiers : distribution d'électricité, commercialisation de gaz et d'électricité et services énergétiques.

Il est également présent en Alsace dans le domaine de la géothermie profonde, au travers notamment de son bureau d'études ES Géothermie et du projet ECOGI.

Le groupe ES est détenu à hauteur de 88,64 % par EDF, le solde des actions étant détenu par le public et les salariés. Ses actions sont admises aux négociations sur NYSE Euronext Paris.

6.4.1.4.1 Distribution

ES Réseaux (ESR) est la filiale du groupe ES en charge des activités de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité depuis le 1^{er} juin 2009. ESR exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique de plus de 14 000 km dans les 409 communes alsaciennes qui ont concédé leur réseau de distribution d'électricité à Électricité de Strasbourg, les contrats de ces concessions ayant été renouvelés entre 1993 et 2001 pour une durée de 40 ans. Le territoire desservi couvre les trois quarts du département du Bas-Rhin et compte environ 475 000 points de livraison en basse, moyenne et haute tension, ainsi que des connexions avec le réseau d'ERDF et deux autres gestionnaires de réseaux en aval (régies d'Erstein et de Niederbronn-Reichshoffen).

ESR effectue également des prestations au profit d'entreprises et des Entreprises Locales de Distribution (ELD) d'Alsace, notamment les régies d'Erstein, de Niederbronn, de Neuf-Brisach et de Huningue (Hunélec). Aussi, Électricité de Strasbourg a des liens capitalistiques avec cette dernière, tout comme avec la société Vialis, distributeur d'énergies et de services de la Ville de Colmar.

Les investissements nets en 2014 sont en légère baisse par rapport à l'année précédente mais ils permettent à ESR de continuer de garantir une qualité et une continuité de fourniture d'électricité parmi les meilleures en Europe.

Sur le plan technique, l'année 2014 a été notamment marquée par plusieurs chantiers de remplacement de transformateurs notamment au poste de Lutzelhouse par des unités plus puissantes (2 transformateurs 63/20 kV).

Le temps moyen annuel de coupure de tous les clients particuliers raccordés au réseau ESR s'élève à 6 mn 55 secondes, et conforte les bons résultats de qualité de fourniture d'électricité depuis de nombreuses années.

Électricité de Strasbourg a achevé le test de pose de 1 000 compteurs sur son territoire de concession et plus précisément sur 8 communes du Bas-Rhin.

En 2014, Électricité de Strasbourg s'est engagé devant la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) à faire évoluer son organisation pour qu'elle soit conforme à l'interprétation faite par la CRE des dispositions de l'article L. 111-61 du Code de l'énergie. Ces travaux ont été structurés dans le projet PAGODE (Projet d'Adaptation de la Gouvernance et de l'Organisation Du groupe ÉS). Un projet d'évolution de la gouvernance du groupe sera proposé mi-2015 au Conseil d'administration d'Électricité de Strasbourg, après consultation du Comité d'entreprise.

6.4.1.4.2 Commercialisation

ÉS Énergies Strasbourg est la filiale de commercialisation du groupe ÉS. Elle est issue de la séparation avec les activités de distribution opérée en 2009 en application des directives européennes sur l'ouverture des marchés et a été fusionnée avec Enerest au 1^{er} mai 2013.

ÉS Énergies Strasbourg fournit en énergies près de 450 000 clients en électricité (y compris renouvelable) et 110 000 en gaz, aussi bien particuliers que professionnels (tertiaire et industrie) ou collectivités.

En complément de la fourniture d'électricité et de gaz, ÉS Énergies Strasbourg propose à ses clients des services associés, tels que le dépannage électricité, gaz ou plomberie. Par ailleurs, ÉS Énergies Strasbourg a poursuivi, pour ses clients particuliers, la mise en œuvre de services d'accompagnement sur la rénovation (aide à la priorisation des travaux avec le Diagnostic éco-énergétique) et la construction (accompagnement étude thermique et labellisation). Pour mener à bien leurs projets, les clients d'ÉS Énergies Strasbourg bénéficient du réseau des 150 installateurs partenaires, ambassadeurs et installateurs des offres ESprit (isolation, électricité, gaz, bois, pompe à chaleur).

En matière de gestion de sa clientèle, ÉS Énergies Strasbourg met l'accent sur la proximité au travers d'un accueil personnalisé dans ses 3 agences de Strasbourg, Haguenau et Molsheim, ainsi que dans ses 8 « points services » (hébergés par des bureaux de la Poste) et vise au développement de l'agence en ligne et plus largement de la digitalisation.

ÉS Énergies Strasbourg attache une importance particulière aux clients en difficulté, auxquels elle apporte des solutions spécifiques. Dans le cadre de ses missions de service public et en partenariat avec les collectivités locales, ÉS Énergies Strasbourg mobilise auprès des services sociaux plusieurs conseillers et déploie un dispositif en faveur de ses clients les plus démunis.

Toutes ces actions se traduisent par un taux de satisfaction clientèle élevé, les clients Particuliers d'ÉS ayant confirmé en 2014 une note moyenne de satisfaction de 7,4/10.

Après avoir rempli son obligation pour la première période triennale, du 1^{er} juillet 2006 au 30 juin 2009, ÉS a poursuivi ses actions de production de certificats d'économies d'énergie pour la deuxième période s'étendant du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2014. Le niveau de cette obligation, qui s'est élevé à 3,9 TWh cumac (gaz compris) en forte hausse par rapport à la période précédente, a été dépassé. La troisième période 2015-2017 démarre au 1^{er} janvier 2015 avec un niveau d'obligation encore en hausse (4,2 TWh cumac).

En tant qu'opérateur historique gazier suite à la fusion absorption de la société Enerest en 2013, ÉS Énergies Strasbourg a accompagné la mise en œuvre de la loi sur la consommation dite « Loi Hamon » du 17 mars 2014, qui prévoit la suppression progressive des tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les clients professionnels. À fin 2014, l'ensemble des clients au tarif consommant plus de 200 MWh par an ont basculé sur une offre de marché. Les démarches engagées se poursuivront en 2015 auprès des clients gaz professionnels consommant plus de 30 MWh par an, mais aussi auprès des clients électricité dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA, puisque les tarifs disparaîtront au 1^{er} janvier 2016 pour ces clients.

Les résultats financiers 2014 sont impactés favorablement par le rattrapage tarifaire, résultant de la décision du Conseil d'État (voir section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente » - « Le barème tarifaire et le principe du tarif intégré d'électricité »)). À l'inverse, les températures plus chaudes que la normale, notamment au cours de l'hiver, ont pesé sur les ventes de gaz et d'électricité. Ainsi, les ventes d'électricité s'élèvent à 5 739 GWh, en retrait de 6,7 % par rapport à 2013, et celles de gaz à 4 184 GWh, en diminution de 21,6 %.

6.4.1.4.3 Services énergétiques

Écotral est aujourd'hui le vecteur principal du troisième métier du groupe ÉS que constituent les services énergétiques. Ses activités portent sur la conception, l'ingénierie, les travaux, l'exploitation et la maintenance, principalement dans la rénovation de bâtiments basse consommation, les domaines électriques et thermiques, les réseaux de chaleur et les énergies renouvelables.

Dans tous les cas, l'approche d'Écotral vise à proposer une offre globale et centrée sur la performance d'utilisation et l'optimisation des coûts, de la phase programme jusqu'à la réception. Cette société accompagne les maîtres d'ouvrage en leur apportant toutes les compétences spécifiques selon leurs besoins, sous la forme d'assistance à maîtrise d'ouvrage, de prestations d'ingénierie ou d'exploitation, de gestion déléguée d'installations, ou avec une mission d'ensemblier ou d'investisseur. Ses compétences sont reconnues dans la rénovation basse consommation, la gestion technique de bâtiments, les télé-services, les installations énergétiques, le chauffage et les réseaux de chaleur, la climatisation, les énergies renouvelables telles que la biomasse, les pompes à chaleur et le photovoltaïque, l'ingénierie électrique, l'ingénierie de restauration et la mise en lumière.

En 2014, malgré un contexte économique toujours maussade, la société a enregistré une progression de son carnet de commandes et l'année a été marquée par différents projets dont la rénovation énergétique de l'Espace Vauban qui a permis de démontrer le savoir-faire de l'entreprise en matière de bâti-vert et d'éco-efficacité énergétique.

Enfin, dans le cadre d'un contrat de concession signé en 2011, Écotral a mis en service en 2014 la chaufferie géothermique de l'éco-quartier de Cronembourg à Strasbourg.

6.4.1.4.4 Géothermie profonde

Dans le domaine de la géothermie profonde, le groupe ÉS est présent notamment au travers de son bureau d'études ÉS Géothermie et de sa participation à hauteur de 40 % dans le projet ECOGI (Exploitation de la Chaleur d'Origine Géothermique pour l'Industrie). Cette société, fruit d'un partenariat avec la société Roquette Frères et la Caisse des Dépôts, avec le soutien de l'ADEME, de la Région Alsace et de SAF-Environnement, porte le projet ambitieux de construction d'une centrale de production d'eau surchauffée (24 MW Thermique) à partir d'une ressource géothermale située à plus de 2 500 mètres de profondeur. ECOGI est une déclinaison industrielle du GÉIE de Sultz-Sous-Forêts, projet de recherche en géothermie profonde dont le Groupe ÉS est l'un des membres fondateurs.

Après un premier puits réalisé en 2013, le forage du second, qui a exigé pour sa réalisation la mise en œuvre de moyens d'une grande technicité, s'est déroulé avec succès de mi-mars à fin juillet 2014 et les essais et tests de circulation entre les deux puits ont eu lieu entre septembre et fin octobre 2014.

Les résultats positifs ont permis ainsi d'entreprendre la suite des travaux avec la construction de la centrale de valorisation de la chaleur et d'un « pipeline » de 15 km entre Rittershoffen et Beinheim, lieu de consommation de la chaleur, pour une mise en service des installations d'ici fin 2015.

6.4.1.5 EDF Trading Logistics

Avec en 2014 un volume d'approvisionnement en fioul de 0,9 million de tonnes et 2,5 millions de tonnes de charbon livrées, EDF Trading Logistics est l'agent d'EDF pour les achats de fioul et organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques à flamme du groupe EDF en métropole, en Corse et dans les DOM. EDF Trading Logistics est également commissionnaire de transport de charbon pour plusieurs grands industriels (cimentiers, chauffagistes, etc.) en étroite collaboration avec EDF Trading, et avec les opérateurs des terminaux charbonniers des ports du Havre et de Saint-Nazaire. EDF Trading Logistics a acquis ces terminaux charbonniers dans le cadre de la loi n° 2008-660 du 4 juillet 2008, portant sur la réforme portuaire.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise à EDF dans la mise en place des processus portant sur la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses), périmètre qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001, et dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

6.4.1.6 Autres participations

En octobre 2014, EDF a noué un partenariat avec Amundi en vue de la création d'une société de gestion commune¹, dont la vocation sera de lever des fonds auprès d'investisseurs (assureurs et institutionnels) et de gérer pour le compte de tiers des fonds destinés à financer des projets s'inscrivant dans la transition énergétique. Dans le cadre de ce partenariat, EDF Invest (voir section 6.2.1.1.3.7 (« Les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme (hors cycle d'exploitation) »)) a annoncé le lancement avec Amundi d'un fonds d'investissement immobilier qui constituera l'un des canaux d'investissement pour EDF Invest pour la constitution de son portefeuille d'actifs non cotés immobiliers.

Enfin, outre des participations dans des ELD (SMEG, Enercal, Électricité de Mayotte, EDSB), le groupe EDF détient des filiales et participations à vocation industrielle. Ces sociétés contribuent, dans leur domaine d'activités spécifique (production, combustible, ingénierie) aux missions du Groupe, et plus particulièrement de la Direction Production-Ingénierie : assurer la performance à court et moyen termes du portefeuille d'actifs de production d'EDF en France.

Ces sociétés sont notamment Cofiva, *holding* du groupe EDF spécialisée dans l'ingénierie, SAE, spécialisée dans les opérations de transport et de négoce de combustibles pour le compte du groupe EDF, SHEMA, spécialisée dans la production d'hydroélectricité par petites centrales ou encore SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF, spécialisée dans le traitement et le conditionnement des déchets faiblement et moyennement radioactifs. SOCODEI dispose de deux machines qui se déplacent sur les différentes centrales nucléaires et permettent de traiter les résines du circuit primaire. SOCODEI traite les déchets métalliques par fusion et les déchets solides ou liquides par incinération dans son usine Centraco, située à Marcoule dans le Gard (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés » – « L'aval du cycle en France » – « Déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte et de Très Faible Activité (FMA et TFA) »)).

6.4.2 Activités gaz

Présent sur les marchés gaziers depuis une dizaine d'années, EDF utilise en Europe plus de 20 milliards de mètres cubes de gaz, soit l'équivalent d'un peu moins de la moitié de la consommation française. EDF a donc développé une stratégie gazière pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de ses 4 millions de clients (dont plus d'un million en France), de ses centrales de cogénération (détenues par sa filiale Dalkia en France) et de ses centrales électriques à gaz.

Le groupe EDF est ainsi présent sur l'ensemble de la chaîne du gaz naturel, principalement au travers d'EDF Energy (Royaume-Uni), Edison (Italie), d'EDF Luminus (Belgique) et en France. Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading pour des opérations relatives notamment aux interventions sur les marchés de gros ainsi que sur Dalkia, depuis son intégration à 100 % au Groupe en juillet 2014.

6.4.2.1 Marché final du gaz naturel

Les ventes de gaz naturel d'EDF à ses clients finals en France ont atteint environ 19,6 TWh en 2014, ce qui représente une part de marché de 4,7 %. Au 31 décembre 2014, environ 1,1 million de clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) ont choisi EDF comme fournisseur de gaz naturel. En 2013, ces chiffres s'élevaient respectivement à 22 TWh et 1 010 000 clients.

En Italie, au Royaume-Uni et en Belgique, le développement des ventes s'appuie sur une démarche plus offensive avec des portefeuilles avals de clients composés respectivement de :

- en Italie : environ 553 200 comptes client, 5,7 milliards de mètres cubes de gaz (environ 60 TWh), soit une part de marché de 13,6 % ;
- au Royaume-Uni² : environ 2,1 millions de comptes client, 28 TWh, soit environ 5 % de parts de marché ;
- en Belgique : environ 581 000 comptes client, 13,2 TWh, soit environ 18 % de parts de marché.

6.4.2.2 Projets et actifs gaziers

6.4.2.2.1 Sources d'approvisionnement

L'approvisionnement en gaz du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille diversifié de contrats de long terme en provenance du Qatar, de Russie, de mer du Nord et d'Afrique du Nord.

Compte tenu de l'évolution des marchés européens du gaz, le Groupe renégocie activement ses contrats avec ses fournisseurs afin d'en restaurer la rentabilité.

Ainsi, une sentence arbitrale a été rendue le 29 août 2014 sur le contrat entre Edison et Promgas, filiale italienne de Gazprom, relative à son approvisionnement en gaz russe, et une procédure d'arbitrage est en cours avec ENI concernant le gaz en provenance de Libye (voir également section 6.3.2.3 (« Edison »)).

Par ailleurs, EDF a signé le 17 juillet 2014 avec l'entreprise américaine Cheniere un contrat d'approvisionnement de 0,77 million de tonnes de gaz naturel liquéfié (GNL) par an, pour une durée de 20 ans à compter de la mise en service commerciale du terminal de liquéfaction de Corpus Christi (Texas), qui est prévue au plus tôt en 2019.

EDF Trading a intégré le marché du gaz de pétrole liquéfié (GPL) en 2014 par la signature d'un contrat de fourniture avec Enterprise Products Partners LP portant sur la capacité d'export long terme à partir de la côte du golfe du Mexique.

6.4.2.2.2 Infrastructures

Gazoducs

Le 29 décembre 2014, EDF et Gazprom ont signé un accord pour le rachat par Gazprom de la participation de 15 % du groupe EDF dans le projet de gazoduc de South Stream (South Stream Transport BV). Suite à cet accord, EDF a récupéré l'intégralité des sommes investies dans le projet à ce jour, calculées conformément aux accords préexistants.

1. La création de la société de gestion reste soumise à l'approbation des différentes autorités réglementaires compétentes.

2. Hors Irlande du Nord.

Par ailleurs, EDF, à travers sa filiale Edison, participe également à des projets d'infrastructure d'importation de gaz (voir section 6.3.2 (« Italie »)) :

- Galsi, gazoduc destiné à relier l'Algérie à l'Italie par la Sardaigne, dans lequel Edison détient une participation de 20,8 % ;
- IGI Poseidon, société détenue à 50 % par Edison impliquée dans le développement de plusieurs projets visant à relier la Grèce et l'Italie (IGI), la Grèce et la Bulgarie (IGB), ainsi que Chypre à la Grèce (EastMed).

Le Groupe détient également des droits de capacité de transport variés sur le réseau européen.

Terminaux de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL)

Le 29 juin 2011, EDF, au travers de sa filiale Dunkerque LNG (détenue à hauteur de 65 % du capital par EDF, 25 % par Fluxys et 10 % par Total), a pris la décision finale de construire un terminal méthanier d'une capacité de 13 milliards de mètres cubes par an sur le territoire du Grand Port maritime de Dunkerque. La construction du terminal méthanier de Dunkerque a débuté en janvier 2012 pour une mise en service prévue fin 2015. Ce projet, qui est le deuxième chantier industriel le plus important de France après celui de l'EPR de Flamanville, comporte trois ouvrages principaux : la plateforme et les ouvrages maritimes (réalisés par le Grand Port Maritime), le terminal méthanier et les ouvrages de raccordement aux réseaux français et belge (développés par les opérateurs GRT Gaz et Fluxys). Avec ses trois cuves de stockage de GNL de 190 000 mètres cubes chacune, le terminal fournira une plus grande flexibilité au réseau pour alimenter les centrales électriques fonctionnant au gaz et devant répondre aux pics des consommations hivernales.

Cet ouvrage, qui présente la particularité unique d'être raccordé à deux marchés, la France et la Belgique, est un atout majeur pour la sécurisation et la diversification des approvisionnements gaziers européens. Sur le plan environnemental, EDF a opté pour un réchauffement du gaz naturel liquéfié sans production de CO₂, en utilisant une partie des eaux chaudes rejetées par la centrale nucléaire de Gravelines, plaçant ainsi le terminal à la pointe de l'efficacité énergétique.

2014 a vu la construction des cuves cryogéniques dans les réservoirs béton, leur fermeture et le début des divers tests (hydro, pression et radio). L'apportement est sorti des eaux pour aboutir fin décembre à la pose des cinq bras de déchargement. L'année 2014 a été marquée par la panne mécanique du tunnelier, ayant entraîné l'interruption du creusement de mai à novembre, puis sa réparation de l'avarie à 50 mètres sous l'avant-port ouest. Le creusement a repris début novembre et à fin décembre, le tunnelier est arrivé à proximité immédiate du canal de rejet du Centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Gravelines. À fin décembre, l'avancement global du chantier est de 74,8 %. La mise en service du terminal est toujours programmée pour fin 2015.

En Italie, Edison détient 7,3 % du capital d'Adriatic LNG Terminal, la société opératrice du terminal *offshore* de Rovigo, et 80 % de la capacité de regazéification, soit 6,4 milliards de mètres cubes par an (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Le Groupe dispose également de capacités de regazéification dans les terminaux de Fos-Cavaou (France) et de Zeebrugge (Belgique).

Stockages

En Allemagne, EDF détient un stockage de gaz situé à Etzel. Les installations de surface sont exploitées en joint-venture à 50/50 avec EnBW. EDF dispose d'un volume utile en cavités salines d'environ 190 millions de mètres cubes.

En Italie, Edison opère deux sites de stockage en gisements déplétés (gisements épuisés de gaz naturel), Cellino (depuis 1984) et Collalto (depuis 1994), pour un volume total de 700 millions de mètres cubes (*working gas*). Par ailleurs, depuis 2013, Edison a mis en service un troisième site, San Potito & Cotignola, actuellement en phase de montée en régime de ses performances. Enfin, Edison développe un projet de stockage sur le site de Palazzo Moroni (voir section 6.3.2 (« Italie »)).

Au Royaume-Uni, EDF Energy a développé et est en train de livrer Hill Top Farm, une installation de stockage de gaz à cycle rapide en cavités salines près de l'installation existante de Hole House dans le Cheshire. Trois cavités ont été achevées et sont prêtes pour une exploitation commerciale en attendant la mise en service définitive de l'usine de gaz associée et la remise à l'exploitant. L'usine importera et exportera du gaz entre le réseau national de transport et les cavités opérationnelles. Le travail est en cours pour préparer les cavités restantes pour une exploitation commerciale. Début avril 2014, l'entreprise de stockage de gaz Hole House a été acquise par EDF Energy auprès d'EDF Trading (voir section 6.3.1.4.2 (« Division Production » – « Production d'énergie thermique et stockage de gaz »)).

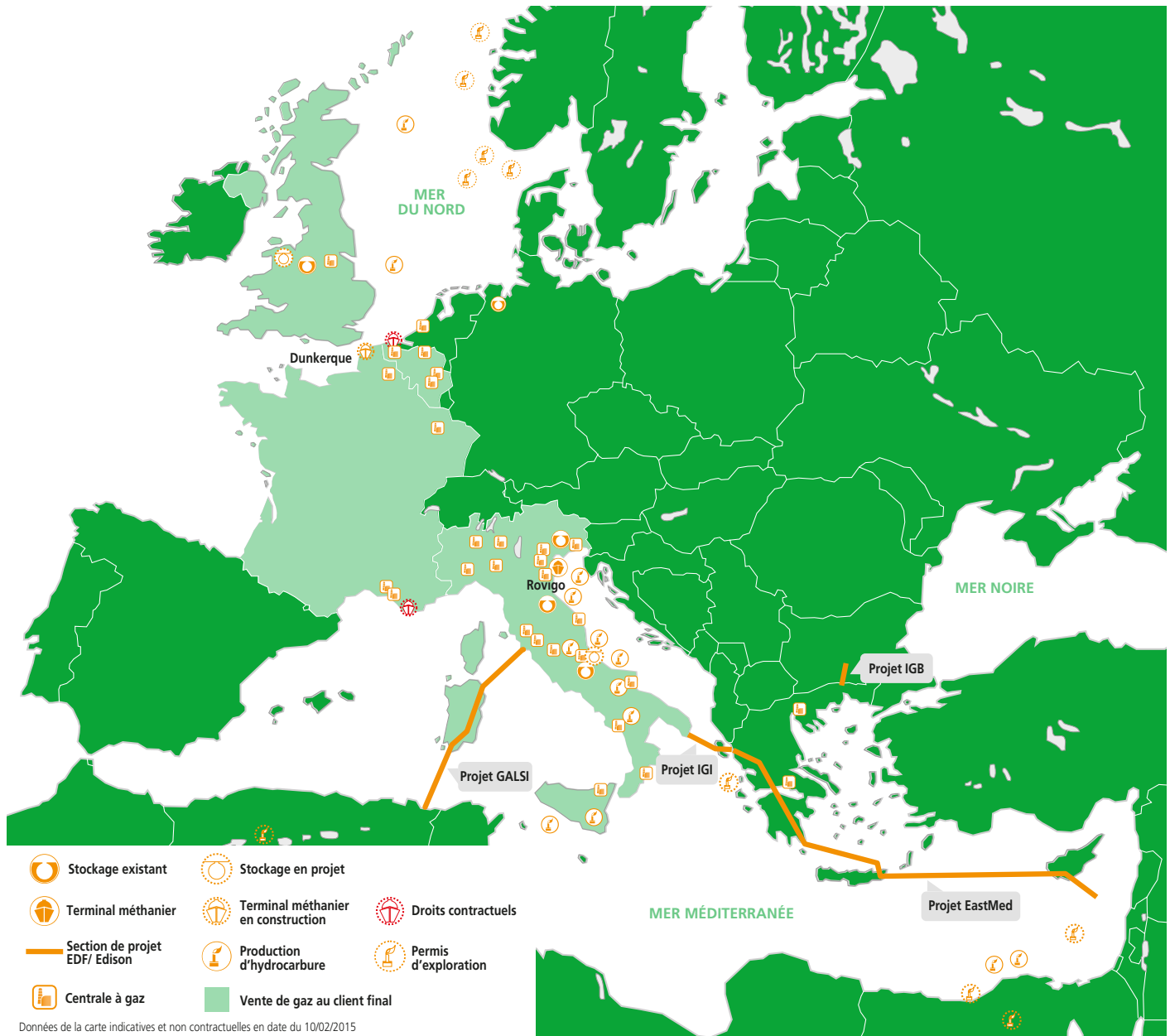
EDF dispose, par ailleurs, de droits de stockage aux Pays-Bas, en Belgique et en France.

6.4.2.2.3 Exploration et production (E&P)

Le Groupe développe des activités amont dans l'exploration et production (E&P) d'hydrocarbures, principalement à travers Edison (voir section 6.3.2 (« Italie »)). Les réserves prouvées s'élèvent à 46,2 milliards de mètres cubes, avec 2,8 milliards de mètres cubes produits en 2014.

EDF Trading North America possède des positions dans l'exploration et la production de gaz au Texas et en Pennsylvanie pour développer son activité amont dans le gaz aux États-Unis (voir section 6.3.3.2.2.3 (« EDF Trading en Amérique du Nord »)).

Carte des projets et actifs gaz du groupe EDF en Europe



6.5 Environnement législatif et réglementaire

Les entités du groupe EDF sont soumises à une grande diversité de réglementations dans le cadre de leurs activités. EDF est en particulier assujéti à la législation communautaire applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, transposée en droit français, ainsi qu'aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire et d'hygiène et de sécurité.

Les dispositions législatives ou réglementaires mentionnées ci-dessous n'ont pas vocation à fournir une description exhaustive de l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires applicables au groupe EDF.

6.5.1 EDF entreprise publique

Au 31 décembre 2014, l'État détenait 84,49 % du capital social et 84,56 % des droits de vote d'EDF et doit, en application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital.

En tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État, EDF est soumis aux dispositions de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique et à son décret d'application n° 2014-949 du même jour.

L'Agence des participations de l'État (APE), créée par le décret n° 2004-963 du 9 septembre 2004, exerce la mission de l'État en sa qualité d'actionnaire de la Société et, à ce titre, propose et met en œuvre les décisions et orientations de l'État, en liaison avec les ministères concernés.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumis à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

EDF est également soumis aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes relèvent du contrôle de la Cour des comptes conformément aux articles L. 111-4, L. 133-1 et L. 133-2 du Code des juridictions financières.

En outre, le décret-loi du 30 octobre 1935 permet au Ministre chargé de l'économie de soumettre EDF aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Enfin, la cession d'actions EDF par l'État, ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, celle-ci ayant notamment simplifié le régime précédent qui résultait des lois dites « de privatisation » n° 86-793 du 2 juillet 1986, 86-912 du 6 août 1986 et 93-923 du 19 juillet 1993.

6.5.2 Service public en France

Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie définissent les contours du Service Public de l'Électricité (voir section 6.5.3.2 « Législation française : Code de l'énergie ») ci-dessous pour une description de cette réglementation).

Missions de service public

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie précisent que le Service Public de l'Électricité a notamment pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général, de développer et d'exploiter les réseaux publics d'électricité et d'assurer la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente et au tarif de première nécessité.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production, qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique.

À ce jour, la programmation pluriannuelle des investissements est fixée par un arrêté du Ministre chargé de l'énergie en date du 15 décembre 2009.

Cette mission consiste également à garantir l'approvisionnement des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental (Corse, départements et collectivités territoriales d'outre-mer).

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de cette mission.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, l'interconnexion avec les pays voisins, ainsi que le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics désignés par la loi qui sont en charge de cette mission : RTE pour le transport, ERDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD) pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de service public de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Cette mission a été confiée, par la loi, à EDF et aux ELD.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

La mission de fourniture d'électricité consiste également en la mise en œuvre de la tarification spéciale dite « produit de première nécessité » (TPN). Cette mission de service public est désormais assignée à l'ensemble des fournisseurs d'électricité.

La mission de fourniture d'électricité consiste en outre à assurer la fourniture d'électricité de secours aux clients raccordés aux réseaux publics. Les fournisseurs de secours sont désignés par l'autorité administrative à l'issue d'un ou plusieurs appels d'offres. Les textes d'application n'étant toujours pas été adoptés, cette disposition n'est toujours pas en vigueur.

Cohésion sociale

L'article L. 121-5 du Code de l'énergie prévoit que la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés contribue à la cohésion sociale, notamment au travers de la péréquation nationale des tarifs.

L'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles interdit aux fournisseurs d'électricité de procéder, pour les résidences principales et pendant la période hivernale (du 1^{er} novembre au 15 mars) à l'interruption de la fourniture d'électricité aux personnes ou familles pour non-paiement des factures, y compris par résiliation de contrat. Les fournisseurs d'électricité peuvent, néanmoins, dans certains cas, procéder à une réduction de puissance, sauf à l'égard des clients bénéficiant des TPN.

En sa qualité de fournisseur d'électricité, EDF est tenu au maintien de la fourniture d'électricité dans les conditions fixées par cet article et le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau pris pour son application tel que modifié par le n° 2014-274 du 27 février 2014.

Le Contrat de service public

Un Contrat de service public a été conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article 1 de la loi du 9 août 2004, aujourd'hui codifié à l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat, qui décline les engagements pris par EDF et par l'État et précise les modalités de compensation financière des engagements de service, demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Engagements d'EDF (hors gestionnaires de réseaux)

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- l'accès au Service Public de l'Électricité et la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix de rester aux tarifs réglementés ;
- la production et la commercialisation. Ces domaines comprennent la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseau

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseau ERDF et RTE ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE).

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

Des services au plus près des besoins

Le 28 septembre 2010, l'État et EDF, ainsi que huit autres grands opérateurs de service public, ont signé un accord de partenariat « + de services au public » visant à développer l'accès à un ensemble d'offres de services à destination des populations rurales en France (renseignements sur le règlement d'une facture, informations, achat d'un titre de transport, etc.).

Accueil physique, points d'accès à Internet, les moyens mis à disposition des usagers sont multiples dans le cadre de lieux mutualisés tels que les Points information médiation multiservices (PIMMS), les Relais de services publics (RSP) et autres structures telles que les mairies. À l'issue de la phase expérimentale, qui a donné lieu à un déploiement dans 22 départements, en juillet 2013, le Comité interministériel pour la modernisation de l'action publique (CIMAP) a décidé de généraliser cette démarche à l'ensemble du territoire.

6.5.3 Législation relative au marché de l'électricité

6.5.3.1 Législation européenne

Trois Directives européennes, qui fondent l'organisation actuelle du marché de l'électricité en France, ont été successivement adoptées afin d'établir des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité. La Directive n° 96/92/CE du 19 décembre 1996 a posé les bases de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence.

La Directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 en a repris les grands principes tout en franchissant une étape supplémentaire sur la voie de l'ouverture du marché en élargissant progressivement l'éligibilité à l'ensemble des clients.

La Directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009, dite « Troisième Directive », a été adoptée dans le cadre du troisième « Paquet Énergie ». Ce texte renforce principalement les garanties d'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et accroît les pouvoirs des autorités de régulation nationales. Ces dispositions sont aujourd'hui transposées dans le Code de l'énergie.

Par ailleurs, les règles régissant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité sont définies aujourd'hui par le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, qui constitue l'un des textes du troisième Paquet Énergie. Ce règlement prévoit notamment un mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport pour les coûts générés par l'accueil de flux d'électricité transfrontaliers sur leurs réseaux, cette compensation étant payée par les gestionnaires de réseaux nationaux de transport d'où les flux transfrontaliers sont originaires et où ces flux aboutissent.

Enfin, la Directive n° 2005/89/CE « Sécurité d'approvisionnement », adoptée le 18 janvier 2006, a pour objectif de mieux définir les responsabilités des différents acteurs, de veiller au respect de normes minimales d'exploitation, de préserver l'équilibre entre l'offre et la demande et, enfin, d'orienter les investissements vers les réseaux. Les objectifs de cette directive ont été pris en compte dans différents textes législatifs et réglementaires.

L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie

Le règlement n° 713/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 institue l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). L'ACER participe à l'élaboration des codes de réseau dans le domaine de l'électricité et du gaz et peut prendre des décisions concernant les infrastructures transfrontalières (à ce sujet, voir également section 6.5.6.2.5 (« Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables »)).

6.5.3.2 Législation française : Code de l'énergie

Les différentes législations relatives au droit de l'énergie¹ ont été codifiées par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 au sein d'un Code de l'énergie à l'exception des dispositions relatives à l'énergie nucléaire, qui ont été codifiées dans le Code de l'environnement en application de l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012.

1. Loi du 15 juin 1906, loi n° 46-628 du 8 avril 1946, loi n° 2000-108 du 10 février 2000, loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, loi n° 2004-803 du 9 août 2004, loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 et loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010.

Par ailleurs, la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (loi POPE), loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005, a défini les priorités de la politique énergétique de la France : sécurité d'approvisionnement, réaffirmation du rôle du nucléaire, prix compétitif de l'énergie, lutte contre l'effet de serre et cohésion sociale et territoriale.

Certaines dispositions du code de l'énergie seront modifiées par le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte (voir ci-dessous et section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national » – « Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte »)).

Installations de production

Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article L. 311-5 du Code de l'énergie au-delà d'un seuil de puissance déterminé par décret, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité. Les compétences des collectivités locales en matière de production sont précisées aux articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du Code général des collectivités territoriales et à l'article 88 de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH)

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), prévu aux articles L. 336-1 et suivants du Code de l'énergie, est mis en œuvre depuis le 1^{er} juillet 2011. Sur ce point, voir section 6.2.1.3.5 (« Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) »).

Choix du fournisseur d'électricité

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients sans exception sont éligibles, c'est-à-dire qu'ils peuvent librement conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de leur choix installé sur le territoire de l'Union européenne ou sur le territoire d'un État partie à un accord international avec la France (article L. 331-1 du Code de l'énergie).

Les clients peuvent faire le choix de bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les conditions prévues par les articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie. Il résulte de ces dispositions que :

- les clients domestiques et non domestiques souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA bénéficient à leur demande des tarifs réglementés de vente ; il en est de même de l'ensemble des clients des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental ;
- les consommateurs finals domestiques et non domestiques souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA qui n'avaient pas exercé leur éligibilité au 7 décembre 2010 peuvent, jusqu'au 31 décembre 2015, bénéficier des tarifs réglementés de vente. Ils peuvent effectuer des allers-retours entre offre de marché et tarif réglementé, à la condition de rester au minimum un an au marché et un an aux tarifs réglementés. Les mêmes consommateurs, s'ils ont exercé leur éligibilité après le 7 décembre 2010, peuvent de nouveau bénéficier des tarifs réglementés de vente. À partir du 1^{er} janvier 2016, ces consommateurs ne bénéficieront plus des tarifs réglementés. L'article 25 de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation impose à EDF¹ d'informer à trois reprises, avant cette date, ses clients ayant souscrit une puissance supérieure à 36 kVA bénéficiant encore des tarifs réglementés de la résiliation de fait de leurs contrats à cette date. À défaut d'avoir conclu un nouveau contrat avec un fournisseur avant cette date, et afin de bénéficier de la continuité de leur fourniture d'électricité, les clients concernés bénéficieront d'un contrat avec EDF² pendant une période transitoire de six mois, à l'issue de laquelle la fourniture ne sera plus assurée. Les clients pourront résilier ce contrat à tout moment sans indemnité. EDF² a l'obligation de rappeler aux clients concernés, par courrier, l'échéance du contrat transitoire trois mois et un mois avant son terme.

L'article L. 111-84 du Code de l'énergie impose la tenue d'une comptabilité interne permettant de distinguer la fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité et la fourniture aux clients aux tarifs réglementés. L'État et la CRE ont un droit d'accès à la comptabilité des entreprises d'électricité.

Accès des tiers aux réseaux

L'article L. 111-91 du Code de l'énergie prévoit que les gestionnaires de réseaux doivent garantir un accès aux réseaux publics de transport et de distribution pour :

- assurer les missions de service public relatives à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente d'électricité et à la tarification spéciale de première nécessité ;
- assurer l'exécution des contrats d'achat d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur installé sur le territoire national.

Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE.

Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie et actuellement en vigueur ont été fixés par la délibération de la CRE du 3 avril 2013, publiée au *Journal officiel* du 30 juin 2013, en ce qui concerne le transport (TURPE 4 HTB) et par la délibération de la CRE du 12 décembre 2013, publiée au *Journal officiel* du 20 décembre 2013, en ce qui concerne la distribution (TURPE 4 HTA/BT).

Pour plus de détails sur les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution, se reporter à la section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) »).

Obligations d'achat d'électricité

EDF est soumis à des obligations d'achat d'électricité.

Les articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie prévoient que le Ministre chargé de l'énergie peut, lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, lancer une procédure d'appel d'offres. EDF « producteur » peut être candidat à cet appel d'offres. EDF « acheteur » est tenu de conclure ensuite un contrat d'achat d'électricité avec le ou les candidats retenus (il s'agit d'un protocole dans l'hypothèse où c'est EDF « producteur » qui est lui-même retenu).

Les articles L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie prévoient, par ailleurs, qu'EDF (ainsi que les ELD chargées de la fourniture dans leur zone de desserte) est tenu de conclure à la demande des producteurs, des contrats pour l'achat d'électricité produite :

- par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur ;
- par les installations dont la puissance installée n'excède pas 12 MW et qui utilisent des énergies renouvelables (notamment l'énergie photovoltaïque) ou mettent en œuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération ;
- par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent ;
- par les installations qui valorisent des énergies de récupération ;
- par les moulins à vent et à eau réhabilités pour la production d'électricité ;
- dans les départements d'outre-mer, par les installations électriques qui produisent de l'électricité à partir de la biomasse, dont celle issue de la canne à sucre.

Ces installations ne peuvent, en dehors du cas particulier, pour certaines filières, d'installations réalisant un programme de rénovation défini par arrêté, bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat.

1. Ainsi qu'aux Entreprises Locales de Distribution qui fournissent des tarifs réglementés.

2. Ou leur Entreprise Locale de Distribution.

Le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 prévoit que le producteur bénéficiant de l'obligation d'achat doit céder la totalité de sa production à EDF et que les modèles indicatifs de contrats d'achat liant EDF et les producteurs doivent être approuvés par le Ministre chargé de l'énergie. Les conditions d'achat, et notamment les tarifs d'achat de l'électricité, sont déterminées par arrêté du Ministre chargé de l'énergie après avis du Conseil supérieur de l'énergie et de la CRE.

Les conditions tarifaires actuellement en vigueur ont été fixées par un arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil, qui instaure plusieurs formules tarifaires tenant principalement compte du caractère intégré ou non de l'installation, de sa puissance crête et de la puissance crête de l'ensemble des autres installations raccordées ou en projet sur le même bâtiment ou la même parcelle cadastrale.

Les tarifs d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque font l'objet d'une évolution trimestrielle, en fonction de la puissance cumulée des installations pour lesquelles des demandes complètes de raccordement ont été déposées au cours du trimestre écoulé. Certaines installations, notamment les installations au sol, font toutefois l'objet d'une dégressivité trimestrielle, qui ne tient pas compte du volume de demandes de raccordement déposées auprès du gestionnaire de réseau concerné.

Le dispositif est complété par un système d'appels d'offres pour les installations sur bâtiments de plus de 100 kWc et les centrales au sol. Les conditions de réalisation de ces appels d'offres sont fixées par le décret n° 2002-1434 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité. Ainsi, un appel d'offres portant sur des installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance de crête supérieure à 250 kW est en cours à la date de dépôt du présent document de référence.

Les surcoûts découlant pour EDF et les ELD des contrats conclus au titre de l'obligation d'achat sont compensés par une contribution perçue sur les consommateurs finals, la CSPE. Le montant des charges prévisionnelles de Service Public de l'Électricité a été évalué par la CRE à 6,3 milliards d'euros au titre de l'année 2015, dont 39 % correspondent aux charges liées à la filière photovoltaïque. Les surcoûts liés à l'obligation d'achat en matière d'ENR supportés par EDF et les ELD sont évalués à 4 milliards d'euros, soit 63 % du montant total des charges.

Dans le cadre du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, en cours d'examen par le Parlement, EDF serait également tenue de signer avec les producteurs d'électricité issue des filières mentionnées à l'article L. 314-1 du Code de l'énergie des contrats offrant un complément de rémunération, sans achat de l'électricité produite. Dans ce cadre, EDF n'achèterait pas l'électricité produite. De tels contrats pourraient également être conclus à l'issue d'une procédure d'appel d'offres. Les installations bénéficiant d'un contrat d'achat ne pourraient pas bénéficier d'un contrat offrant un complément de rémunération. Les règles d'éligibilité à l'un ou à l'autre de ces mécanismes de soutien aux énergies renouvelables seraient définies par décret. Les surcoûts liés à l'exécution de ces contrats pourraient faire l'objet d'une compensation par la CSPE.

Mécanisme de compensation des surcoûts de service public

La Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)

La Contribution aux charges de Service Public de l'Électricité (CSPE), prévue par les articles L. 121-6 et suivants du Code de l'énergie, est une imposition qui a pour objet de compenser les charges imputables aux missions du Service Public de l'Électricité assignées à EDF et aux ELD.

La loi pose le principe d'une compensation intégrale, par le biais de la CSPE, des charges suivantes :

- en ce qui concerne la production d'électricité :
 - les surcoûts résultant, d'une part, des contrats d'achat d'électricité conclus par EDF et les ELD à la suite des procédures d'appels d'offres (articles L. 311-10 et suivants du Code de l'énergie) et, d'autre part, des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre des articles

L. 314-1 et suivants du Code de l'énergie, y compris lorsque sont concernées des installations exploitées par EDF ou une ELD,

- dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental :
 - les surcoûts de production qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente,
 - les coûts des ouvrages de stockage gérés par le gestionnaire du système électrique, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
 - les surcoûts d'achat d'électricité (hors ceux, précités, liés à l'obligation d'achat) qui ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs réglementés de vente, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter,
 - les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité au titre d'actions de maîtrise de la demande d'énergie, diminués des recettes éventuellement perçues grâce à ces actions, dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter ;
- la rémunération versée par EDF aux installations de cogénération dans le cadre des contrats transitoires, en application de l'article L. 314-1-1 du Code de l'énergie ;
- en ce qui concerne la fourniture d'électricité :
 - les pertes de recettes et les surcoûts supportés par les fournisseurs du fait de la mise en œuvre de la tarification spéciale « produit de première nécessité » (TPN),
 - les coûts supportés par les fournisseurs en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (dans la limite d'un pourcentage, fixé par arrêté, de la charge supportée par le fournisseur au titre du TPN pour l'année considérée).

Enfin, conformément à la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre (dite « loi Brottes »), qui a notamment complété l'article L. 121-10 du Code de l'énergie, la CSPE a pour objet de financer la prime due aux opérateurs d'effacement en application des articles L. 123-1 et L. 271-1 du même Code.

La CSPE est perçue directement auprès du consommateur final sous forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs réglementés de vente ou aux tarifs d'utilisation des réseaux, ou directement auprès des producteurs qui produisent pour leur propre usage.

Le mécanisme de compensation des charges de service public est régi par les articles L. 121-9 et suivants du Code de l'énergie, modifiés notamment par la loi de finances n° 2011-900 du 29 juillet 2011 et par la loi de finances rectificative pour 2013 n° 2013-1279 du 29 décembre 2013, ainsi que par le décret n° 2004-90 du 28 janvier 2004, modifié en dernier lieu par le décret n° 2014-1136 du 7 octobre 2014. En vertu de ces dispositions :

- le Ministre de l'Énergie arrête chaque année, sur la base d'une proposition formulée par la CRE le 15 octobre au plus tard, le montant total des charges supportées par EDF et les ELD, d'une part, ainsi que le montant de la CSPE, d'autre part, l'augmentation du montant de la contribution pouvant être échelonnée sur un an ;
- si ces montants ne sont pas fixés par le Ministre avant le 31 décembre, les montants proposés par la CRE entrent automatiquement en vigueur au 1^{er} janvier suivant. S'agissant du montant de la CSPE, cette entrée en vigueur automatique est cependant limitée à une augmentation maximale de 0,003 €/kWh par rapport au montant applicable avant cette date.

En 2013, le montant de la contribution due par site de consommation était plafonné à 569 418 €. En application de la loi de finances rectificative pour 2013, ce plafond prévu à l'article L. 121-12 du Code de l'énergie sera actualisé chaque année dans une proportion égale à celle de l'évolution du montant de la contribution mentionné à l'article L. 121-13, dans la limite d'une augmentation de 5 %. En conséquence, par délibérations de la CRE, le plafond a été fixé à 597 889 euros pour l'année 2014 et 627 783 euros pour 2015.

Le développement massif des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (principalement éolien et photovoltaïque) bénéficiaires de l'obligation d'achat a conduit depuis plusieurs années à un alourdissement significatif des charges à compenser par la CSPE. Ce phénomène se poursuit aujourd'hui : ainsi, les charges prévisionnelles évaluées par la CRE au titre de 2015 (6,3 milliards d'euros) sont supérieures de 20 % aux charges constatées au titre 2013 (5,3 milliards d'euros). Depuis 2007, le montant de la CSPE ne suffit pas à compenser l'augmentation de ces charges. Le déficit du mécanisme, supporté exclusivement par EDF, pèse sur l'endettement du Groupe.

En janvier 2013, EDF a trouvé un accord avec les pouvoirs publics qui prévoit un remboursement de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 (de l'ordre de 4,3 milliards d'euros, chiffre ajusté à 5,0 milliards d'euros au 31 décembre 2013 pour prendre en compte les montants de déficit de compensation des charges de service public au 31 décembre 2012 tels que validés par la délibération de la CRE du 9 octobre 2013 et les coûts de portage induits pour le Groupe à hauteur de 0,6 milliard d'euros). En application de cet accord, cette créance sera soldée d'ici le 31 décembre 2018, selon un échéancier de remboursement progressif, et sera rémunérée à un taux de 1,72 % conformément au décret du 7 octobre 2014. En conséquence de cet accord, le Groupe a enregistré dans ses comptes 2012 un produit financier de 0,6 milliard d'euros correspondant à la reconnaissance des coûts de portage passés cumulés au 31 décembre 2012.

L'article 59-I de la loi de finances rectificative pour 2013 a ajouté dans le Code de l'énergie un article L. 121-19-1 posant le principe, pour les charges supportées à compter du 1^{er} janvier 2013, d'une prise en charge par la CSPE des frais financiers éventuellement supportés en raison d'un nouveau déficit de compensation. Le décret n° 2014-1136 du 7 octobre 2014 a fixé à 1,72 % le taux sur la base duquel ces frais devront être calculés. En application de ces dispositions, dans le cadre de son évaluation des charges prévisionnelles pour l'année 2015, la CRE a estimé à 86,3 millions d'euros les frais financiers liés au déficit de compensation des charges pour l'année 2013.

En ce qui concerne le passé, l'article 59-III de la loi de finances rectificative pour 2013 a précisé que, sans préjudice de l'article L. 121-19-1, la compensation due à EDF serait exceptionnellement majorée d'un montant fixé par arrêté des Ministres de l'Énergie et du Budget, correspondant aux coûts de portage résultant du retard de compensation des charges de service public supportées par l'entreprise jusqu'au 31 décembre 2012. Cet arrêté a été pris le 18 septembre 2014 : il fixe le montant des coûts de portage à 627 millions d'euros.

Compensation des surcoûts de distribution

Le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE), dont la gestion comptable est confiée à EDF en vertu de l'article L. 121-29 du Code de l'énergie, a pour objet d'opérer une répartition des charges découlant des missions de service public assignées en matière de gestion des réseaux de distribution d'électricité entre les opérateurs concernés, notamment celles liées aux particularités des réseaux exploités et qui ne seraient pas couvertes par la part relative à l'utilisation de ces réseaux dans les tarifs réglementés et par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution. Sont également concernées les charges liées à la participation à l'aménagement des zones caractérisées par des handicaps géographiques, économiques ou sociaux au sens de l'article 42 de la loi n° 95-115 du 4 février 1995.

Les garanties de capacité

Les articles L. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, issus de la loi NOME, instituent l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de contribuer, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Chaque fournisseur doit ainsi disposer, sous peine de sanction administrative, de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité, pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation, notamment en période de pointe.

Ce mécanisme a pour objectifs de :

- garantir l'existence des capacités de production ou d'effacement nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ;
- sélectionner les capacités les plus efficaces minimisant le coût de cette sécurité d'approvisionnement ;
- valoriser ces capacités au juste prix et assurer la couverture de leurs coûts ;
- répartir la charge de cette sécurité d'approvisionnement sur l'ensemble des fournisseurs.

Le décret en Conseil d'État qui précise les conditions de fonctionnement de ce dispositif a été publié au *Journal officiel* du 18 décembre 2012 (décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012). Ce décret renvoie à différentes mesures d'application le soin de préciser les modalités de mise en œuvre du futur mécanisme. Les « règles du mécanisme de capacité » proposées par RTE ont été approuvées par arrêté ministériel le 22 janvier 2015 après avis de la CRE.

D'autres points évoqués dans le décret devront faire l'objet d'une décision de la CRE (tels que, par exemple, les garanties de capacité associées aux volumes acquis à l'ARENH, les tarifs de cession ou encore les garanties dans le cadre de l'obligation d'achat). À la date de dépôt du présent document de référence, aucune décision de la CRE n'a été rendue sur ces sujets.

Les effacements de consommation d'électricité

Les articles L. 271-1 et L. 123-1 du Code de l'énergie posent un cadre légal destiné à favoriser le développement des effacements de consommation d'électricité.

Ces dispositions prévoient que les textes réglementaires pris pour leur application devront instaurer :

- la possibilité pour un opérateur d'effacement de procéder à des effacements de consommation sans l'accord du fournisseur des sites effacés, et de les valoriser sur les marchés de l'énergie ou sur le mécanisme d'ajustement ;
- un régime de versement de l'opérateur d'effacement vers les fournisseurs des sites effacés ; ce régime doit être établi en tenant compte des quantités d'électricité injectées par ou pour le compte des fournisseurs des sites effacés et valorisés par l'opérateur d'effacement ;
- le versement d'une prime aux opérateurs d'effacement, prenant en compte les avantages de l'effacement pour la collectivité. Cette prime est financée par la CSPE.

Sur le fondement de ces dispositions, ont été adoptés, d'une part, le décret n° 2014-764 du 3 juillet 2014 relatif aux effacements de consommation d'électricité et, d'autre part, deux jeux de règles d'application.

L'objet du décret du 3 juillet 2014 est de fixer « la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement ». Il prévoit notamment :

- concernant le versement, que son montant doit refléter la part énergie du prix de fourniture des sites effacés. Il est par défaut calculé en application de barèmes forfaitaires établis en fonction des caractéristiques des sites de consommation effacés. Pour certains sites dont elles précisent les caractéristiques, les règles d'application peuvent prévoir, en lieu et place de l'application de barèmes forfaitaires, que le versement est assuré, sur le compte de l'opérateur d'effacement, par le consommateur final, sur la base de la part énergie du prix de son contrat de fourniture ;
- concernant la prime, que celle-ci est fixée chaque année par un arrêté des Ministres chargés de l'économie et de l'énergie, pris après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie. Elle est versée aux opérateurs d'effacement en fonction du volume d'effacements certifiés et ne peut conduire à ce que la rémunération des capitaux immobilisés par les opérateurs d'effacement excède une rémunération normale des capitaux. L'arrêté du 11 janvier 2015 fixe les montants de prime en vigueur à compter du 23 janvier 2015.

Le décret prévoit en outre que « ne sont pas pris en compte les effacements indissociables de l'offre de fourniture » (article 1).

Deux jeux de règles d'application ont également été adoptés :

- Les règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie, dites règles « Nebef 2.0 », ont été approuvées par une délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 17 décembre 2014 ;
- Les règles relatives à la valorisation des effacements de consommation sur le mécanisme d'ajustement sont contenues dans les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, dites règles « MA-RE », dans leur version approuvée par une délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie du 17 décembre 2014.

Sous réserve de son adoption définitive, le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte en cours d'examen par le Parlement modifie le mécanisme d'effacement sur deux points principaux. D'une part, en prévoyant la faculté des consommateurs finals de valoriser leurs effacements, soit directement auprès de leur fournisseur dans le cadre d'une offre d'effacement indissociable de la fourniture, soit par l'intermédiaire d'opérateurs d'effacement. D'autre part, en remplaçant la prime par des appels d'offres lancés par le Gouvernement si les capacités d'effacement ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Enfin, pour les effacements qui conduisent à des économies d'énergie significatives, l'autorité administrative peut imposer que le paiement du versement au fournisseur soit réparti entre l'opérateur d'effacement et les responsables d'équilibre (voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national » – « Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte »)).

La régulation du secteur électrique

La Commission de Régulation de l'Énergie

La CRE est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la loi du 10 février 2000.

Les articles L. 131-1 et suivants du Code de l'énergie donnent une définition générale de la mission de la CRE, chargée de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. À ce titre, elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence.

La CRE est dotée de pouvoirs importants : pouvoir de proposition, pouvoirs consultatifs et pouvoirs de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire).

La CRE propose en particulier aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité ainsi que le montant des contributions nettes qui s'y rapportent. Une fois publié le décret précisant les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte pour le calcul du prix de l'ARENH, la CRE proposera le prix de l'ARENH. De même, à compter du 31 décembre 2015, il lui appartiendra de proposer les évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité et du tarif de cession, sur lesquelles elle ne rend pour le moment qu'un avis.

La CRE est désormais dotée d'un pouvoir de décision pour la fixation des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) : elle transmet sa délibération motivée à l'autorité administrative, qui ne peut demander une nouvelle délibération qu'en cas de non-conformité aux orientations de politique énergétique. Au titre de son pouvoir réglementaire supplétif, la CRE prend notamment des décisions en matière de raccordement aux réseaux, ainsi que pour la définition des règles de calcul et d'ajustement des droits des fournisseurs à l'ARENH.

La CRE est également investie de pouvoirs d'information et d'enquête très larges lui permettant d'obtenir communication de toute information qu'elle jugerait utile dans le cadre de l'exercice de ses missions ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanction exercé par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS).

6.5.4 Législation relative au marché du gaz

6.5.4.1 Législation communautaire

Ce sont les Directives n°s 98/30/CE du 22 juin 1998 et 2003/55/CE du 26 juin 2003 qui ont constitué les principales étapes de l'ouverture du marché du gaz à la concurrence.

De nouvelles règles visant à améliorer le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel ont été définies par la Directive n° 2009/73/CE du 13 juillet 2009 et par le règlement (CE) n° 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

6.5.4.2 Législation française : Code de l'énergie

La Directive communautaire n° 2009/73/CE en date du 13 juillet 2009 a été transposée en droit français par l'ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du Code de l'énergie. Le Code de l'énergie est entré en vigueur le 1^{er} juin 2011.

Accès aux réseaux de gaz naturel

Le Code de l'énergie prévoit que les clients, les fournisseurs et leurs mandataires ont un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL dans des conditions et termes définis par contrat avec les opérateurs qui les exploitent.

Les opérateurs qui exploitent les réseaux de gaz naturel doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs.

Clients

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les clients peuvent librement choisir leur fournisseur.

Il résulte des dispositions de l'article L. 445-4 du Code de l'énergie que les clients domestiques et non domestiques consommant moins de 30 000 kWh par an bénéficient à leur demande et sans condition des tarifs réglementés. Les clients domestiques ayant droit à la tarification spéciale « produit de première nécessité » dans le domaine de l'électricité bénéficient, pour une part de leur consommation, d'un tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz. Les modalités d'application de cette disposition sont fixées par le décret n° 2008-778 du 13 août 2008 relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité, modifié par le décret n° 2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel. Les surcoûts induits par la fourniture au tarif spécial de solidarité sont compensés par une contribution due par les fournisseurs de gaz naturel et assise sur les quantités de gaz naturel vendues par ces fournisseurs aux consommateurs finals.

Les clients dont la consommation excède 30 000 kWh par an ne peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz pour un site qu'à la condition qu'aucune offre de marché n'ait été souscrite sur ce site, en application de l'article L. 445-4 alinéa 2 du Code de l'énergie.

Les consommateurs finals non domestiques consommant plus de 30 000 kWh par an et bénéficiant encore des tarifs réglementés de vente de gaz naturel mentionnés à l'article L. 445-3 du Code de l'énergie ne sont ou seront plus éligibles à ces tarifs aux dates suivantes :

- pour les consommateurs non domestiques raccordés au réseau de transport, depuis le 18 juin 2014 ;
- pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 200 000 kWh par an, depuis le 31 décembre 2014 ;
- pour les consommateurs non domestiques dont le niveau de consommation est supérieur à 30 000 kWh par an, au plus tard le 31 décembre 2015.

Pour les clients concernés par la fin des tarifs réglementés de vente de gaz au 31 décembre 2014 ou au 31 décembre 2015, l'article 25 de la loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation impose à leurs fournisseurs¹ de les informer à trois reprises, avant ces dates, de la résiliation de fait de leurs contrats. À défaut d'avoir conclu un nouveau contrat de fourniture avec un fournisseur à ces dates, et afin de bénéficier de la continuité de leur fourniture de gaz, les clients concernés bénéficieront d'un contrat avec leur fournisseur pendant une période transitoire de six mois à l'issue de laquelle la fourniture ne sera plus assurée. Les clients pourront résilier ce contrat à tout moment sans indemnité.

Fournisseurs

L'article L. 443-4 du Code de l'énergie qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un État membre de la Communauté européenne ou sur le territoire d'un autre État en vertu d'accords internationaux, et (ii) disposent d'une autorisation délivrée par le Ministre chargé de l'énergie.

EDF est autorisée à exercer l'activité de fourniture de gaz naturel, pour approvisionner les clients non résidentiels n'assurant pas de mission d'intérêt général par un arrêté du Ministre délégué à l'Industrie du 14 septembre 2004 ainsi que, depuis un arrêté en date du 9 août 2005, les clients non résidentiels assurant des missions d'intérêt général, les distributeurs et les fournisseurs de gaz naturel et, depuis un arrêté du 15 juin 2007, les clients résidentiels.

EDF ne fournit ses clients qu'en offre de marché. Les tarifs réglementés de vente ne peuvent être proposés que par GDF Suez et les ELD en charge de la fourniture de gaz.

Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

Le Code de l'énergie oblige tout fournisseur à détenir en France, le 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir, pendant la période comprise entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte des clients résidentiels et des autres clients assurant des missions d'intérêt général ou n'ayant pas contractuellement accepté une fourniture de gaz interruptible.

Le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 modifié précise le régime juridique applicable aux stockages souterrains de gaz naturel. Ce décret a été modifié par le décret n° 2014-328 du 12 mars 2014 afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement.

Contrôle et sanctions

Le Code de l'énergie confère au Ministre de l'Économie et au Ministre chargé de l'énergie ainsi qu'à la Commission de Régulation de l'Énergie un pouvoir de surveillance du marché du gaz. Le Ministre chargé de l'énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension de l'autorisation de fourniture du gaz naturel. La CRE peut enquêter pour rechercher la commission d'infractions au Code de l'énergie (article L. 135-13 du Code de l'énergie).

6.5.5 Les concessions de distribution publique d'électricité

Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 121-4 et suivants, L. 322-1 et suivants du Code de l'énergie et à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. En vertu de l'ensemble de cette législation,

les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment constituées par des établissements publics de coopération intercommunale, de plus en plus souvent au niveau départemental.

La séparation des activités de fourniture et de réseaux, imposée par les directives communautaires, a conduit à l'identification d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la mission de fourniture aux tarifs réglementés, confiée à EDF et aux ELD dans leurs zones de desserte exclusive et, d'autre part, la mission de développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à ERDF et aux ELD dans leurs zones de desserte, ainsi qu'à EDF pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

L'article L. 334-3 du Code de l'énergie prévoit que la conclusion de nouveaux contrats, d'avenants aux contrats de concessions ainsi que les renouvellements de contrats doivent faire l'objet d'une signature tripartite, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution) et par EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés. Les contrats en cours sont réputés signés conjointement par ces trois entités.

Les droits des autorités concédantes

Les droits des autorités concédantes sont détaillés à la section 6.2.2.2.2 (« Activités de distribution ») ci-avant.

6.5.6 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité

Les activités d'EDF sont soumises, en France et dans les autres pays où le groupe EDF exerce ses activités, à la réglementation en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité. Le respect de ces réglementations, de plus en plus contraignantes et en constante évolution, expose le Groupe à des coûts financiers importants pour assurer la conformité de ses activités.

6.5.6.1 Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité

Réglementation en matière d'environnement

Les lois Grenelle 1 et 2

À la suite du Grenelle de l'environnement initié en 2007, le gouvernement français s'est engagé, dans la loi n° 2009-967 du 3 août 2009, dite « Grenelle 1 », à atteindre un certain nombre d'objectifs et à prendre des mesures en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables, d'atteinte de bon état des masses d'eau, de protection de la biodiversité, de prévention des risques pour l'environnement et la santé de gestion des déchets, ainsi qu'en matière de gouvernance écologique.

Ces engagements et objectifs ont été mis en œuvre par la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 (dite « loi Grenelle 2 »), dont un grand nombre de dispositions impactent les activités d'EDF.

1. GDF Suez et les ELD en charge de la fourniture de gaz.

Participation du public en matière d'environnement

La loi n° 2012-1460 du 27 décembre 2012 relative à la mise en œuvre du principe de participation du public procède à une refonte de la procédure de participation du public applicable aux décisions de l'État et de ses établissements publics (autres que les décisions individuelles) ayant une incidence sur l'environnement à compter du 1^{er} janvier 2013.

L'ordonnance n° 2013-714 du 5 août 2013, applicable au 1^{er} septembre 2013, précise les modalités de participation du public applicables aux décisions individuelles des autorités publiques.

Par ailleurs, le projet de loi pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques (dit « projet de loi Macron ») habilite le Gouvernement à prendre par ordonnance des mesures visant à réformer les procédures destinées à assurer la participation du public à l'élaboration de certains projets d'aménagement et d'équipement, afin, notamment, de mieux garantir leur conformité aux exigences constitutionnelles, de faire en sorte que le processus d'élaboration des projets soit plus transparent et l'effectivité de la participation du public à cette élaboration mieux assurée.

Responsabilité environnementale (LRE)

La loi du 1^{er} août 2008 relative à la responsabilité environnementale (LRE), codifiée aux articles L. 160-1 à L. 165-2 du Code de l'environnement, a pour objet de favoriser la prévention et la réparation des dommages environnementaux d'une certaine gravité affectant les eaux, les sols et la biodiversité. La réparation est uniquement d'ordre écologique et doit permettre un retour des milieux naturels à l'état antérieur ou à un état équivalent.

Gestion équilibrée de la ressource en eau

La Directive-cadre sur l'eau du 23 octobre 2000 fonde la politique communautaire dans le domaine de l'eau. Elle définit un cadre pour la gestion et la protection des eaux par grands bassins hydrographiques et fixe des objectifs pour la préservation et la restauration de l'état des eaux, notamment l'atteinte en 2015 du bon état écologique ou/et chimique des eaux.

En France, la Directive a notamment été transposée par la loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006, qui fixe des mesures visant à l'atteinte des objectifs de la Directive. Ces derniers sont déterminés par bassins hydrographiques dans les schémas directeurs d'aménagement et de gestion des eaux (SDAGE). Toutes les activités d'EDF susceptibles d'avoir des incidences sur l'eau et les milieux aquatiques doivent être compatibles avec les objectifs fixés dans les SDAGE.

La loi sur l'eau impose également une conciliation entre les différents usages de l'eau. La nécessaire gestion équilibrée et durable de la ressource en eau a donc des incidences sur les titres d'exploitations des ouvrages hydroélectriques, mais également indirectement sur l'ensemble des activités d'EDF touchant aux milieux aquatiques.

Protection de la biodiversité

En tant qu'occupant et usager des espaces naturels terrestres et aquatiques, EDF est directement concerné par les enjeux de biodiversité.

Pour protéger et restaurer la biodiversité, le Grenelle de l'environnement a fixé des objectifs ambitieux, au nombre desquels figure la mise en œuvre d'une stratégie nationale de création d'aires protégées terrestres (SCAP) visant à placer sous protection forte, d'ici 2019, 2 % au moins du territoire terrestre métropolitain, ainsi que la création d'une trame verte et bleue, outil d'aménagement du territoire instaurant des couloirs écologiques qui relient des territoires protégés dans le but de permettre les migrations de la flore et de la faune.

Les dispositions relatives à la trame verte et bleue sont codifiées aux articles L. 371-1 à L. 371-6 du Code de l'environnement. Le décret n° 2012-1492 du 27 décembre 2012 précise les composantes de la trame verte et bleue, ainsi que le contenu de la procédure d'élaboration des schémas régionaux de cohérence écologique (SRCE) qui la mettent en œuvre. Le décret n° 2014-45 du 20 janvier 2014 précise les « orientations nationales » que doivent respecter les SRCE élaborés par les régions et l'État, en concertation avec l'ensemble des acteurs locaux.

Autorisation environnementale unique et certificat de projet

Des procédures expérimentales en matière environnementale ont été instituées en application de la loi du 2 janvier 2014 habilitant le Gouvernement à simplifier et à sécuriser la vie des entreprises. Les projets d'EDF sont susceptibles de bénéficier de ces procédures.

L'ordonnance n° 2014-356 du 20 mars 2014 a mis en place dans certaines régions, pour une durée de trois ans, une expérimentation relative au certificat de projet, instrument de sécurité juridique et de stabilisation du droit par lequel le préfet de département notifie un engagement à un porteur de projet sur les différentes procédures à respecter et les délais de délivrance des autorisations sollicitées. L'ordonnance n° 2014-355 du 20 mars 2014 a institué, dans certaines régions et pour certaines catégories d'installations, un régime d'autorisation unique, visant à organiser l'instruction coordonnée et la délivrance en un acte unique de l'ensemble des décisions relevant de l'État pour un projet soumis à autorisation au titre des installations classées pour la protection de l'environnement (voir section 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »)). Une autre procédure d'autorisation unique a, en outre, été créée pour les projets soumis à autorisation au titre de la loi sur l'eau et la protection des milieux aquatiques, par une ordonnance du 12 juin 2014.

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte en cours d'examen par le Parlement prévoit d'étendre le champ des expérimentations portant sur l'« autorisation unique » (voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national » – « Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte »)).

Obligation de reporting social et environnemental des entreprises (RSE)

Les articles L. 225-102-1 et R. 225-104 du Code de commerce imposent aux sociétés dont les titres sont admis aux négociations sur un marché réglementé, ainsi qu'aux sociétés dont l'effectif dépasse 500 salariés et dont le chiffre d'affaires ou le bilan dépasse 100 millions d'euros (pour ces dernières, selon un échéancier qui s'étale de 2012 à 2014), de communiquer dans leur rapport de gestion les informations sur la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leur activité ainsi que sur leurs engagements sociétaux en faveur du Développement durable (*reporting* RSE). EDF et certaines de ses filiales sont concernées par ces dispositions.

L'article L. 225-102-1 du Code de commerce permet aux filiales et sociétés contrôlées de ne pas publier leurs informations RSE dès lors que celles-ci sont publiées par la société qui les contrôle de manière détaillée par filiale ou par société contrôlée et qu'elles indiquent comment accéder à ces informations dans leur propre rapport de gestion. De même, lorsque les filiales et sociétés contrôlées sont installées en France et qu'elles comportent des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE soumises à autorisation et à enregistrement), les informations fournies portent sur chacune d'entre elles lorsque ces informations ne sont pas consolidables.

Les informations sociales et environnementales fournies dans le rapport de gestion doivent faire l'objet, selon un échéancier qui tient compte, pour les sociétés non cotées, du nombre de leurs salariés et de leur chiffre d'affaires, d'une vérification par un organisme tiers indépendant, dont les modalités de désignation sont fixées à l'article R. 225-105-2 du Code de commerce. Un arrêté du 13 mai 2013 détermine, en outre, les modalités selon lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission. La vérification par cet organisme donne lieu à une attestation relative à la présence dans le rapport de gestion de toutes les informations requises et à un avis motivé sur la sincérité des informations elles-mêmes (voir section 17.1 (« Engagements de responsabilité d'entreprise »)).

PCB et PCT

Le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (PCB) et polychloroterphényles (PCT) dans les différents pays où il exerce ses activités, notamment en Europe.

La Directive européenne n° 96/59/CE du 16 septembre 1996 imposait un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT à des taux supérieurs à 500 ppm ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances, qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs. La décontamination des appareils en contenant devait être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010. EDF, qui a fait l'objet d'un plan particulier d'élimination, a atteint cet objectif.

En vertu du décret n° 2013-301 du 10 avril 2013, EDF doit procéder à l'élimination et à la décontamination des appareils pollués entre 50 et 500 ppm, avec la possibilité en tant que détenteur de plus de 150 appareils de bénéficier d'un « plan particulier », approuvé par arrêté du Ministre chargé de l'environnement. Ce plan doit prévoir au minimum la décontamination ou l'élimination de la moitié des appareils avant le 1^{er} janvier 2020 et de tous les appareils avant le 31 décembre 2025. Le contenu du dossier de demande de plan particulier a été fixé par un arrêté du 28 octobre 2013. Les plans particuliers d'élimination de RTE et d'ERDF ont été approuvés par deux arrêtés du 14 avril et du 3 juillet 2014.

Le décret du 10 avril 2013 fixe également de nouvelles obligations en matière de caractérisation, d'étiquetage, de déclaration et d'utilisation des appareils dont le volume de fluide contenant des PCB est supérieur à 5 dm³. Les modalités de mise en œuvre de ces obligations ont été précisées par deux arrêtés du 7 janvier et du 14 janvier 2014.

(Voir aussi la section 17.2.2.6 (« Utilisation et protection des sols » – « Pylène »).)

Gaz à effet de serre

Système d'échange de quotas

Certaines activités du groupe EDF entrent dans le champ d'application de la Directive européenne n° 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiée par la Directive n° 2009/29/UE du 23 avril 2009 et établissant un système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) au titre des mécanismes de projets du protocole de Kyoto (« directive ETS »).

En France, cette directive a été transposée et codifiée aux articles L. 229-5, R. 229-5 et suivants du Code de l'environnement. Le Groupe a une obligation annuelle de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO₂ de ses installations. Pour respecter cette obligation, il peut, sous certaines conditions, recourir aux crédits issus des projets éligibles aux mécanismes de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de Kyoto (mise en œuvre conjointe et mécanisme de développement propre).

En application de la directive ETS, la troisième période du système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) a débuté le 1^{er} janvier 2013. Les dispositions du Code de l'environnement consacrées à ce dispositif ont été modifiées en conséquence par l'ordonnance n° 2012-827 du 28 juin 2012 (ratifiée par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013) et par les décrets n°s 2012-1343 du 3 décembre 2012 et 2014-220 du 25 février 2014. Depuis le 1^{er} janvier 2013, la règle pour le secteur électrique est la mise aux enchères des quotas, selon des modalités définies par le règlement n° 1031/2010/CE du 12 novembre 2010. Depuis cette date, EDF doit acheter l'intégralité de ses quotas.

Bilan des GES

En application des articles L. 229-25 et R. 229-45 et suivants du Code de l'environnement, les entreprises de plus de 500 salariés doivent réaliser annuellement un bilan de leurs émissions de gaz à effet de serre, et une synthèse des actions envisagées pour les réduire.

Ce bilan est public et mis à jour tous les trois ans. Le premier bilan d'EDF a été publié dans le Cahier des indicateurs du rapport annuel d'EDF en mars 2012.

Efficacité énergétique

Directive relative à l'efficacité énergétique

L'Union européenne a adopté le 25 octobre 2012 une Directive relative à l'efficacité énergétique (n° 2012/27/UE). Cette Directive, dont le délai de transposition expirait le 5 juin 2014, vise à permettre à l'Union européenne d'atteindre d'ici 2020 son objectif de 20 % d'économies d'énergie. Dans ce but, la Directive renforce les dispositions des Directives existantes sur les services d'efficacité énergétique (n° 2006/32/EC) et la cogénération (n° 2004/8/EC), qu'elle abroge.

La Directive comporte plusieurs dispositions susceptibles d'impacter les activités du groupe EDF, au premier rang desquelles l'obligation pour les États membres de réaliser chaque année un objectif d'économies d'énergie équivalent à une baisse annuelle des ventes d'énergie de 1,5 % par an cumulée sur la période 2014-2020, celle-ci pouvant prendre la forme d'une obligation de réduction des ventes pesant sur les distributeurs ou les fournisseurs d'énergie. La Directive comporte également des dispositions relatives à l'information des clients sur leur consommation, à la promotion des services énergétiques, à la prise en compte de l'efficacité énergétique dans la production de chaleur et de froid ainsi que dans le transport et la distribution de l'énergie.

La loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 transpose en droit interne l'article 8-4 de la directive, qui impose aux grandes entreprises de réaliser au plus tard le 5 décembre 2015, puis tous les quatre ans, un audit énergétique de leurs activités exercées en France. Le décret n° 2013-1121 du 4 décembre 2013 détermine les seuils au-delà desquels les entreprises sont concernées. Celles qui mettent en œuvre un système de *management* de l'énergie certifié seront, sous certaines conditions, exemptées de cette obligation. Le décret n° 2014-1393 du 24 novembre 2014 et l'arrêté du 24 novembre 2014 relatifs aux modalités d'application de l'audit énergétique précisent le périmètre de l'audit, ainsi que les conditions à remplir par les auditeurs énergétiques.

Certificats d'Économies d'Énergie

Au niveau national, le dispositif des Certificats d'Économies d'Énergie (CEE), prévu aux articles L. 221-1 et suivants du Code de l'énergie, fait peser une obligation d'économies d'énergie sur les fournisseurs d'énergie. Il fixe un objectif triennal d'économies d'énergie qu'il répartit entre les personnes assujetties (dites les « obligés ») en fonction de leurs volumes de ventes. Sous peine de sanctions, les obligés doivent produire à l'issue de la période concernée des Certificats d'Économies d'Énergie correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser, obtenus en contrepartie de la réalisation directe ou indirecte d'actions d'économies d'énergie, ou achetés aux autres acteurs économiques dits « éligibles » par le biais du Registre national des certificats.

Pour la deuxième période du dispositif, allant du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2013, l'objectif total d'économies affiché était de 345 TWhc (contre 54 TWhc pour la première période). Pour assurer la continuité du dispositif, et dans l'attente du démarrage de la troisième période, la deuxième période a été prolongée d'un an, du 1^{er} janvier au 31 décembre 2014, par un décret du 20 décembre 2013.

La troisième période a débuté le 1^{er} janvier 2015 et s'achèvera le 31 décembre 2017. L'objectif d'économies d'énergie de la troisième période est fixé à 700 TWhc (soit 233,4 TWhc/an). Le décret n° 2014-1668 du 29 décembre 2014 et plusieurs arrêtés d'application publiés en décembre 2014 déterminent les conditions et les modalités de délivrance des Certificats d'Économies d'Énergie pour cette nouvelle période.

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte modifie le dispositif des Certificats d'Économies d'Énergie pour la troisième période et annonce une quatrième période à compter du 1^{er} janvier 2018 jusqu'au 31 décembre 2020. Un arrêté à paraître avant le 31 mars 2017 précisera le montant de l'obligation d'économies d'énergie pour cette prochaine période.

Sites naturels inscrits et sites classés (enfouissement des lignes)

Le groupe EDF est soumis à la réglementation relative aux sites classés et inscrits fixée aux articles L. 341-1 à L. 341-22 et R. 341-1 à R. 341-31 du Code de l'environnement.

Cette réglementation a pour but d'assurer la préservation des monuments naturels et des sites dont la conservation présente d'un point de vue paysager, artistique, historique, scientifique, légendaire et pittoresque un intérêt général. Le « classement », réservé aux sites les plus remarquables, correspond à une protection forte, tandis que l'« inscription », qui fixe un cadre moins contraignant, est proposée pour les sites moins sensibles.

Le Code de l'environnement impose sur le territoire d'un site classé l'enfouissement des réseaux électriques lors de la création de lignes électriques nouvelles. L'inscription et le classement peuvent également avoir des incidences pour l'exploitation quotidienne des ouvrages (prise en compte de la co-visibilité ; obligation de recueillir l'avis de l'architecte des Bâtiments de France...).

La protection de l'environnement par le droit pénal

La Directive n° 2008/99/CE du 19 novembre 2008 relative à la protection de l'environnement par le droit pénal, qui a principalement pour objet d'identifier les actes gravement dommageables qui doivent être réprimés par tous les États membres, est à l'origine de l'ordonnance n° 2012-34 du 11 janvier 2012 qui procède à l'harmonisation des sanctions pénales prévues dans le Code de l'environnement.

Réglementation en matière de santé, d'hygiène et de sécurité

Amiante

En France, la réglementation impose, notamment, la recherche de matériaux contenant de l'amiante dans les bâtiments, et le cas échéant, des mesures de surveillance ou des travaux de désamiantage. EDF est également soumis à des obligations réglementaires d'information et de protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à l'inhalation de poussières d'amiante.

Légionelles

EDF exploite, notamment pour les besoins de ses activités de production d'électricité, des tours aéroréfrigérantes soumises à la réglementation sur les ICPE et aux installations nucléaires de base (INB). EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF doit par ailleurs procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée.

Substances à l'état nanoparticulaire

Les articles L. 523-1 et suivants et R. 523-12 et suivants du Code de l'environnement prévoient, à compter du 1^{er} janvier 2013, une obligation de déclaration obligatoire des quantités et des usages des substances nanoparticulaires ou des nanomatériaux produits, distribués ou importés en France, ainsi qu'une mise à disposition du public et des autorités de contrôle des informations relatives à ces substances. Les informations à déclarer ainsi que les modalités de la déclaration ont été précisées par un arrêté du 6 août 2012. EDF est susceptible d'être concerné par ce dispositif en tant qu'utilisateur de substances à l'état nanoparticulaire.

Exposition aux champs électromagnétiques (CEM)

En application de la loi Grenelle 2, le décret n° 2011-1697 du 1^{er} décembre 2011 impose au gestionnaire de réseau public de transport d'électricité de réaliser un contrôle régulier des CEM induits par les lignes électriques de transport d'électricité.

La loi n° 2015-136 du 9 février 2015 relative à la sobriété, à la transparence, à l'information et à la concertation en matière d'exposition aux ondes introduit une obligation d'information à la charge des personnes qui installent des équipements émetteurs de champs électromagnétiques dans les locaux à usage d'habitation. Cette obligation est susceptible de concerner à terme, certaines entités du Groupe EDF.

Produits chimiques

Le règlement (CE) n° 1907/2006 concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, dit règlement « REACH », entré en vigueur le 1^{er} juin 2007, s'applique à EDF en tant qu'utilisateur, mais aussi en tant que fabricant et importateur de produits chimiques. EDF s'est conformé à son obligation d'enregistrer auprès de l'Agence européenne des produits chimiques les substances qu'il fabrique ou importe à plus de 1 000 tonnes par an. En mai 2013, EDF a enregistré la monochloramine fabriquée *in situ* sur certaines centrales nucléaires.

Par ailleurs, le règlement « biocides » n° 528/2012 du 22 mai 2012 prévoit une procédure nouvelle, au champ d'application élargi, d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides. Dans ce nouveau contexte, EDF pourrait être concerné en tant que fabricant et utilisateur de monochloramine et d'hypochlorite de sodium. Le cas échéant, des demandes d'autorisation devraient être constituées et déposées avant 2017.

Santé et environnement

La loi n° 2013-316 du 16 avril 2013 relative à l'indépendance de l'expertise en matière de santé et d'environnement et à la protection des lanceurs d'alerte consacre la reconnaissance d'un droit d'alerte en matière de santé publique et d'environnement au sein des entreprises et fixe les modalités d'exercice de ce droit. Elle institue également un régime de protection à l'égard des lanceurs d'alerte et crée la Commission nationale de la déontologie et des alertes en matière de santé publique et d'environnement (CNDASE). Plusieurs décrets précisent les modalités de mise en œuvre de ce dispositif (décret n° 2014-324 du 11 mars 2014, décrets n°s 2014-1629 et 2014-1628 du 26 décembre 2014).

6.5.6.2 Réglementations applicables aux installations et activités du groupe EDF

6.5.6.2.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)

Installations concernées et principales obligations

Certaines installations exploitées en France par le groupe EDF, notamment les centrales thermiques à flamme, sont soumises à la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), codifiée dans le Code de l'environnement. Ces installations sont assujetties, selon la gravité des dangers ou inconvénients qu'elles peuvent présenter pour l'environnement et la santé humaine, à un régime de déclaration préalable, d'autorisation simplifiée (dit « d'enregistrement »), ou d'autorisation.

La réglementation relative aux ICPE impose, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains. En application de l'article L. 516-1 du Code de l'environnement, la constitution de garanties financières est également exigée à l'égard de certaines ICPE soumises à autorisation (parmi lesquelles les installations Seveso) et à enregistrement. Les garanties financières, dont l'assiette et le montant varient selon les installations, sont destinées à sécuriser le financement des mesures prises en cas d'accident avant ou après la fermeture, et des opérations de surveillance, de mise en sécurité et de remise en état après fermeture. Elles ne couvrent pas les indemnités dues par l'exploitant aux tiers qui pourraient subir un préjudice en lien avec l'activité exercée.

La liste des ICPE concernées par l'obligation de constituer ces garanties et les modalités de calcul et de constitution des garanties financières sont fixées par des arrêtés du 31 mai (modifié par un arrêté du 20 septembre 2013) et du 31 juillet 2012. Un arrêté du 5 février 2014 encadre la constitution de garanties par l'intermédiaire d'un fonds de garantie privé. Le groupe EDF exploite des installations concernées par ce nouveau dispositif.

Installations Seveso

Les ICPE dites « Seveso » sont soumises aux dispositions de la Directive n° 96/82/CE (dite « Seveso 2 ») et, à compter du 1^{er} juin 2015, aux dispositions de la Directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 »), qui la remplacera. L'entrée en vigueur de la Directive Seveso 3 aura pour effet d'intégrer dans le périmètre de la réglementation Seveso l'utilisation de substances dangereuses (issues du règlement CLP du 16 décembre 2008) qui n'étaient pas couvertes par la Directive « Seveso 2 ».

La Directive « Seveso » 3 prévoit, en outre, des dispositions plus strictes concernant l'accès du public aux informations relatives à la sécurité, la participation au processus décisionnel et l'accès à la justice, ainsi que des améliorations relatives à la manière dont les informations sont recueillies, gérées, mises à disposition et partagées. La Directive Seveso 3 introduit également des normes plus sévères pour les inspections des installations. La loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013 a procédé à la transposition en droit français de la partie législative de la Directive en créant notamment dans le Code de l'environnement (articles L. 515-15 et suivants) une section propre aux établissements classés Seveso. Ces dispositions, complétées par les deux décrets n°s 2014-285 et 2014-284 du 3 mars 2014 et par un arrêté du 26 mai 2014, entreront en vigueur le 1^{er} juin 2015.

Installations soumises à la Directive IED (rubriques 3000 de la nomenclature)

La Directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (dite « IED ») a révisé et refondu en un texte unique plusieurs textes existants, dont les Directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc.

Son chapitre III concerne EDF puisqu'il traite des installations de combustion que l'on trouve notamment dans les centrales thermiques à flamme. Les niveaux d'exigence applicables sont fonction de la puissance thermique nominale des installations de combustion et du combustible utilisé. Cette Directive, partiellement transposée en droit national par l'ordonnance n° 2012-7 du 5 janvier 2012 (codifiée aux articles L. 515-28 à L. 515-31 du Code de l'environnement), a pour effet d'élargir le champ d'application de la directive IPPC à de nouvelles activités, de renforcer la portée des meilleures techniques disponibles (MTD) sur lesquelles seront fondées les valeurs limites d'émission fixées, d'entraîner un réexamen périodique des conditions d'exploitation pour tenir compte de l'évolution des MTD et d'imposer, dans certains cas, la réalisation d'un « rapport de base » sur l'état des sols.

Le décret n° 2013-5 du 2 janvier 2013 procède à une transposition partielle des dispositions de la Directive IED relatives à l'état des sols. Son article premier précise qu'un état intermédiaire des sols sera désormais exigé en cas de modification substantielle de l'installation et qu'en cas de pollution des mesures devront être proposées par l'exploitant. Un autre décret, le décret n° 2013-374 du 2 mai 2013, complète cette transposition : il introduit dans le Code de l'environnement, aux articles R. 515-58 à R. 515-84, des dispositions dédiées aux installations relevant de la Directive IED. Ces dispositions s'appliquent aux centrales thermiques à flamme, dans les conditions fixées notamment par l'arrêté du 26 août 2013 relatif aux installations de combustion d'une puissance supérieure ou égale à 20 MW.

6.5.6.2.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires de base

EDF est soumis en France notamment à la loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire (« loi TSN »), codifiée dans le Code de l'environnement par l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012, à son décret d'application n° 2007-1557 modifié du 2 novembre 2007 et à l'arrêté du 7 février 2012 modifié fixant les règles

générales relatives aux installations nucléaires de base. Ces textes fixent le régime juridique applicable aux installations nucléaires de base (INB). La loi a créé l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), autorité administrative indépendante, les Ministres chargés de la sûreté nucléaire conservant une compétence pour la délivrance des principales autorisations et l'élaboration de la réglementation générale.

La loi TSN codifiée prévoit que la création d'une INB est autorisée, après enquête publique, par un décret du Premier Ministre, pris après avis de l'ASN et sur rapport des Ministres chargés de la sûreté nucléaire. Le décret d'autorisation mentionne l'identité de l'exploitant, la nature de l'installation, sa capacité maximale et son périmètre. La demande d'autorisation de création d'une INB comprend notamment un rapport préliminaire de sûreté (RPS), une étude d'impact de l'installation sur l'environnement et la santé, un plan de démantèlement et une étude de maîtrise des risques (EMR). Un plan d'urgence interne (PUI) précise les mesures d'organisation, les méthodes d'intervention et les moyens nécessaires mis en œuvre par l'exploitant en cas de situation d'urgence. Le décret d'autorisation de création fixe le délai dans lequel l'installation devra être mise en service et la périodicité des réexamens de sûreté si elle n'est pas égale à 10 ans et, enfin, impose les éléments essentiels permettant de garantir la sécurité, la santé et la salubrité publiques, ainsi que la protection de la nature et de l'environnement. L'autorisation de mise en service est délivrée par l'ASN. Le réexamen de sûreté permet d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques que l'installation présente pour les intérêts cités précédemment.

Les conditions des prélèvements d'eau, de rejets d'effluents liquides et gazeux, radioactifs ou non, ainsi que les limites associées, sont fixées, en application du décret d'autorisation de création, par décisions de l'ASN, soumises à homologation en ce qui concerne les décisions fixant les limites de rejets de l'installation dans l'environnement.

D'autres prescriptions sont également délivrées par l'ASN en application du décret d'autorisation de création, notamment pour prévenir ou limiter les effets des accidents ou incidents, définir les moyens individuels et collectifs de protection des populations, limiter les nuisances sonores et gérer les déchets produits par l'installation et entreposés dans celle-ci.

Les règles de sûreté et le contrôle des installations nucléaires

Les installations nucléaires exploitées par EDF sont soumises à la réglementation en matière de sûreté nucléaire et, à ce titre, doivent également respecter les règles générales fixées par arrêté ministériel en vue de garantir la protection de la sécurité, santé, et salubrité publiques et de la nature et de l'environnement. En février 2012 a ainsi été publié l'arrêté INB précité qui répond précisément à cet objectif. Ses dispositions sont entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2013 pour l'essentiel et portent notamment sur les thèmes suivants : la politique de sûreté, la maîtrise des risques, la limitation des nuisances et des inconvénients sur l'environnement, la gestion des déchets, les situations d'urgence, l'information des autorités et du public.

L'ASN peut prendre des décisions réglementaires à caractère technique pour compléter les modalités d'application des décrets et arrêtés pris en matière de sûreté nucléaire ou de radioprotection, à l'exception de ceux ayant trait à la médecine du travail. Ces décisions sont soumises à l'homologation des Ministres concernés. Depuis la parution de l'arrêté INB précité, sur la vingtaine de décisions en cours d'élaboration, six ont été publiées et homologuées.

La loi TSN codifiée met également en place des mécanismes d'information des autorités. À ce titre, tout accident ou incident, nucléaire ou non, ayant ou risquant d'avoir des conséquences notables pour la sûreté d'une INB doit être déclaré sans délai par l'exploitant, notamment à l'ASN et au représentant de l'État dans le département du lieu de l'incident ou de l'accident. De plus, la loi TSN a créé ou renforcé les outils en faveur de l'information du public, avec par exemple la constitution d'un Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire ou la possibilité offerte à toute personne de demander directement à l'exploitant des informations sur les risques liés à l'exposition aux rayonnements ionisants et sur les mesures de sûreté et de radioprotection prises pour prévenir ou réduire ces risques ou exposition.

Enfin, sont instituées des sanctions administratives et pénales accrues en cas d'inobservation par un exploitant d'une INB de ses obligations légales et réglementaires, telles que par exemple trois ans d'emprisonnement et 150 000 euros d'amende en cas d'exploitation d'une INB sans autorisation, ou un an d'emprisonnement et 30 000 euros d'amende en cas de transport de substances radioactives sans autorisation ou agrément.

En juillet 2014, le Conseil des Ministres de l'Union européenne a adopté la Directive 2014/87/Euratom du Conseil du 8 juillet 2014 modifiant la Directive 2009/71/Euratom (voir la section 6.5.8.1 (« Réglementation future au niveau communautaire »)).

Le démantèlement des installations nucléaires

La mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une INB sont autorisées par décret du Premier Ministre, pris après enquête publique et avis de l'ASN. Le décret précise les étapes du démantèlement, sa durée ainsi que l'état final visé. Une fois le démantèlement achevé, l'exploitant adresse à l'ASN une demande de déclassement qui permet, après décision de l'ASN soumise à homologation, de sortir l'installation du régime des INB. L'arrêté du 7 février 2012 a consacré au plan juridique la stratégie de démantèlement mise en œuvre depuis le début des années 2000 par EDF en précisant qu'il doit intervenir dans un délai « aussi court que possible » après la mise à l'arrêt définitif.

Les déchets radioactifs

Les activités d'EDF sont soumises à la réglementation française relative à la gestion durable des déchets radioactifs. EDF assume la responsabilité des déchets radioactifs résultant de ses activités. En France, la gestion des déchets radioactifs est assurée par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA), établissement public à caractère industriel et commercial créé par la loi du 30 décembre 1991.

Le mode de gestion des déchets radioactifs en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité radiologique. Outre certains entreposages EDF, les déchets à Très Faible Activité (TFA) produits par EDF (par exemple les déchets de béton ou de métaux issus de la déconstruction d'une centrale nucléaire) sont stockés sur un site de l'ANDRA ouvert depuis 2003. Les déchets radioactifs à Faible et Moyenne Activité et à courte vie issus des activités d'EDF sont stockés en surface au centre de stockage de l'Aube de l'ANDRA (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)). Les déchets radioactifs à Haute Activité et à Vie longue (HAVL), issus du traitement des combustibles usés, sont conditionnés sous forme vitrifiée et entreposés provisoirement par AREVA NC (ex-Cogema) sur le site de La Hague dans l'attente de l'adoption d'une solution de gestion à long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)). Les déchets à Moyenne Activité et Vie longue (MAVL) (par exemple les coques et les embouts, les morceaux de gaine, etc.) sont soit cimentés, soit compactés et confinés dans des conteneurs en acier inoxydable. Ils font actuellement l'objet d'un entreposage intermédiaire et provisoire dans l'attente d'une décision définitive de gestion long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux associés »)).

La loi du 28 juin 2006, codifiée aux articles L. 542-1 et suivants du Code de l'environnement, précise l'organisation et le financement de la gestion des déchets radioactifs, de même que les modalités d'encadrement de l'évaluation et de la couverture des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs codifiées aux articles L. 594-1 et suivants. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne peuvent être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et doivent faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions est contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire le Ministre chargé de l'énergie, elle-même soumise à une Commission Nationale d'Évaluation du financement des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires précise les conditions et les modalités d'application des dispositions de la loi de juin 2006.

Un rapport est transmis tous les trois ans à l'autorité administrative et à l'ASN avec copie aux Commissaires aux comptes, qui décrit notamment l'évaluation des charges, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions et la composition des actifs. L'autorité administrative peut demander tout justificatif complémentaire, faire réaliser par un organisme extérieur une étude, requérir une expertise de la valeur des actifs à la charge de l'exploitant.

La directive n° 2011/70/Euratom constitue un socle de règles fondamentales en matière de gestion des déchets radioactifs et du combustible usé pour un certain nombre d'États membres de l'Union européenne et clarifie plusieurs notions. Ce texte présente notamment le stockage géologique profond comme l'option la plus sûre et durable pour la gestion des déchets de Haute Activité à Vie longue et envisage la possibilité de créer des sites de stockage partagés entre plusieurs États, sur la base toutefois du volontariat.

La réglementation en matière de radioprotection

En France, les activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants sont soumises à deux régimes distincts selon la catégorie de personnes à protéger. La réglementation sur la protection générale de la population contre ces rayonnements, régie par le Code de la santé publique, réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation au titre du Code de la santé publique. L'article R. 1333-8 du Code de la santé publique fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, régie par le Code du travail, impose diverses obligations à l'employeur des salariés susceptibles d'être exposés et, en particulier, fixe une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv pour douze mois consécutifs.

Les dispositions relatives au contrôle des sources radioactives scellées de haute activité et des sources orphelines sont fixées dans le Code de la santé publique.

La Directive 2013/59/Euratom du 5 décembre 2013, qui fixe les nouvelles « normes de base », abroge la Directive 96/29 du 13 mai 1996. Cette Directive devra être transposée avant le 6 février 2018. Les services de l'État concernés ont organisé des groupes de travail dans lesquels les employeurs ainsi que les représentants de salariés sont représentés en vue d'une transposition qui aurait pour objectif la simplification du système.

La responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires, notamment la convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la convention de Bruxelles du 31 janvier 1963, complémentaire à la convention de Paris. Ces deux conventions sont applicables dans les pays signataires qui les ont ratifiées, dont la France et le Royaume-Uni.

La convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité qui présente des caractéristiques spécifiques. La responsabilité pour les dommages nucléaires aux personnes et aux biens est objective (même en l'absence de faute), limitée en montant et en durée, et elle est canalisée sur l'exploitant nucléaire seulement.

En France, le montant de responsabilité de l'exploitant est limité à environ 91,5 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à environ 22,9 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport.

Au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'État sur le territoire duquel est située l'installation nucléaire de l'exploitant responsable dans lequel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 201,4 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles) ; au-delà de ce montant, les États membres adhérents à la convention de Bruxelles (y compris la France) contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 345,3 millions d'euros.

La convention prévoit également une obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds. Cette assurance ou garantie financière doit être approuvée par l'État dans lequel l'installation assurée ou garantie se trouve. EDF a opté pour l'assurance et est en conformité avec les exigences actuelles de couverture (voir section 4.2.3 (« Assurances »)).

Des protocoles portant modification des conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation nettement plus importants, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages indemnisables. La responsabilité de l'exploitant est ainsi au moins égale à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 80 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. L'État où se trouve l'installation nucléaire de l'exploitant responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et jusqu'à 1 200 millions d'euros (dans la mesure où cet État est partie à la convention de Bruxelles). Au-delà de ce montant, les États parties à la convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros. En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passera de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident. Une autre importante modification est l'introduction d'une définition détaillée de la notion de « dommage nucléaire » prenant en compte les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certaines autres pertes résultant de la dégradation de l'environnement. Ces nouvelles dispositions ont été transposées en droit français par la loi TSN du 13 juin 2006 précitée et codifiées dans le Code de l'environnement. Elles ne seront toutefois applicables qu'à la date d'entrée en vigueur du protocole portant modification de la convention de Paris, c'est-à-dire lorsqu'au moins deux tiers des seize États parties l'auront ratifiée. La France a adopté une loi permettant la ratification des deux protocoles (loi n° 2006-786 du 5 juillet 2006), mais n'a pas encore déposé les instruments de ratification correspondants.

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte en cours d'examen par le Parlement vise à augmenter les plafonds d'indemnisation en cas d'accident (à 700 millions d'euros pour les installations, 70 millions d'euros pour les installations à risque réduit, et 80 millions d'euros pour le transport), sans attendre l'entrée en vigueur des protocoles portant modification des conventions de Paris et de Bruxelles. Par ailleurs, le 30 avril 2014, la France a déposé son instrument de ratification au protocole commun relatif à l'application de la convention de Vienne et de la convention de Paris, qui est ainsi entré en vigueur pour la France le 30 juillet 2014. Ce protocole commun établit une passerelle entre la convention de Paris, qui couvre les pays d'Europe de l'Ouest, et la convention de Vienne du 21 mai 1963 relative à la responsabilité civile en matière de dommages nucléaires, qui couvre (entre autres) les pays d'Europe de l'Est. Il permet aux parties à l'une de ces deux conventions (Paris ou Vienne) qui adhèrent au protocole de bénéficier de la couverture assurée par l'autre convention.

Protection des installations et matières nucléaires

La réglementation sur la protection et le contrôle des matières nucléaires régie par l'article L. 1333-1 du Code de la défense a pour objet de détecter et prévenir la perte, le vol ou le détournement des matières nucléaires détenues dans des installations, ou en cours de transport, ou tout acte visant à les altérer, les détériorer ou les disperser.

Cette réglementation a été entièrement refondue par le décret n° 2009-1120 du 17 septembre 2009 relatif à la protection et au contrôle des matières nucléaires, de leurs installations et de leur transport, codifié dans le Code de la défense. Ce décret a eu pour principal objet d'étendre la protection des matières nucléaires aux installations les abritant. Plusieurs arrêtés publiés en 2011 précisent les obligations des opérateurs.

Pour les CNPE, l'arrêté du 10 juin 2011, relatif à la protection physique des installations abritant des matières nucléaires dont la détention relève d'une autorisation, est basé sur la défense en profondeur des cibles, à savoir les matières nucléaires, les équipements ou les fonctions dont la défaillance ou l'endommagement engendrés par un acte de malveillance sont susceptibles d'entraîner des conséquences radiologiques. Ainsi, l'opérateur doit mettre

en place plusieurs lignes de protection matérialisées par six zones (zones à accès contrôlé, zone vitale, zone interne...).

L'arrêté du 9 juin 2011 développe le système de suivi physique des matières nucléaires ainsi que les conditions de la comptabilité pour les matières nucléaires et les obligations qui pèsent sur l'opérateur. Ainsi, l'opérateur s'assure notamment que le suivi physique et la comptabilité sont protégés contre les actions de malveillance identifiées lors de la délivrance de l'autorisation.

Le Gouvernement a annoncé la création d'une zone de protection dénommée « zone nucléaire à accès renforcé », dont le franchissement non autorisé constituerait une infraction. Les députés ont adopté le 5 février 2015, en première lecture, la proposition de loi du député UMP Claude de Ganay « visant au renforcement de la protection des installations civiles abritant des matières nucléaires ». Le texte adopté prévoit la création d'un délit pénal spécifique d'intrusion dans les installations civiles abritant des matières nucléaires. Les peines de base sur un an d'emprisonnement et 15 000 euros d'amende, avec une échelle de peine plus sévère en cas de circonstances aggravantes (trois ans de prison et 45 000 euros d'amende notamment lorsque l'infraction est commise en réunion et sept ans de prison et 100 000 euros d'amende notamment lorsqu'elle est commise avec l'usage ou la menace d'une arme). La proposition de loi doit encore être examinée par le Sénat.

6.5.6.2.3 Réglementation applicable à la production thermique à flamme

Les activités de production thermique à flamme (THF) du groupe EDF sont soumises en France à la réglementation sur les ICPE (voir section 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »)). Le parc THF d'EDF est également soumis au respect d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air, issue notamment de la Directive européenne n° 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (Directive NEC) et de la Directive n° 2001/80/CE du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (Directive GIC). Ces directives ont été transposées par plusieurs arrêtés, notamment l'arrêté du 30 juillet 2003 relatif aux chaudières présentes dans les installations existantes de combustion d'une puissance supérieure à 20 MWth.

Des dérogations aux obligations relatives aux émissions dans l'air sont possibles jusqu'en 2015. À compter de cette date, ce sont les plafonds et les dérogations issues de la Directive IED précitée qui auront vocation à s'appliquer, avec notamment des problématiques spécifiques concernant les outils de production dans les DOM et les systèmes de secours, dont les niveaux de pollution nécessitent de négocier des dispositions adaptées. Deux arrêtés du 26 août 2013, entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2014, rassemblent l'ensemble des dispositions applicables aux installations de combustion et précisent les conditions permettant à ces installations de déroger aux valeurs limites d'émission.

Les activités de production thermique à flamme sont également soumises aux dispositions des Directives Seveso 2 et 3 et à l'obligation de constitution des garanties financières (voir section 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »)). Le décret n° 2014-1501 du 12 décembre 2014 modifiant la nomenclature des installations classées concerne certaines installations thermiques à flamme stockant des fiouls lourds et les assujettit à la réglementation Seveso 2.

6.5.6.2.4 Réglementation applicable aux installations hydrauliques

Les installations hydrauliques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du Code de l'énergie. Elles font l'objet de concessions accordées par décret (pour les ouvrages de plus de 100 MW) ou par arrêté préfectoral (pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW), ou d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux de la production hydraulique »)) concernant les concessions hydrauliques.

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises aux règles de fond de la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau, à la sûreté des zones situées à proximité et à l'aval des aménagements hydrauliques et au maintien, plus généralement, d'une gestion équilibrée de la ressource en eau (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Mise en concurrence des concessions hydrauliques

Le décret n° 94-894 du 13 octobre 1994, modifié par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008, précise les conditions d'instruction d'une demande ou d'un renouvellement de concession hydraulique. Ce décret, qui inscrit aujourd'hui les concessions dans le régime juridique des délégations de service public, prévoit une procédure de mise en concurrence de la concession arrivant à échéance. L'ancien droit de préférence au bénéfice du concessionnaire sortant a été supprimé du fait de sa non-compatibilité avec le droit européen (traité et Directive n° 2014/23/UE du 26 février 2014 sur l'attribution des concessions).

Le projet de loi de « transition énergétique pour la croissance verte », en cours de discussion au Parlement, tend à compléter ce dispositif, en offrant la possibilité à l'État :

- de regrouper des concessions formant une « chaîne d'aménagements hydrauliquement liés » et, pour les concessions regroupées, de déterminer la date de fin de concession, calculée par formule dite « barycentrique » ;
- de créer des sociétés d'économie mixte (SEM) hydroélectriques constituées d'opérateurs privés et d'un pôle public (État, collectivités locales, etc.), actionnaires chacun à hauteur de 34 % minimum ;
- de prolonger certaines concessions en contrepartie d'investissements de la part des exploitants en lien avec la transition énergétique.

Redevance annuelle

Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement ou de leur prolongation dans les conditions prévues par le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, feront l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques, versée pour partie à l'État et pour partie aux départements et communes sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 1 a prévu la possibilité que le montant de cette redevance puisse être plafonné au-delà du seuil actuel de 25 % des recettes précitées. La loi Grenelle 2 prévoit qu'un plafond soit fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque nouvelle concession ou concession renouvelée. Le décret a déterminé à ce jour trois critères de choix du futur concessionnaire : garantie de l'efficacité énergétique de l'exploitation de la chute, respect d'une gestion équilibrée de la ressource en eau et meilleures conditions économiques et financières pour le concédant. La nouvelle procédure de désignation d'un concessionnaire est désormais d'une durée de 5 ans (contre 11 ans auparavant).

6.5.6.2.5 Réglementation applicable à la production d'énergies renouvelables

Le Paquet Climat a été à l'origine d'un ensemble de mesures visant à assurer que l'Union européenne réalisera d'ici 2020 les objectifs de réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre (GES), d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et de 20 % d'énergies renouvelables (ENR) dans la consommation d'énergie.

L'un des cinq textes composant le Paquet Climat est la Directive n° 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie

produite à partir de sources renouvelables, dite « Directive ENR ». Elle fixe la répartition de l'effort de 20 % d'ENR dans la consommation énergétique finale de l'Union européenne d'ici 2020 entre les États membres en considération notamment du mix énergétique national, du potentiel de chaque État et du PIB, et impose aux États membres d'adopter un plan d'action national en matière d'énergies renouvelables.

En application de l'article 4 de la Directive ENR précitée, la France a élaboré son Plan national d'action en faveur des énergies renouvelables (2009-2020). Ce plan reprend les objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) et fixe, conformément à la loi Grenelle 2, un objectif national de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie à l'horizon 2020.

Pour atteindre cet objectif, la loi Grenelle 2 a créé de nouveaux instruments de planification territoriale en vue de permettre un développement équilibré des différentes filières d'énergie renouvelable. Parmi ceux-ci :

- les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), dont le régime juridique est fixé aux articles L. 222-1 à L. 222-3 et R. 222-1 à R. 222-7 du Code de l'environnement. Au 1^{er} mai 2014, toutes les régions ont adopté leur SRCAE ;
- les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RER), dont le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 (modifié par le décret n° 2014-760 du 2 juillet 2014) précise la composition, les modalités d'approbation, la gestion des capacités d'accueil ainsi que les modalités financières de raccordement des producteurs d'électricité.

En application de l'article 15 de la Directive ENR, une ordonnance du 14 septembre 2011 (ratifiée par la loi n° 2013-619 du 16 juillet 2013) a modifié le régime juridique des garanties d'origine de l'électricité produite à partir de sources renouvelables ou par cogénération, fixé aux articles L. 314-14 et suivants du Code de l'énergie. Les modalités de mise en œuvre de ce nouveau régime ainsi que les modalités de désignation de l'organisme en charge de la gestion des garanties d'origine (délivrance, transfert, annulation) sont fixées par le décret n° 2012-62 du 20 janvier 2012. En tant que producteur et acheteur obligé d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables, le groupe EDF est concerné par ces dispositions.

La loi Grenelle 2 contient également des dispositions plus favorables aux énergies marines :

- exemption de toute procédure d'urbanisme pour les installations implantées en mer « sur le domaine public maritime immergé au-delà de la laisse de la basse mer », et dont les caractéristiques doivent figurer dans un décret à paraître (article L. 421-5 du Code de l'urbanisme) ;
- dérogation permettant aux ouvrages de raccordement des installations marines utilisant les énergies renouvelables aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité de traverser les zones littorales (et plus précisément la bande des 100 mètres – article L. 146-4 III du Code de l'urbanisme). Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte étend cette dérogation à d'autres ouvrages que les seuls ouvrages de raccordement aux installations marines.

En complément, l'article 18 de la loi n° 2014-1545 du 20 décembre 2014 relative à la simplification de la vie des entreprises habilite le Gouvernement à créer un régime d'autorisation unique dédié aux installations de production d'énergie renouvelable en mer situées sur le domaine public maritime et aux ouvrages de raccordement de ces installations.

Le projet de loi pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques pourrait créer un régime contentieux plus favorable à l'exploitation des installations de production d'énergie renouvelable, dont les autorisations seraient soumises à un délai de recours unique de deux mois.

6.5.6.2.6 Réglementation applicable à la production de l'énergie éolienne

La construction d'éoliennes terrestres est soumise, en application des articles R. 421-1 et R. 421-2 du Code de l'urbanisme, à l'obtention d'un permis de construire pour les éoliennes d'une hauteur égale ou supérieure à 12 mètres. La construction d'éoliennes implantées sur le domaine public maritime est dispensée de permis de construire, conformément à l'article R. 421-8-1 du Code de l'urbanisme.

En outre, en application de la loi Grenelle 2, les éoliennes terrestres sont désormais soumises à la nomenclature des ICPE, sous le régime de l'autorisation ou de la déclaration (voir section 6.5.6.2.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »)) au titre de la rubrique 2980 « Installations terrestres de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent et regroupant un ou plusieurs aérogénérateurs ». Les éoliennes soumises à autorisation font l'objet d'une étude d'impact qui doit accompagner le dossier de permis de construire. La délivrance de l'autorisation d'exploiter est subordonnée à l'éloignement des installations d'une distance de 500 mètres par rapport aux constructions à usage d'habitation, aux immeubles habités et aux zones destinées à l'habitation. Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte contient des dispositions visant à permettre la réalisation de projets éoliens terrestres dans les communes concernées par la loi « littoral ». Le même projet de loi renvoie à un décret le soin d'assouplir les règles d'implantation des éoliennes vis-à-vis des installations et secteurs militaires, des équipements de surveillance météorologique et de navigation aérienne.

L'exploitant ou, en cas de défaillance, la société mère, est responsable du démantèlement des éoliennes et de la remise en état du site, en fin d'exploitation, quel que soit le motif de la cessation de l'activité (articles L. 553-3 et R. 553-1 du Code de l'environnement). À cette fin, il doit constituer des garanties financières dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants.

6.5.7 Réglementation relative aux marchés de gros de l'énergie

Inspiré des règles issues de la Directive « Abus de marché » n° 2003/6/CE applicable aux marchés financiers (voir section 16.5 (« Code de déontologie boursière »)), le règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie est entré en vigueur le 28 décembre 2011. Ce règlement vise à prévenir les abus et les manipulations de marché sur les marchés de gros de l'énergie et à renforcer la confiance des acteurs de marché et des consommateurs.

Le renforcement de l'intégrité et de la transparence des marchés de gros de l'énergie doit favoriser une concurrence ouverte et loyale sur ces marchés, afin notamment que les prix fixés sur ces marchés reflètent une interaction équilibrée et concurrentielle entre l'offre et la demande. Le règlement interdit les opérations d'initiés et les manipulations de marché et crée une obligation de publication de l'information privilégiée, telle que définie au sens de REMIT.

L'ACER, Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, a notamment pour mission de surveiller les échanges commerciaux de produits énergétiques de gros pour détecter et empêcher les transactions fondées sur des informations privilégiées et des manipulations de marché.

L'ACER recueille en outre les données nécessaires pour évaluer et surveiller les marchés. Le règlement prévoit en effet que les acteurs du marché, ou une personne habilitée à le faire pour leur compte, fournissent à l'ACER un relevé détaillé des transactions du marché de gros de l'énergie.

Enfin, les acteurs du marché effectuant des transactions pour lesquelles une déclaration auprès de l'ACER est obligatoire doivent s'inscrire auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis (la CRE en France) ou, s'ils ne sont pas établis dans l'Union européenne, de celle d'un État membre dans lequel ils exercent une activité.

6.5.8 Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF

Plusieurs projets de réglementation aux niveaux communautaire et français, dont les principaux sont décrits ci-dessous, sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les activités du groupe EDF.

6.5.8.1 Réglementation future au niveau communautaire

Réglementation des concessions

La Directive communautaire relative à l'attribution des concessions a été définitivement adoptée le 26 février 2014 et publiée au *Journal officiel de l'Union européenne* du 28 mars 2014. La Directive prend la forme d'un texte autonome, distinct des Directives marchés, dont elle s'inspire néanmoins pour nombre de concepts.

Le texte, qui porte sur les concessions de travaux et de services, ne comporte pas d'exemption sectorielle en faveur des secteurs couverts par les Directives n°s 2009/72/CE et 2009/73/CE, mais des dispositions *ad hoc* permettent de laisser en dehors du champ de l'obligation de mise en concurrence les concessions de distribution et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés. L'impact sur le régime des concessions hydrauliques, soumises aujourd'hui à la loi Sapin sur les délégations de services publics, devrait être modéré, sauf en ce qui concerne les possibilités de suréquipements tels qu'issus de la loi POPE de 2005.

Les États membres ont jusqu'au 18 avril 2016 pour transposer la Directive en droit interne. La transposition devrait faire l'objet d'une ordonnance qui sera publiée au cours de l'année 2015.

Environnement

Paquet Énergie-Climat 2030

Le 24 octobre 2014, les 28 États membres de l'Union européenne ont abouti à un accord sur leurs objectifs et politiques climatique et énergétique à l'horizon 2030 (dit « Paquet Énergie-Climat 2030 »). Il prévoit, à cette échéance, un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne d'au moins 40 % (par rapport à 1990), de porter la part des énergies renouvelables à 27 % dans la consommation d'énergie de l'Union européenne et un objectif d'amélioration de l'efficacité énergétique de 27 %. Le Commissaire européen à l'Énergie et au Climat, Miguel Arias Cañete, a annoncé que le Paquet Énergie-Climat 2030 serait traduit en propositions législatives.

Protection de la nature

Une fusion de la Directive n° 92/43/CEE du 21 mai 1992 concernant la conservation des habitats naturels ainsi que de la faune et de la flore sauvages (dite « Habitats ») et de la directive n° 79/409/CEE du 2 avril 1979, concernant la conservation des oiseaux sauvages (dite « Oiseaux ») a été annoncée par la Commission européenne.

Règles de sûreté et contrôle des installations nucléaires

En juillet 2014, le Conseil des Ministres de l'Union européenne a adopté la Directive n° 2014/87/Euratom du Conseil du 8 juillet 2014 modifiant la Directive n° 2009/71/Euratom établissant un cadre communautaire pour la sûreté nucléaire des installations nucléaires. La directive révisée vise à actualiser le cadre européen pour la sûreté nucléaire suite à l'accident de Fukushima afin de garantir l'application uniforme des normes élevées en matière de sûreté et de contrôle nucléaires. Les États membres doivent transposer cette directive en droit national pour le 14 août 2017.

6.5.8.2 Réglementation future au niveau national

Projet de loi pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages

Le projet de loi pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages, annoncée lors de la Conférence environnementale 2012 est actuellement en discussion au Parlement. Cette loi devrait renforcer la protection de la biodiversité et instituer une Agence française de la biodiversité.

Réforme du droit de l'environnement

Une réforme visant à simplifier et à rendre plus efficace l'application du droit de l'environnement a été engagée dans le cadre des États généraux de la modernisation du droit de l'environnement. Un travail de préparation de cette réforme est actuellement mené par le Gouvernement avec l'appui de la commission spécialisée sur la modernisation du droit de l'environnement mise en place au sein du Conseil national de la transition écologique (CNTE). Certaines mesures issues des travaux des États généraux de la modernisation du droit de l'environnement devraient être introduites dans le droit positif au moment de l'adoption du projet de loi de transition énergétique pour la croissance verte, du projet de loi pour la croissance et l'activité ainsi que du projet de loi relatif à la biodiversité.

Le 6 janvier 2015, la Ministre de l'Écologie a également lancé le chantier de la démocratie participative en matière d'environnement. Celui-ci devrait déboucher sur des propositions concrètes de réforme des modalités de participation du public à l'élaboration des projets (publics et privés). Cette réforme est susceptible d'impacter les procédures environnementales applicables aux projets du groupe EDF.

Évaluation environnementale

Le groupe EDF est soumis aux dispositions des articles L. 122-1 et suivants et R. 122-1 et suivants du Code de l'environnement, qui imposent de faire précéder tous projets de travaux, d'ouvrages ou d'aménagements susceptibles d'avoir des incidences notables sur l'environnement de la réalisation d'une étude d'impact et qui fixent le contenu de celle-ci.

Le régime européen des évaluations environnementales ayant été modifié par la Directive n° 2014/52/UE du 16 avril 2014 (qui modifie la Directive n° 2011/92/UE), une réforme du régime français des études d'impact devrait intervenir avant le 16 mai 2017.

Les modifications qui seront apportées sont susceptibles d'impacter les procédures d'autorisations applicables aux projets du groupe EDF.

Reporting extrafinancier

Au niveau européen, la Directive n° 2014/95/UE du 22 octobre 2014 qui vise à améliorer la transparence en matière d'informations non financières entre États membres impose aux grandes entreprises d'établir une déclaration non financière comprenant des informatives relatives « aux questions environnementales, aux questions sociales et de personnel, de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption ». Elle impose également

à ces entreprises de fournir une « description de la politique de diversité appliquée à leurs organes d'administration, de gestion et de surveillance ». Cette Directive doit être transposée en France avant le 6 décembre 2016.

Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, adopté en première lecture par l'Assemblée nationale le 14 octobre 2014 et par le Sénat le 3 mars 2015, fixe de nouveaux objectifs en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables. Il contient également des dispositions relatives à l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments, au développement des transports propres et à la planification relative à la qualité de l'air, à la promotion de l'économie circulaire, au développement des énergies renouvelables, au renforcement de la sûreté nucléaire, à la simplification et à la clarification des procédures administratives ainsi qu'aux outils et à la gouvernance de la transition énergétique. Un grand nombre de ces dispositions sont susceptibles d'impacter les activités du groupe EDF.

De nombreuses dispositions sont susceptibles de concerner les activités du Groupe. Sous réserve de leur adoption dans le texte qui devrait être promulgué au printemps 2015, on peut relever en particulier :

- la part de l'électricité d'origine nucléaire dans le mix énergétique national, qui serait ramenée à 50 %, tandis que la capacité maximale de production électronucléaire serait plafonnée à 63,2 GW pour l'Assemblée nationale et 64,85 GW pour le Sénat ;
- la réforme d'ampleur de la CSPE lancée afin d'assurer sa conformité avec diverses normes constitutionnelles et communautaires ;
- les mesures de soutien aux industries électro-intensives (EI), manifesté à travers plusieurs dispositifs : réduction du TURPE, rémunération de l'interruptibilité, modulation du taux de redevance des concessions hydrauliques en fonction du volume et du prix de l'électricité cédés aux EI ;
- la refonte du mécanisme des effacements à travers la possibilité de valoriser ceux-ci, soit auprès des fournisseurs par une offre d'effacement indissociable de la fourniture, soit sur les marchés d'électricité via un opérateur d'effacement, et la suppression de la prime d'effacement au profit de la possibilité de recourir à des appels d'offres financés par la CSPE ;
- la suppression des tarifs sociaux au profit d'un chèque énergie ;
- la possibilité pour les zones non interconnectées de moins de 2 000 habitants d'opter pour un autre opérateur qu'EDF sur décision du Ministre chargé de l'énergie ;
- le niveau de responsabilité civile nucléaire de l'exploitant, qui serait porté à 700 millions d'euros sans attendre l'entrée en vigueur des protocoles ayant modifié les conventions de Bruxelles et Paris ;
- l'évolution de la gouvernance d'ERDF, les autorités concédantes auront un représentant au Conseil de surveillance. En outre, le projet de loi crée un Comité du système de distribution publique d'électricité chargé d'examiner la politique d'investissement d'ERDF et des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité (AODE), de jouer un rôle consultatif auprès du Conseil de surveillance d'ERDF et de suivre les échanges entre ERDF et les collectivités concédantes ;
- une méthode de construction tarifaire du TURPE qui inclut la prise en compte d'une rémunération normale pour le GRD et qui permet à la CRE de mettre en place un cadre tarifaire proche des pratiques des autres régulateurs européens, donnant ainsi une visibilité au distributeur favorable aux investissements dans la durée ;
- le rôle accru des territoires en matière de gestion énergétique (TEPOS) définis comme des territoires qui s'engagent dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre la consommation et la production d'énergie à l'échelle locale, en réduisant les besoins d'énergie au maximum. La loi prévoit 200 expérimentations de TEPOS d'ici 2017.

Après son examen par la commission mixte paritaire le 10 mars 2015 et en l'absence de compromis entre l'Assemblée nationale et le Sénat, le texte doit faire l'objet d'une nouvelle lecture dans chacune des deux chambres, l'Assemblée nationale statuant définitivement.

Projet de loi pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques (dit « projet de loi Macron »)

Le projet de loi pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques, adopté par l'Assemblée nationale le 19 février 2015, est susceptible d'impacter les activités du groupe EDF à plusieurs titres. Le projet contient des dispositions sur la gouvernance et les opérations sur le capital des sociétés à participation publique. Il autorise le Gouvernement à transposer par ordonnance la Directive Concessions du 26 février 2014. Par ailleurs, le projet de loi tend à élargir et à pérenniser les dispositifs d'autorisation unique et de certificat de projet institués à titre expérimental. En outre, il renforce les compétences de l'Autorité de Sécurité Nucléaire en matière de coopération internationale.

Proposition de loi sur le devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre

Déposée le 11 février 2015 sur le bureau de l'Assemblée nationale par le groupe socialiste, la proposition de loi doit être examinée en séance publique le 30 mars 2015. Élaboré en concertation avec le Gouvernement, le texte prévoit l'obligation pour certaines entreprises de mettre en place un plan de vigilance et d'assurer sa mise en œuvre « effective » de manière à identifier et prévenir la réalisation de risques d'atteintes aux droits de l'homme et aux libertés fondamentales, de dommages corporels ou environnementaux graves ou de risques sanitaires. La proposition vise également la mise en place d'un système de vérification/sanction du respect de cette obligation par le juge.

Projet de loi sur la réparation du préjudice écologique

Le Gouvernement a annoncé son intention de présenter au cours du premier semestre 2015 un projet de loi relatif à la réparation du préjudice écologique. Ce projet pourrait reprendre les propositions formulées par le rapport dit « Jegouzo » de septembre 2013, qui s'était prononcé en faveur de l'inscription de la réparation du préjudice écologique dans le Code civil et formulait un ensemble de propositions fixant le cadre juridique de cette inscription.

7

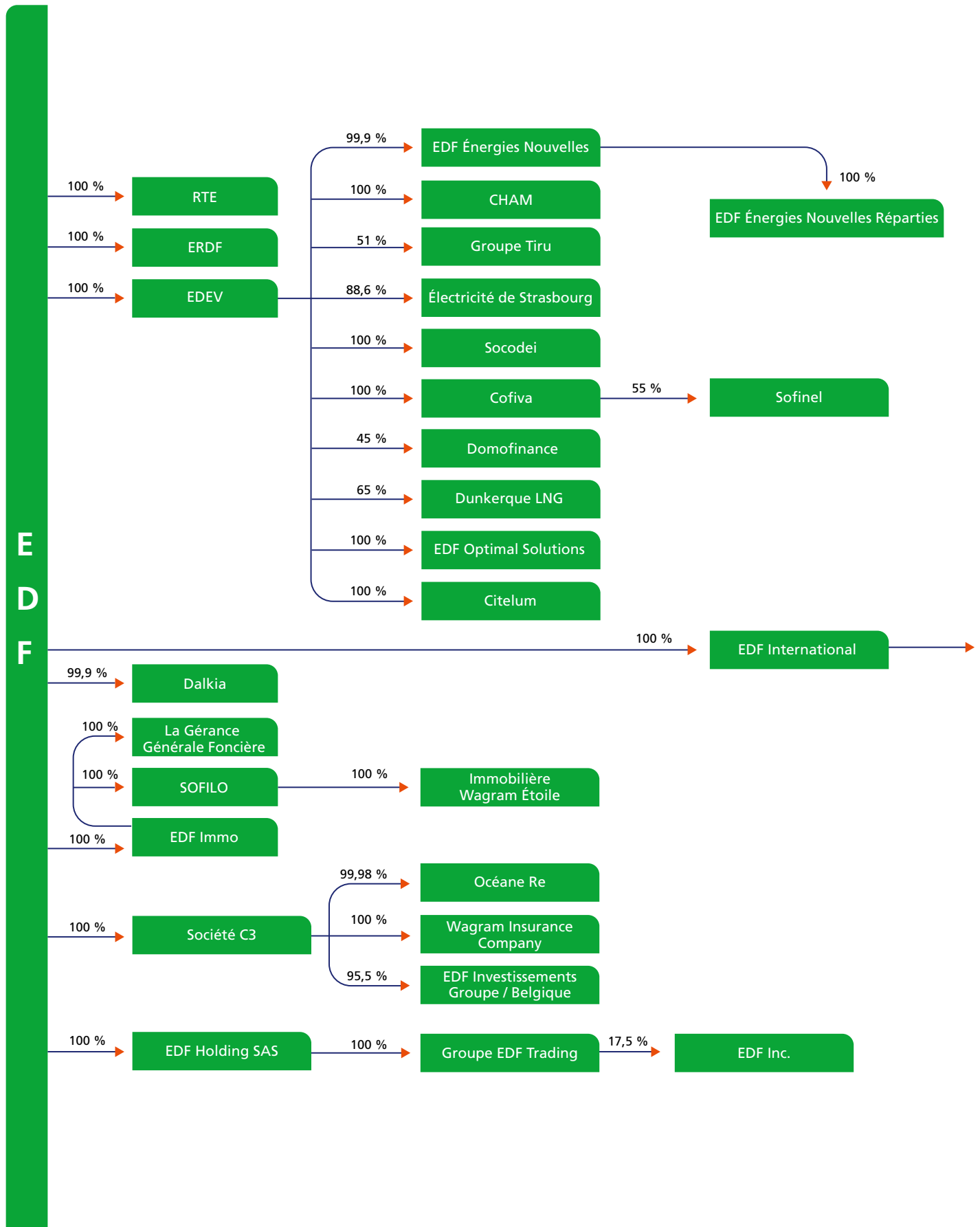
Organigramme

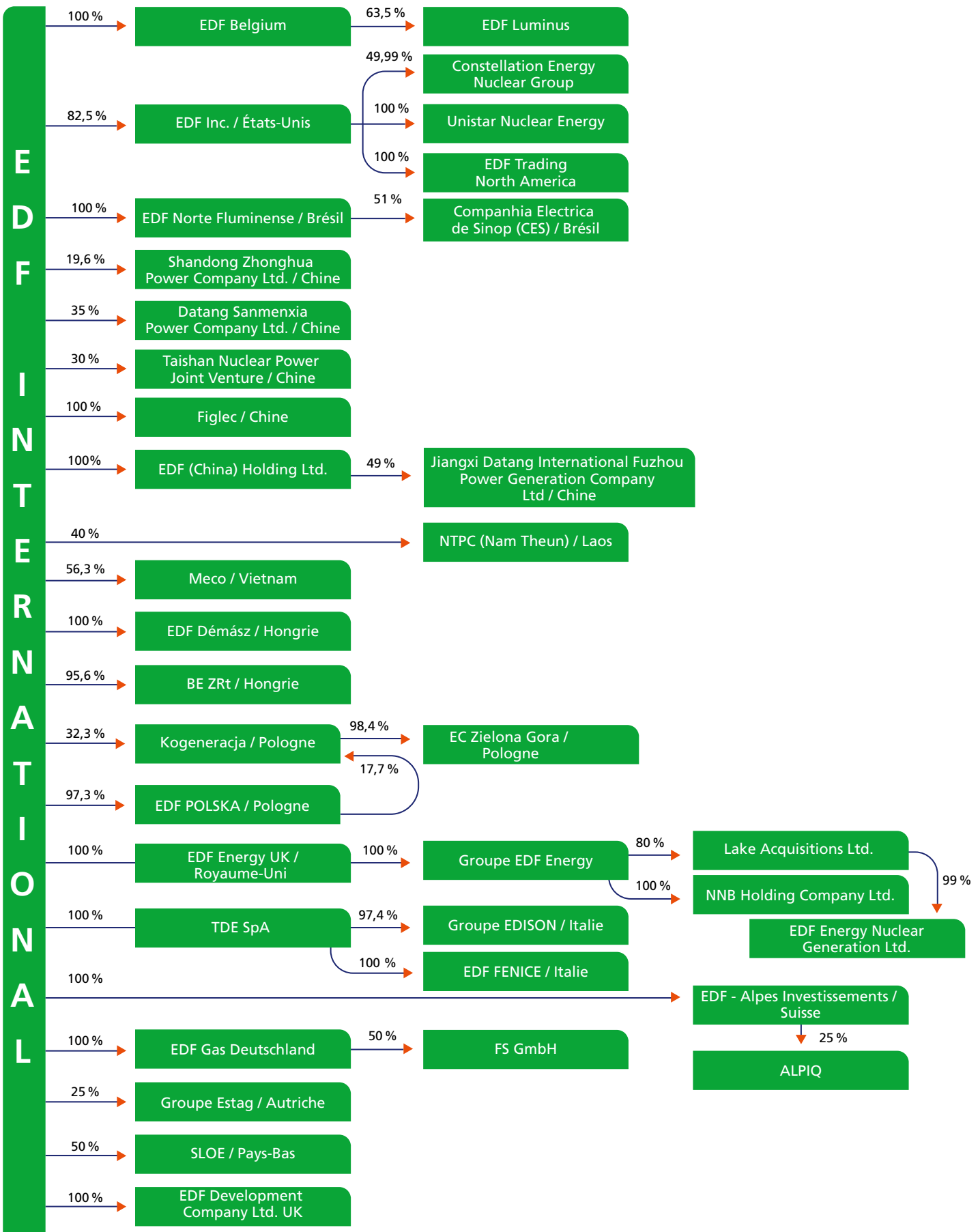


EDF – Christel Saaso ▲ Pierre Soissons ▼



Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2014 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité correspondent à la quote-part d'intérêt dans le capital.





Les sociétés ou groupes de sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés à la note 51 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Informations relatives aux filiales

La présentation des activités des principales filiales du Groupe et leur poids économique figurent aux sections 6.2 (« Présentation de l'activité du groupe EDF en France ») et 6.3 (« Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international ») du présent document de référence. Par ailleurs, la note 6

de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014 fournit des informations financières sur les sociétés du Groupe, par secteurs opérationnels.

Mandats exercés par les dirigeants d'EDF

Les mandats exercés par les dirigeants d'EDF au sein des filiales du Groupe sont mentionnés à la section 14.1 (« Conseil d'administration »).

Relations contractuelles intragroupes

Conventions de centralisation de trésorerie conclues entre EDF et ses filiales

La centralisation de la trésorerie mise en place par EDF permet de mutualiser l'ensemble des positions de ses filiales et d'optimiser ainsi la liquidité du Groupe. Ce *cash pooling* se traduit par une centralisation physique des soldes des filiales au niveau d'EDF. Il concerne certaines filiales, tant françaises qu'internationales. Il ne concerne pas RTE.

Le système de centralisation de trésorerie des sociétés du groupe EDF est défini dans le cadre de conventions de trésorerie. Une convention bipartite signée entre EDF et chacune des filiales définit les conditions spécifiques de la relation (rémunération des soldes, etc.).

Au niveau international, les filiales participantes adhèrent à une convention-cadre, ce qui confère à EDF le statut de Centrale de Trésorerie.

EDF centralise également l'ensemble des flux en devises de ses filiales françaises.

Flux financiers entre EDF et ses filiales

Outre les flux financiers liés aux conventions de centralisation de trésorerie mentionnés ci-dessus, les flux financiers existant entre EDF et ses filiales sont

également liés aux remontées de dividendes au sein du Groupe. Une part substantielle des dividendes mis en paiement par certaines filiales du Groupe (dont EDF Energy) est exclusivement versée à EDF International. La totalité des dividendes reçus par EDF International en 2014 est de 402 millions d'euros. EDF a reçu de ses filiales consolidées en 2014 un montant total de dividendes de 1 285 millions d'euros.

Les autres flux financiers existant entre EDF et ses filiales correspondent principalement aux prêts, apports et garanties consentis par la maison mère du Groupe au bénéfice de certaines de ses filiales.

Dans le cadre de la politique de centralisation du financement du Groupe décidée en 2006, EDF centralise le financement de ses filiales. Dans ce cadre, EDF a créé en 2007 la société EDF Investissements Groupe, située en Belgique, dont l'objet est notamment de centraliser les financements intragroupes de moyen et long terme.

En ce qui concerne les flux financiers liés aux redevances versées par les filiales, des contrats de prestations de services intragroupes ont été mis en place avec les principales filiales du périmètre de consolidation depuis 2012. EDF peut également être amené à fournir des prestations ponctuelles à certaines filiales ou entités hors Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque EDF, la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque EDF.

Pour une description des flux financiers liés aux relations commerciales existant entre EDF et ses filiales, voir note 23 de l'annexe aux comptes consolidés.



8

Propriétés immobilières

8.1 Actifs immobiliers tertiaires

Le pôle Immobilier d'EDF, rattaché à la Direction de l'Immobilier et Assurances Groupe, assure en France les fonctions de prestataire immobilier des entités d'EDF et d'ERDF en gérant et en optimisant un patrimoine immobilier de 4,4 millions de mètres carrés de locaux tertiaires, dont 71 % sont en pleine propriété du Groupe et 29 % sont loués à des tiers (prises à bail et concessions).

Le pôle Immobilier assure les fonctions de gestion patrimoniale, de gestion locative et d'exploitation technique des bâtiments ainsi que d'exploitation-maintenance des installations et de services à l'occupant, en mettant à disposition des surfaces par un système de sous-location aux entités et unités du Groupe. En prenant à bail auprès de tiers, la Direction de l'Immobilier a pris des engagements de location sur la période 2015-2029 pour EDF à hauteur de 880 millions d'euros.

8.2 Participation des employeurs à l'effort de construction

EDF est assujéti à l'obligation de participer chaque année à l'effort de construction à hauteur de 0,45 % de sa masse salariale, ce qui représente pour l'année 2014 17,6 millions d'euros (17,0 millions d'euros en 2013).

En contrepartie du versement de ces fonds, les salariés d'EDF bénéficient de services et de prestations destinés à faciliter leur mobilité résidentielle : aide à la location, aide à l'accession à la propriété, aide à la mobilité, conseil en financement.

8.3 Prêts d'accession à la propriété

Dans le cadre de sa politique sociale, EDF aide ses salariés à acquérir leur résidence principale. Grâce à un partenariat conclu avec le Crédit Immobilier de France (CIF), celui-ci assure la production, le financement et la gestion des prêts aux salariés de l'entreprise. EDF assure auprès du CIF la compensation de l'écart entre le taux bonifié auquel le CIF prête aux agents d'EDF et le taux résultant de la consultation bancaire réalisée en 2005 ayant permis de retenir le CIF comme organisme bancaire.

Au 31 décembre 2014, l'encours résiduel non titrisé des créances « Accession à la propriété » s'élevait à 3,9 millions d'euros au bilan d'EDF (4,6 millions d'euros au 31 décembre 2013).

9

Examen de la situation financière et du résultat



EDF – Lionel Charrier ▲ Philippe Eranian ▼



9.1	Chiffres clés	156
9.2	Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2014	157
9.3	Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2013 et 2014	170
9.4	Flux de trésorerie et endettement financier net	178
9.5	Gestion et contrôle des risques marchés	183
9.6	Informations au titre de l'article L. 441-6-1 du Code de commerce	194

Les éléments du chapitre 9 sont issus du rapport de gestion relatif à l'exercice 2014 tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'administration de la Société réuni le 11 février 2015¹.

9.1 Chiffres clés

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2014. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Le référentiel comptable du Groupe est présenté en note 1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014.

Les informations financières présentées dans ce document sont issues des comptes consolidés au 31 décembre 2014 du Groupe EDF.

Les données comparatives 2013 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées du changement de méthode comptable lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11.

Les chiffres clés du Groupe pour l'exercice 2014 sont présentés ci-après. Les variations en valeur et en pourcentage sont calculées par rapport aux données 2013 retraitées.

Extrait des comptes de résultat consolidés

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	72 874	71 916	958	+ 1,3	- 1,4
Excédent brut d'exploitation (EBE)	17 279	16 099	1 180	+ 7,3	+ 6,5
Résultat d'exploitation	7 984	8 334	(350)	- 4,2	- 4,3
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	5 433	5 392	41	+ 0,8	+ 0,9
Résultat net part du Groupe	3 701	3 517	184	+ 5,2	+ 6,2
Résultat net courant ⁽¹⁾	4 852	4 117	735	+ 17,9	+ 18,7

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans les comptes de résultat consolidés du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading, nets d'impôts (voir section 9.3.9 (« Résultat net courant »)).

Extrait des bilans consolidés

(en millions d'euros)	31 décembre 2014	31 décembre 2013 retraité
Actif immobilisé	146 078	137 748
Stocks et clients	37 923	36 096
Autres actifs	65 609	57 589
Trésorerie, autres actifs liquides, prêts à RTE et aux sociétés en contrôle conjoint	18 361	18 332
Actifs détenus en vue de la vente	18	1 154
TOTAL DE L'ACTIF	267 989	250 919
Capitaux propres – part du Groupe	35 191	34 207
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	5 419	4 998
Passifs spécifiques des concessions	44 346	43 454
Provisions	73 850	66 304
Emprunts et dettes financières	52 569	51 765
Autres passifs	56 614	50 191
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	–	–
TOTAL DU PASSIF	267 989	250 919

1. Voir en annexe H la table de concordance.

Cash flow après dividendes

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Cash flow après dividendes ⁽¹⁾	(4 007)	(314)	(3 693)	n. a.

(1) Le cash flow après dividendes ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel après variation du besoin en fonds de roulement et investissements nets tels que définis à la section 9.4 (« Flux de trésorerie et endettement financier net »), dotations et retraits sur actifs dédiés, et dividendes.

Informations relatives à l'endettement financier net

(en millions d'euros)	31 décembre 2014	31 décembre 2013	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	55 652	51 637	4 015	+ 7,8
Dérivés de couvertures des dettes	(3 083)	128	(3 211)	n. a.
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(4 701)	(5 096)	395	- 7,8
Actifs financiers disponibles à la vente – actifs liquides	(12 990)	(12 566)	(424)	+ 3,4
Prêt à RTE	(670)	(670)	-	-
Endettement financier net⁽¹⁾	34 208	33 433	775	+ 2,3

(1) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans les bilans consolidés du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. Il prend également en compte le prêt du Groupe à RTE.

9.2 Éléments de conjoncture et événements marquants de l'année 2014

9.2.1 Éléments de conjoncture

9.2.1.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

Dans un marché européen de plus en plus interconnecté, l'analyse des prix de marché en France, mais aussi dans le reste de l'Europe, et notamment les pays dans lesquels le Groupe a des activités d'exploitation, de distribution, d'optimisation ou de *trading*, est un élément de contexte primordial. Au cours de l'année 2014, les prix de l'énergie en Europe ont été en baisse par rapport à l'année 2013 en raison d'une demande faible due à des températures particulièrement douces et d'un recul des prix des combustibles.

9.2.1.1.1 Prix spot de l'électricité en Europe¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2014 en base (€/MWh)	34,6	51,2	52,1	32,8	47,4
Variation 2014/2013 des moyennes en base	- 19,9 %	- 13,4 %	- 17,3 %	- 13,3 %	- 0,2 %
Moyenne 2014 en pointe (€/MWh)	43,8	57,7	58,7	41,0	54,9
Variation 2014/2013 des moyennes en pointe	- 20,4 %	- 14,7 %	- 16,5 %	- 15,8 %	- 5,9 %

1. **France et Allemagne** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;

Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex pour une livraison le jour même ;

Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;

Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME pour une livraison le jour même.

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 34,6 €/MWh sur 2014, en baisse de 8,6 €/MWh par rapport à l'année dernière. Ce recul des prix s'explique principalement par les températures particulièrement douces sur l'année entraînant une demande en baisse par rapport à l'année passée. L'année 2014 a également été marquée par une production d'énergie renouvelable importante. Enfin, le repli des prix *spot* du charbon et du gaz a ajouté une pression baissière supplémentaire sur les prix *spot* de l'électricité.

La conjonction de ces différents éléments baissiers a conduit en 2014 le prix *spot* moyen à son plus bas niveau depuis 2004.

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* de l'électricité ont été en baisse de 13,4 % par rapport à la même période en 2013. Les températures douces ont permis de maintenir un équilibre offre-demande électrique détendu, mais également de limiter la demande en gaz, ce qui a conduit à une baisse graduelle des prix *spot* gaziers. La baisse des prix de l'électricité est toutefois

moins marquée que dans le reste de l'Europe en raison de l'augmentation, au 1^{er} avril 2014, de la taxe carbone applicable dans ce pays.

En **Italie**, les prix *spot* ont reculé de 17,3 % par rapport à l'an passé, en raison de la baisse des prix du gaz et des températures douces durant l'année.

En **Allemagne**, les prix *spot* ont reculé en moyenne de 5,0 €/MWh par rapport à 2013, en raison notamment des températures douces et d'une production d'énergie renouvelable importante. Il s'agit également du prix moyen le plus bas depuis 2005.

En **Belgique**, les prix *spot* sont restés stables en moyenne par rapport à 2013 contrairement au reste de l'Europe. Malgré une baisse significative observée sur le premier trimestre 2014, de l'ordre de 18,0 €/MWh, le reste de l'année a été plus tendu en raison de l'arrêt de deux tranches nucléaires en Belgique en mars 2014 (Tihange 2 et Doel 3). Une nouvelle tranche (Doel 4) a été arrêtée du 4 août au 19 décembre 2014 (voir section 9.2.2.4.2 (« Belgique »)), ce qui a contraint encore davantage l'équilibre offre-demande. Les prix moyens sur les trois derniers trimestres de l'année ont ainsi été de 5,8 €/MWh plus élevés que sur la même période en 2013.

9.2.1.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe¹

	France	Royaume-Uni	Italie	Allemagne	Belgique
Moyenne 2014 du prix du contrat annuel 2015 à terme en base (€/MWh)	42,4	63,1	53,8	35,1	46,9
Variation 2014/2013 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	- 2,0 %	+ 2,8 %	- 14,3 %	- 10,2 %	+ 7,7 %
Prix à terme du contrat annuel 2015 en base au 23 décembre 2014 (€/MWh)	40,3	61,7	50,1	34,2	44,2
Moyenne 2014 du prix du contrat annuel 2015 à terme en pointe (€/MWh)	53,1	71,3	60,0	44,4	57,2
Variation 2014/2013 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	- 6,2 %	+ 1,0 %	- 14,1 %	- 10,6 %	+ 1,5 %
Prix à terme du contrat annuel 2015 en pointe au 23 décembre 2014 (€/MWh)	50,5	68,8	57,2	42,9	54,2

En **France**, le contrat annuel en base a clôturé l'année à 40,3 €/MWh après s'être établi en moyenne à un niveau inférieur de 2,0 % à celui constaté en 2013. Sur l'année 2014, cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix du charbon et du gaz, toutefois atténuée par la hausse de prix des droits d'émission de CO₂. Au cours de la période d'avril à mi-juillet, les prix à terme se sont stabilisés autour de 42 €/MWh, en adhérence avec le niveau de l'ARENH auquel peuvent s'approvisionner les fournisseurs d'électricité.

Après un rebond des prix au cours de l'été en lien avec les prix du gaz, le prix s'est stabilisé en septembre autour de 43 €/MWh. En effet, la baisse des prix du charbon et du CO₂ a été compensée par différentes annonces contraignant l'équilibre offre-demande de certains pays voisins. Le dernier trimestre de l'année a été marqué par un équilibre offre-demande détendu en lien avec des températures douces et une disponibilité nucléaire élevée, entraînant la baisse des prix de l'électricité des premiers mois de l'année 2015, et donc du contrat annuel. À cela s'est ajoutée, au cours du mois de décembre, une baisse des prix du gaz, du charbon et du *brent*, qui a contribué à faire chuter le prix du contrat annuel fin décembre. Celui-ci a atteint 40,0 €/MWh le 22 décembre, son niveau le plus bas depuis plus de cinq ans.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base, courant du 1^{er} avril N + 1 au 31 mars N + 2, a terminé l'année à 61,7 €/MWh, en baisse de 1,5 €/MWh par rapport au début de l'année, dans le sillage des prix du gaz anglais. Cependant, ce contrat s'est échangé en moyenne à un

niveau supérieur à celui de l'année dernière en raison de la hausse de la taxe sur le CO₂ appliquée au Royaume-Uni pour la production d'électricité. Le montant de celle-ci progressera de près de 9,0 £/t à partir du 1^{er} avril 2015, pour s'établir à 18 £/t, ce niveau restant ensuite constant jusqu'en 2020.

En **Italie**, le contrat annuel en base a clôturé l'année à 50,1 €/MWh, après s'être établi en moyenne 8,9 €/MWh plus bas qu'en 2013. Cet important repli s'explique par la baisse de prix du gaz, très présent dans le mix énergétique italien, ainsi que par la progression des énergies renouvelables.

En **Allemagne**, le contrat annuel en base a reculé en moyenne de 4,0 €/MWh par rapport à 2013 et a clôturé l'année à 34,2 €/MWh. Outre la baisse de prix des combustibles qui a beaucoup impacté le système électrique d'outre-Rhin, très dépendant du charbon, cet important repli des prix de l'électricité s'explique par le développement des parcs éoliens et photovoltaïques allemands.

En **Belgique**, le contrat annuel en base a progressé en moyenne de 3,4 €/MWh par rapport à 2013. Les prix ont en effet fortement augmenté suite à la fermeture de deux tranches nucléaires à la fin du mois de mars 2014, alors que leur date de retour sur le réseau n'est pas encore confirmée. L'arrêt d'une troisième tranche nucléaire (Doel 4) entre le 4 août et le 19 décembre 2014 a également contribué à l'augmentation du prix moyen de ce contrat, qui a clôturé l'année à 44,2 €/MWh alors qu'il n'était que de 41,7 €/MWh début janvier 2014.

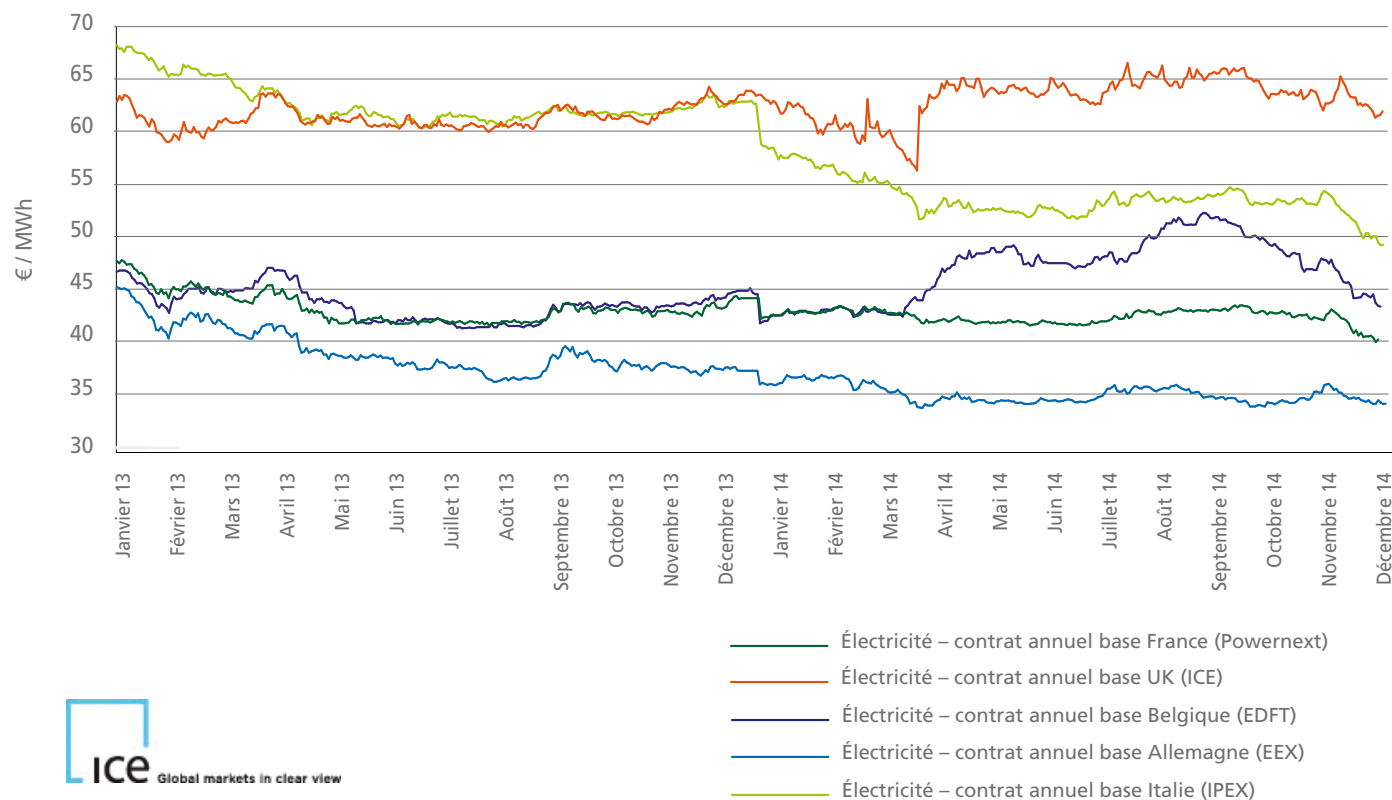
1. **France et Allemagne** : cotation EEX de l'année suivante ;

Belgique : cotation EDF Trading de l'année suivante ;

Italie : cotation EDF Trading de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation ICE des contrats annuels avril 2014 puis avril 2015 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1^{er} avril au 31 mars).

Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base

9.2.1.1.3 Évolution du prix des droits d'émission de CO₂¹

Le prix du CO₂ a augmenté en 2014 pour terminer l'année à 6,9 €/t, en hausse de 1,9 €/t par rapport au début du mois de janvier. L'année 2014 a été ponctuée d'annonces relatives au *backloading* et au *Market Stability Reserve* (MSR), faisant réagir les acteurs de marché.

Le marché des droits d'émission de CO₂ étant sur-alloué à l'échelle européenne, la Commission européenne a mis en place la mesure de *backloading* afin de réduire temporairement l'offre. Après plusieurs années de négociation, la mesure a finalement été mise en application début 2014.

900 millions de tonnes de droits d'émission ne seront pas mis aux enchères entre 2014 et 2016 (dont 400 millions de tonnes pour la seule année 2014), mais ce volume sera reporté entre 2019 et 2020. Le mécanisme dit « MSR » viendrait en complément de cette mesure et permettrait de réduire le nombre de droits d'émission en circulation, en plaçant l'excédent dans une réserve.

1. Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase III (2013-2020).

Évolution des prix des droits d'émission de CO₂CO₂ - Livraison en décembre en €/t (ICE)9.2.1.1.4 Prix des combustibles fossiles¹

	Charbon (\$/t)	Pétrole (\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne 2014	78,3	99,5	24,7
Variation 2014/2013 des moyennes	- 11,9 %	- 8,5 %	- 8,3 %
Plus haut de 2014	86,6	115,1	27,0
Plus bas de 2014	65,9	57,3	21,8
Prix fin 2013	82,3	110,8	27,2
Prix fin 2014	65,9	57,3	21,8

Le prix à terme du **charbon** livré en Europe a poursuivi sa baisse de 2013, en lien avec un équilibre offre-demande qui est resté très détendu à l'échelle mondiale. Cette situation est due à une abondance de charbon russe, américain et colombien à bas prix et à une demande asiatique moins importante que prévue. De plus, les températures douces observées en 2014 sur l'ensemble de l'Europe ont conduit à une faible utilisation du charbon, ce qui a maintenu les stocks à un niveau important. Le prix du charbon a fortement baissé en toute fin d'année, en lien avec la forte dépréciation du rouble liée à la crise économique russe. Le prix du charbon est ainsi passé de 86,6 \$/t début janvier à 65,9 \$/t le 31 décembre 2014, son niveau le plus bas depuis 2006.

À la fin de l'année 2014, le cours du **pétrole** brut s'est établi à 57,3 \$/bbl, en chute de 53,5 \$/bbl par rapport à son niveau observé fin 2013. Jusqu'à la fin du mois de juin, les prix du *brent* ont été stables, autour de 110 \$/bbl. Le mois de juillet a vu s'enclencher une baisse continue des prix du *brent*, s'expliquant dans un premier temps par l'apaisement des préoccupations des acteurs quant aux conflits en Ukraine et en Irak. Une offre abondante et une hausse des exportations libyennes ont ensuite pris le relais. Face à une baisse des perspectives de demande en Europe et en Asie, l'offre est surabondante en raison du maintien de la production par les pays de l'OPEP, principalement l'Arabie saoudite, et d'une production accrue de pétrole de schiste américain, ce qui a conduit à une baisse très importante sur le seul mois de décembre.

1. **Charbon** : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en \$/t) ;

Pétrole : *brent* / baril de pétrole brut première référence ICE (front month) – (en \$/baril) ;

Gaz naturel : Cotation Powernext pour une livraison annuelle d'octobre de l'année N + 1 à septembre de l'année N + 2 en France (PEG Nord en €/MWhg).

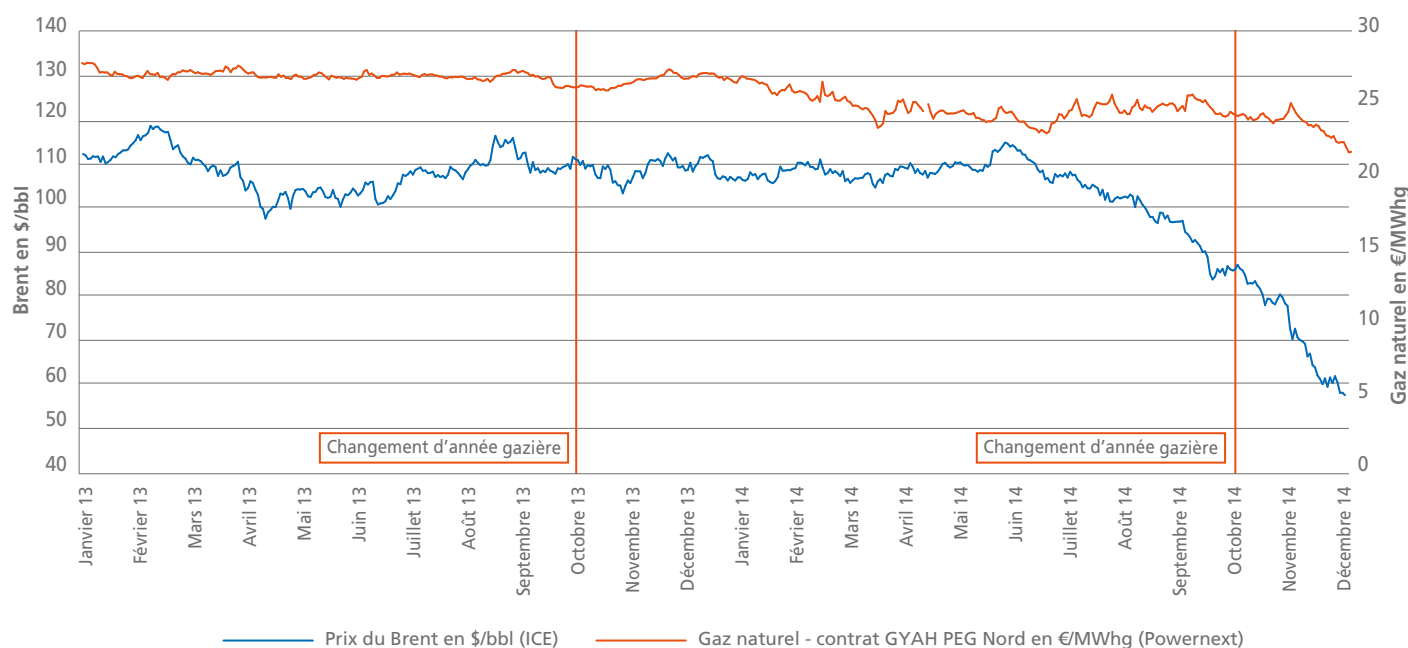
En 2014, le contrat *Gas Year Ahead* de **gaz naturel** sur le *hub* français PEG Nord, courant du 1^{er} octobre N + 1 au 30 septembre N + 2, s'est échangé en moyenne à 24,7 €/MWh, en baisse de 2,2 €/MWh par rapport à 2013. Il a clôturé l'année à 21,8 €/MWh, son plus bas niveau depuis novembre 2010.

Les températures élevées du premier trimestre 2014 ont fortement détendu l'équilibre offre-demande à court terme, entraînant un faible recours au soutirage des moyens de stockage et même leur reconstitution rapide, rassurant les acteurs de marchés sur l'hiver suivant.

Le prix du contrat gazier a par la suite évolué en lien avec le conflit entre l'Ukraine et la Russie. L'accord signé en octobre entre ces deux pays a provisoirement mis fin à cette crise, en assurant les livraisons de gaz russe à l'Ukraine pendant l'hiver 2014-2015.

Au cours du mois de décembre 2014, les prix ont chuté de 2,3 €/MWh, entraînés par ceux du baril de *brent*.

Évolution des prix du gaz naturel et du pétrole



9.2.1.2 Consommation d'électricité¹ et de gaz²

En 2014, la consommation globale d'électricité en **France** a baissé de 6 % par rapport à celle de 2013. Cette évolution s'explique principalement par la douceur du climat, l'année 2014 ayant été la plus chaude depuis le début du xx^e siècle, en particulier sur les mois d'hiver.

Corrigée de l'aléa climatique, la consommation française d'électricité diminue de 0,4 %. La consommation des PMI/PME, des professionnels et des particuliers est également en baisse de 0,5 %, alors que la consommation de la grande industrie est stable.

Au **Royaume-Uni**, la consommation estimée d'électricité, peu thermo-sensible, est en baisse de 3,7 % en 2014 par rapport à 2013 du fait de la réduction de la demande des particuliers et des températures douces ; elle s'est contractée de 3 % en **Italie** par rapport à 2013.

La consommation de gaz naturel en **France** a diminué de 16,5 % en 2014 par rapport à 2013 en raison du climat exceptionnellement doux.

La consommation estimée de gaz naturel au **Royaume-Uni** est en baisse de 14,1 % par rapport à 2013, en lien également avec la douceur du climat. De même, en **Italie**, la consommation intérieure de gaz naturel a diminué de 11,6 %, reflétant le climat doux, la contribution croissante des énergies renouvelables, notamment hydroélectrique en 2014, et la demande plus faible d'électricité.

9.2.1.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

Concernant les évolutions récentes sur les tarifs en France, voir sections 9.2.2.6.1.4 (« Annulation des tarifs réglementés de vente par le Conseil d'État ») et 9.2.2.6.1.5 (« Tarifs réglementés de vente d'électricité en France »).

1. Données France : données brutes et données corrigées de l'aléa climatique communiquées par RTE.

Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre.

Données Italie : données Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.

2. Données France : données brutes communiquées par Smart GRTgaz.

Données Royaume-Uni : données fournies par le Department of Energy and Climate Change pour les trois premiers trimestres, estimation de la filiale locale pour le dernier trimestre.

Données Italie : ministère du Développement économique (MSE), données Snam Rete Gas retraitées par Edison sur la base 1 Bcm = 10,76 TWh.

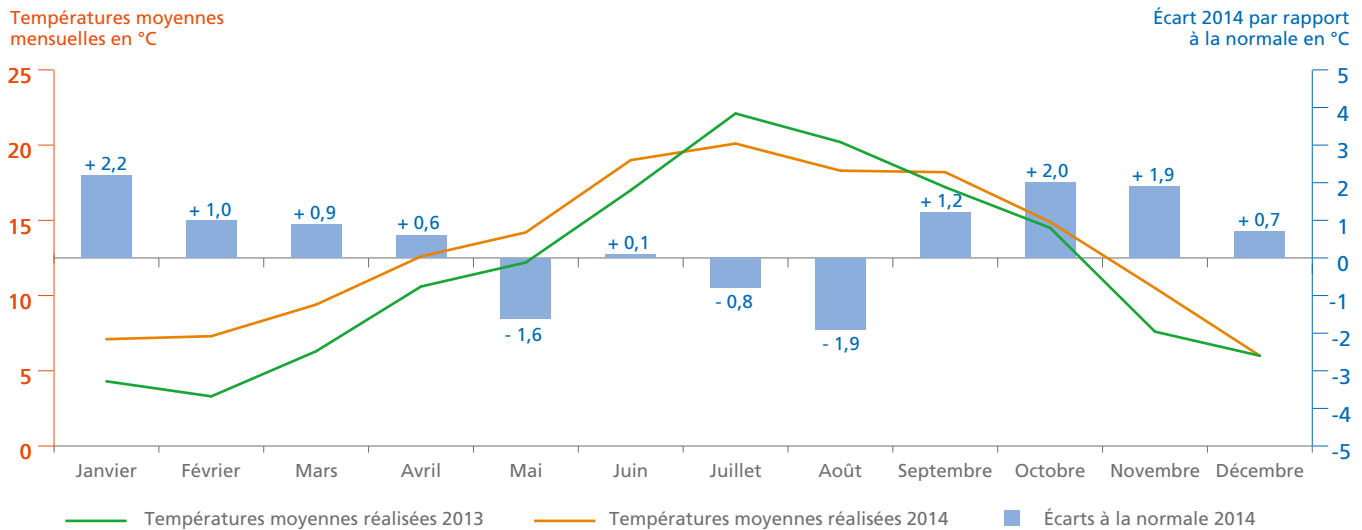
Au Royaume-Uni, EDF Energy a augmenté ses tarifs de gaz et d'électricité de 3,9 % au 3 janvier 2014, soit moins de la moitié de la hausse effectuée par ses principaux concurrents au dernier trimestre 2013. EDF Energy a ainsi anticipé la révision à la baisse du coût des programmes d'efficacité énergétique qui avait été annoncée par le Gouvernement en décembre 2013. Le 27 janvier 2015, EDF Energy a annoncé une baisse de 1,3 % des tarifs de gaz, qui sera effective à partir du 11 février 2015, afin de répondre à la récente baisse des prix de marché du gaz. Une grande majorité des achats d'énergie permettant d'approvisionner les clients a été réalisée en avance et à des prix plus élevés. Cet effet et les bas prix déjà offerts par EDF Energy ont ainsi limité la baisse des tarifs.

9.2.1.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

L'année 2014 a été exceptionnellement chaude, avec une température moyenne annuelle sur la France¹ de 0,5 °C au-dessus de la normale, positionnant l'année 2014 au premier rang des années les plus chaudes depuis 1900, devant 2011 et 2003. Les températures ont été fortement contrastées au cours de l'année, avec :

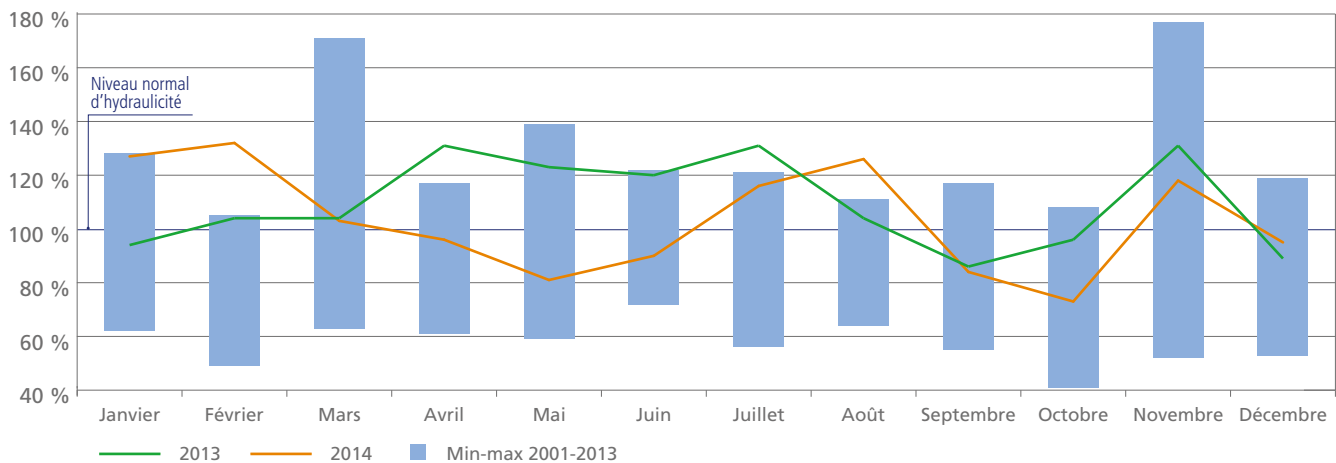
- un niveau supérieur aux normales plus particulièrement sur les quatre premiers mois de l'année et au dernier trimestre ;
- une fin de printemps et un début d'été (mai, juillet, août) particulièrement frais.

Températures¹ en France en 2014 et 2013



Cette année 2014 a été marquée par une pluviométrie abondante et excédentaire sur un large pourtour méditerranéen (Balkans compris) et à un degré moindre sur la façade atlantique (Portugal, ouest de la France, Royaume-Uni et sud de la Scandinavie). À l'opposé, les précipitations ont été déficitaires sur l'extrême sud de l'Espagne, le nord de la Scandinavie et les régions situées plus à l'est.

Hydraulicité en France en 2014 et 2013²



1. Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.

2. Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs OSGE (Miréor) en énergie jusqu'à la mer.

Sur la France, après un hiver pluvieux et doux permettant la constitution d'un enneigement encore conséquent sur les Alpes du Sud et les Pyrénées, un important déficit pluviométrique s'est creusé depuis début mars (à l'exception des Pyrénées) jusqu'à fin juin. L'été a été particulièrement pluvieux (notamment en juillet), puis l'automne a été marqué par de nombreuses perturbations méditerranéennes et cévenoles apportant d'abondantes précipitations sur le quart sud-est.

Conséquence de cette météorologie particulière, le productible hydraulique France a été supérieur à la normale jusqu'en février, avant de s'essouffler progressivement au printemps pour redevenir largement excédentaire durant l'été et en fin d'automne. En cumulé sur l'année, il est légèrement excédentaire (mais bien moins qu'en 2013).

9.2.2 Événements marquants ¹

9.2.2.1 Développements stratégiques

9.2.2.1.1 Projet de centrale nucléaire Hinkley Point C

Le 8 octobre 2014, la Commission européenne a approuvé les principaux termes des accords entre le groupe EDF et le gouvernement britannique pour la construction de la centrale de Hinkley Point C, située dans le Somerset. Cette décision fait suite à un examen rigoureux et détaillé des accords menés pendant douze mois par la Commission européenne dans le cadre des règles de l'Union européenne sur les aides d'État. L'obtention de l'autorisation de la Commission européenne marque une nouvelle étape importante pour le projet, faisant notamment suite à : la délivrance du permis de construire et des licences concernant le site nucléaire ; l'approbation de la conception du réacteur EPR par le régulateur britannique et l'accord sur les termes commerciaux du projet en octobre 2013, notamment le prix d'exercice du *Contract for Difference* (CfD²) sur une durée de 35 ans à partir de la date de mise en service ; et l'éligibilité au programme national de garantie de financement des infrastructures (Infrastructure UK).

Les prochaines étapes préalables à une décision finale d'investissement incluent notamment : la conclusion d'accords avec les partenaires stratégiques et financiers du projet ; l'approbation par la Commission européenne et le gouvernement britannique des dispositions relatives au contrat de transfert des déchets ; la mise en place de la garantie de financement dans le cadre du programme « Infrastructure UK » ; la finalisation du CfD et des contrats avec les principaux fournisseurs (voir également section 6.3.1.4.3 (« Division Nouveau Nucléaire »)).

9.2.2.1.2 Finalisation de l'accord entre EDF et Veolia Environnement sur Dalkia

EDF et Veolia Environnement ont annoncé le 25 mars 2014 la finalisation des discussions initiées en octobre 2013 et la signature d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia. Aux termes de cet accord, le groupe EDF a repris l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (y compris Citelum), tandis que les activités de Dalkia International ont été reprises par Veolia Environnement. Dans ce cadre, Veolia Environnement a versé en net au groupe EDF un montant de 661 millions d'euros afin de compenser le différentiel de valeur entre les participations détenues respectivement par les deux actionnaires dans les différentes entités de Dalkia. Ce versement, prévu initialement pour 550 millions d'euros, a été ajusté sur le périmètre définitif de la transaction, sans impact financier significatif par rapport au schéma initialement envisagé.

Suite à l'autorisation par la Commission européenne et à la levée des autres conditions suspensives, le Groupe a finalisé le 25 juillet 2014 l'opération avec Veolia Environnement sur la base des termes de l'accord du 25 mars 2014.

Cette opération permet au Groupe de développer sa présence dans le domaine des services énergétiques (voir également section 6.4.1.3.1 (« Dalkia »)).

9.2.2.2 Participations et partenariats

9.2.2.2.1 Prolongation d'une série d'accords existants avec les partenaires chinois d'EDF

En mars 2014, à l'occasion de la visite en France du Président de la République populaire de Chine, EDF a signé une série d'accords avec ses partenaires chinois.

Dans le domaine du nucléaire, EDF a renforcé ses accords avec ses partenaires : avec CNNC sur le renforcement de leur coopération, notamment en matière d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance ; avec China General Nuclear Power Group (CGN) sur leur « accord de partenariat global ».

Le 29 janvier 2015, EDF a signé un nouvel accord avec CGN afin de partager leur retour d'expérience sur l'exploitation et l'ingénierie des parcs nucléaires existants pour maintenir les plus hauts niveaux de sûreté et conserver la cohérence entre les normes et les procédures françaises et chinoises. EDF a également signé un accord avec Huadian, un des premiers électriciens chinois, ouvrant la voie à de futures collaborations sur des projets communs en Chine et à l'international. Trois domaines seront particulièrement à l'étude : les centrales à Cycle Combiné Gaz, les centrales hydrauliques et les énergies renouvelables.

Le 18 avril 2014, EDF et l'électricien China Datang Corporation (CDT) ont par ailleurs signé un accord pour la participation d'EDF à hauteur de 49 % dans la société Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. (FPC), qui est consolidée par mise en équivalence. Cette coentreprise construira et exploitera une centrale ultra-supercritique au charbon de deux unités de 1 000 MW chacune, dont la construction a été lancée sur le site de Fuzhou, dans la province du Jiangxi, dans le Sud-Est de la Chine. La mise en service de la centrale est prévue en 2016. Elle sera la première centrale à charbon de type ultra-supercritique exploitée par EDF, technologie garantissant un rendement élevé ainsi qu'un impact moindre sur l'environnement. Cet accord permet à EDF de renforcer ses compétences d'ingénierie et d'exploitant thermique, et d'établir de nouvelles synergies industrielles avec des leaders mondiaux de la filière thermique.

9.2.2.2.2 Accord final avec Exelon sur CENG

Après obtention de l'approbation de l'Autorité de Sûreté Nucléaire américaine, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC), EDF a finalisé, le 1^{er} avril 2014, l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 concernant Constellation Energy Nuclear Group (CENG).

Aux termes de cet accord, EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires détenus par CENG (répartis sur trois sites aux États-Unis et représentant une puissance totale de 4,2 GW).

Par ailleurs, CENG a versé au Groupe un dividende exceptionnel d'un montant de 400 millions de dollars américains (soit 290 millions d'euros), dont le versement a été financé par un prêt accordé à CENG par Exelon. Dès la fin du remboursement de ce prêt, CENG s'est engagé à verser également à Exelon un dividende d'une valeur actualisée équivalente à 400 millions de dollars américains. EDF s'est également vu octroyer une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon – à la juste valeur – exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

À l'issue de cette opération, CENG reste détenue à 49,99 % par EDF et 50,01 % par Exelon, avec un Conseil d'administration composé à parité d'administrateurs désignés par Exelon et EDF. Au regard des critères d'analyse

1. L'ensemble des communiqués de presse sont disponibles sur le site internet www.edf.com.

2. Le CfD implique que Hinkley Point C offrira des prix stables et prévisibles. Si les prix de marché (référence) de l'électricité dépassent le prix d'exercice du CfD, les consommateurs n'auront pas à payer plus, et le producteur devra rembourser la différence. Si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, l'exploitant recevra un paiement complémentaire. Les consommateurs n'auront rien à payer tant que la centrale ne sera pas en service.

des nouvelles normes IFRS 10 et IFRS 11, CENG est consolidée par mise en équivalence (voir également section 6.3.3.2.2.1 (« Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG) »)).

9.2.2.2.3 Signature d'un accord d'importation de GNL avec le groupe Cheniere

Le 17 juillet 2014, EDF a signé avec Corpus Christi Liquefaction LLC, filiale du groupe Cheniere, un contrat d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié (GNL) d'une durée de 20 ans (avec option de prolongation de 10 ans). Le GNL sera produit et livré au terminal de liquéfaction de Corpus Christi au Texas, les volumes concernés représentant environ 0,5 Gm³ par an à compter du démarrage du deuxième train de liquéfaction de Corpus Christi et 1 Gm³ par an à compter du démarrage du troisième train. L'entrée en vigueur de ce contrat est soumise à certaines conditions suspensives, notamment la décision d'investissement liée à la réalisation du troisième train de liquéfaction.

9.2.2.2.4 Accord avec le consortium Exeltium

Le 27 octobre 2014, le consortium Exeltium et EDF ont conclu un accord pour aménager le contrat de fourniture d'électricité d'Exeltium et redonner ainsi de la compétitivité aux entreprises électro-intensives concernées, suite à la baisse forte et inattendue des prix de marché. Ce protocole prévoit dans un premier temps une baisse du prix payé au fil des livraisons puis, dans un deuxième temps, une évolution de ce prix en fonction de celle du prix de marché de l'électricité. L'ensemble du mécanisme rend ainsi le contrat plus flexible tout en préservant son équilibre économique global. Les autres paramètres contractuels (volumes livrés, options de sortie, partage du risque industriel) n'ont pas été modifiés. Le principe du contrat, validé dès l'origine par la Commission européenne, reste inchangé : offrir une visibilité de long terme aux entreprises réunies dans le consortium, avec un prix compétitif sur l'ensemble de la période, tout en permettant à EDF de partager une partie de ses coûts de production dans la durée.

9.2.2.2.5 Conclusion de l'arbitrage entre Edison et Promgas concernant la révision du prix contrat long terme de fourniture de gaz

Le tribunal arbitral constitué auprès de la Chambre de commerce de Stockholm a rendu le 29 août 2014 sa sentence relative à la réduction du prix du contrat long terme d'approvisionnement en gaz de Russie entre Promgas et Edison. La baisse du prix obtenue par Edison a eu un impact positif de 80 millions d'euros sur l'EBE de l'exercice 2014 du Groupe.

9.2.2.2.6 Finalisation de l'accord entre Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i

Le 6 novembre 2014, Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i ont annoncé la finalisation du processus d'échange d'actions créant le troisième plus grand opérateur italien du secteur des énergies renouvelables avec environ 600 MW de capacité installée. Ce nouvel acteur du renouvelable s'appuiera sur la combinaison des compétences d'Edison en matière de gestion et optimisation de production d'électricité et d'EDF Énergies Nouvelles dans le domaine de l'exploitation et de la maintenance. La capacité et les compétences financières de ce nouvel ensemble seront renforcées par la présence d'un partenaire stratégique tel que F2i, un investisseur institutionnel de long terme doté d'une longue expérience dans le secteur de l'énergie.

Les actionnaires de cette nouvelle société sont F2i, à hauteur de 70 %, et une holding détenue par Edison et EDF Énergies Nouvelles, pour les 30 % restants. La gouvernance définie et les accords contractuels associés permettent à Edison, en application des principes comptables en vigueur au 1^{er} janvier 2014, de consolider la société en intégration globale (voir également section 6.3.2.3 (« Edison »)).

9.2.2.2.7 EDF s'associe à Eletronorte et CHESF au Brésil pour la construction du barrage hydroélectrique de SINOP

Le 12 décembre 2014, EDF, à travers sa filiale EDF Norte Fluminense, a pris une participation de 51 % dans la Compagnie Énergétique de SINOP (CES), en charge de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de SINOP. Les deux autres actionnaires sont Eletronorte (24,5 %) et CHESF (24,5 %), filiales du groupe Eletrobras.

La construction de ce barrage d'une puissance installée de 400 MW a démarré au printemps 2014 et sa mise en service commerciale est prévue au deuxième semestre 2017. L'analyse de la gouvernance mise en place entre les actionnaires de CES conduit à définir la participation du Groupe comme une coentreprise au sens d'IFRS 10, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

9.2.2.2.8 Accord avec Gazprom pour le rachat de la participation d'EDF dans South Stream

EDF et Gazprom ont signé un accord le 29 décembre 2014 pour le rachat par Gazprom de la participation de 15 % du groupe EDF, via sa filiale EDF International, dans le projet de gazoduc de South Stream (South Stream Transport BV¹).

Dans ce cadre et conformément aux accords préexistants, EDF International a ainsi récupéré l'intégralité des sommes investies dans le projet.

9.2.2.2.9 Investissements et cessions d'EDF Énergies Nouvelles

Le 9 janvier 2014, EDF Énergies Nouvelles, via sa filiale américaine EDF Renewable Energy, a annoncé l'acquisition de Spinning Spur 3, un projet de parc éolien de 194 MW à construire au Texas. Ce projet a été initialement développé par Cielo Wind Power LP et sa mise en service est attendue pour la fin 2015. La production d'électricité sera fournie à deux entités municipales dans le cadre d'un contrat d'achat d'une durée de 20 ans.

Le 16 juillet 2014, EDF Énergies Nouvelles a également annoncé une prise de participation de 96 % dans le projet éolien de 175 MW d'Orion Energy Group et Vision Energy LCC. Ce projet, Pilot Hill, situé dans l'Illinois, bénéficie d'un contrat de vente d'électricité de 20 ans avec Microsoft Corporation.

EDF Énergies Nouvelles a par ailleurs cédé plusieurs parcs éoliens. Les principales cessions ont eu lieu en Amérique du Nord, avec notamment la cession aux États-Unis de la moitié du parc de Spinning Spur 2 (161 MW) et de 90 % du parc de Shiloh IV (102,5 MW), mais aussi au Canada avec la cession de 60 % des parcs de Lac Alfred (150 MW), de Massif du Sud (75 MW) et de Saint-Robert (40 MW) ainsi qu'au Royaume-Uni avec la cession de 80 % des parcs de Glass Moor (12 MW), de Green Rigg (36 MW) et de Rusholme (24 MW), détenus à 50 % avec EDF Energy.

Dans le solaire, EDF Énergies Nouvelles a également cédé 50 % de la centrale de Catalina Solar (143 MWc).

9.2.2.2.10 Accords d'EDF Énergies Nouvelles dans l'exploitation-maintenance

En décembre 2014, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la signature de plusieurs contrats d'exploitation-maintenance (O&M) concernant la gestion d'installations éoliennes et solaires pour compte propre et compte de tiers.

Les plus importants contrats portent sur 656 MW aux États-Unis, 599 MW en Italie et 588 MW au Canada. En 2014, l'activité O&M d'EDF Énergies Nouvelles a connu une croissance globale de 30 %, passant de 9 GW à près de 12 GW de capacités à gérer dans neuf pays.

1. La société South Stream Transport BV était détenue à 50 % par Gazprom, aux côtés d'Eni (20 %), de Wintershall et d'EDF (15 % chacun). Cette société avait été créée afin de construire la partie sous-marine du gazoduc South Stream.

9.2.2.2.11 Accords de coopération en Pologne

EDF Polska a signé des accords de coopération avec les villes de Zielona Gora en avril 2014, et avec celles de Gdansk et Gdynia en septembre 2014. EDF Polska va soutenir ces villes dans les domaines de l'efficacité énergétique et plus généralement de la protection de l'environnement.

9.2.2.2.12 Accords de coopération en Belgique

EDF Luminus a signé en 2014 des accords de coopération avec les villes de Gand et Genk, fixant les principes d'une collaboration dans les domaines des villes durables, efficacité énergétique et formation.

9.2.2.2.13 Snam, GIC et EDF Invest concluent un accord avec Crédit Agricole Assurances pour son entrée au capital de TIGF

Le 28 janvier 2015, Snam, GIC et EDF Invest ont annoncé la conclusion d'un accord avec Crédit Agricole Assurances en vue de son entrée au capital de TIGF à hauteur de 10 %. La transaction a été finalisée le 26 février 2015. À l'issue de l'opération, Snam, GIC et EDF Invest ont perçu un peu plus de 180 millions d'euros, et détiennent avec Crédit Agricole Assurances respectivement 40,5 %, 31,5 %, 18,0 % et 10,0 % du capital de TIGF indirectement.

9.2.2.3 Projets d'investissement

9.2.2.3.1 En France

9.2.2.3.1.1 EPR de Flamanville

Suite aux travaux préparatoires menés dans le cadre de la revue de projet avec l'ensemble des fournisseurs ayant mis en évidence un décalage dans le planning du chantier, le Groupe a annoncé le 18 novembre 2014 que le démarrage de l'installation était désormais prévu pour 2017.

Cette révision du planning résulte des difficultés rencontrées par AREVA sur :

- les livraisons d'équipements tels que le couvercle et les structures internes de la cuve ;
- la mise en place de la réglementation des équipements sous pression nucléaires (ESPN) pour laquelle Flamanville 3 est tête de série, en particulier sur un lot de montage réalisé par AREVA et ses entreprises sous-traitantes.

AREVA a présenté à EDF un point sur les analyses en cours sur le défaut de soudure au niveau des générateurs de vapeur, les essais de qualification des soupapes du pressuriseur et les expertises métallurgiques sur les matériaux du couvercle de la cuve.

La revue de projet permettra, avec l'ensemble des fournisseurs, de partager ces éléments pour les intégrer dans le calendrier du chantier et de définir précisément les conséquences des éléments mentionnés portés à notre connaissance afin de prendre toutes les décisions nécessaires pour le bon achèvement du chantier (voir également section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).

9.2.2.3.1.2 Lancement du déploiement des compteurs communicants (Linky)

Le déploiement des compteurs communicants s'inscrit dans le cadre des réglementations européenne et française relatives aux systèmes de comptages électriques (Directive européenne n° 2009-072 ; loi du 3 août 2009 (article 18) ; décret français du 31 août 2010 en cours d'actualisation ; arrêté comptage du 4 janvier 2012). Il fait suite à une expérimentation menée par ERDF en 2010 et 2011 sur la base de 300 000 compteurs. Le bilan effectué par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avait alors conduit celle-ci à recommander dans sa délibération du 7 juillet 2011 la généralisation du système de compteurs communicants.

À l'initiative du Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, un groupe de travail réunissant l'ensemble des parties prenantes a été mis en place fin 2012. Ses travaux, menés en 2013, ont permis au Premier Ministre d'annoncer, le 9 juillet 2013, le déploiement par ERDF de 3 millions de compteurs d'ici 2016.

Dans ce cadre, ERDF a lancé en octobre 2013 l'appel d'offres pour la fourniture de ces premiers équipements, qui a été attribué début août 2014 à six industriels. Ces entreprises livreront les premiers compteurs avant la fin de l'année 2015. En outre, ERDF a passé des appels d'offres pour la pose de millions de compteurs. Le déploiement des premiers compteurs dans les foyers devrait intervenir à partir de l'automne 2015.

Suite à la consultation publique ouverte le 30 avril 2014, la délibération de la CRE datée du 17 juillet 2014 relative au cadre de régulation tarifaire pour le projet Linky a été publiée au *Journal officiel* du 30 juillet 2014. Compte tenu de l'ampleur exceptionnelle de ce projet industriel (5 milliards d'euros investis entre 2014 et 2021 avec la pose de 35 millions de compteurs), un taux spécifique de rémunération des actifs a été établi sur une durée de 20 ans.

9.2.2.3.1.3 Mises en service réalisées par la filiale EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI)

Dans le cadre de ses objectifs de mise en œuvre de moyens de production d'électricité à puissance garantie pour la Corse et les départements d'outre-mer, la filiale EDF PEI a mis en service sur l'année 2014 les 6 derniers groupes Diesel de la centrale de Bellefontaine en Martinique, les 7 groupes Diesel de la centrale de Lucciana en Haute-Corse et les 7 premiers groupes Diesel de la centrale de Pointe-Jarry en Guadeloupe, soit une capacité totale de production de près de 350 MW.

9.2.2.3.1.4 Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand carénage » destiné à rénover le parc nucléaire français, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à prolonger leur durée de fonctionnement. Le Conseil d'administration a en outre souhaité que ce programme d'investissements fasse l'objet d'une conduite, d'un suivi et d'un contrôle exemplaires.

Le montant total des investissements s'établit au maximum à 55 milliards d'euros (2013) d'ici à 2025 pour les 58 réacteurs du parc en fonctionnement à ce jour. Ce chiffrage indicatif sera validé ultérieurement et progressivement après l'optimisation des solutions de déploiement du programme, les travaux d'évaluation complémentaires et la prise en compte des programmations pluriannuelles (PPE, Plan stratégique) prévues dans le projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Ce programme industriel sera engagé progressivement, dans le respect des objectifs de la loi relative à la transition énergétique, des programmations pluriannuelles de l'énergie, des avis et prescriptions de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, ainsi que des procédures d'autorisation prévues pour un fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans. Son impact comptable sera étudié courant 2015.

9.2.2.3.2 Au Royaume-Uni

Le parc éolien en mer de Teesside et la centrale thermique à Cycle Combiné Gaz de West Burton ont été inaugurés le 16 avril 2014. Le parc éolien en mer de Teesside, situé près de Redcar dans le Nord-Est de l'Angleterre, est composé de 27 turbines pour une puissance installée totale de 62 MW.

La centrale électrique de West Burton B, dans le Nottinghamshire, représente le plus important projet d'investissement réalisé jusqu'à présent par le Groupe au Royaume-Uni, et possède une puissance installée de 1 300 MW.

Par ailleurs, EDF Energy Renewables (détenue à 50 % par EDF Energy et à 50 % par EDF Énergies Nouvelles) a cédé en décembre 2014 80 % de trois parcs éoliens (Green Rigg, Rusholme et Glassmoor II, soit 73 MW) à China General Nuclear Power Corporation (CGN).

9.2.2.3.3 Autres activités

9.2.2.3.3.1 Principales mises en service de parcs éoliens et solaires

EDF Énergies Nouvelles a mis en service de nombreux parcs éoliens au cours de l'année 2014 en Europe, en particulier en France avec la mise en service dans la région Picardie du parc de Basse Thiérache Sud (24 MW), dans la région Nord-Pas-de-Calais des parcs de Seuil de Bapaume et la Plaine de l'Escrebieux, d'une capacité cumulée de 27 MW, et dans la région Languedoc-Roussillon des parcs de Conilhac (9,2 MW), de Plaine de l'Orbieu (11,5 MW) et de la Vallée de l'Hérault (14 MW). En Turquie, le Groupe a poursuivi son développement avec la mise en service de son huitième parc éolien, celui de Geycek, d'une capacité de 150 MW. Au Royaume-Uni, une capacité de 23 MW a été mise en service comprenant les parcs M1, de Burnfoot North et de Barmoor.

EDF Énergies Nouvelles a également poursuivi son développement en Amérique du Nord, notamment au Canada avec la mise en service de Blackspring Ridge (300 MW), le plus puissant parc éolien de l'ouest du Canada, codétenu à 50 % avec le groupe Enbridge, mais aussi avec la mise en service au Québec de la première tranche du parc de Rivière-du-Moulin (150 MW) ainsi que des parcs Le Granit et La Mitis, d'une capacité cumulée de 50 MW. Aux États-Unis, les parcs de Hereford 2 (200 MW) et Spinning Spur 2 (161 MW) ont été mis en service.

Dans le solaire, le Groupe a mis en service sa première centrale solaire de 30 MWc en Inde. Il a également annoncé le développement au Rajasthan de cinq projets solaires supplémentaires d'une capacité totale de 120 MWc remportés dans le cadre d'un appel d'offres lancé par le gouvernement indien. En Israël, sept centrales solaires d'une capacité cumulée de 54 MWc ont été mises en service.

Poursuivant le déploiement de son activité solaire aux États-Unis, EDF Énergies Nouvelles a par ailleurs mis en service les centrales de Lepomis, de Lancaster et de CID, d'une capacité cumulée de 39 MWc.

9.2.2.3.3.2 Allocation de fonds dans le cadre du Green Bond

En novembre 2013, le Groupe a lancé avec succès la première émission obligataire verte (*Green Bond*) en euros réalisée par une grande entreprise, levant ainsi 1,4 milliard d'euros pour le financement de projets renouvelables d'EDF Énergies Nouvelles.

Au 31 décembre 2014, 1 175 millions d'euros ont été alloués à 13 projets éligibles¹ (1,8 GW) : dix parcs éoliens *onshore*, deux projets solaires et une installation de biométhanisation, situés aux États-Unis, au Canada et en France.

9.2.2.4 Centrales nucléaires existantes

9.2.2.4.1 Royaume-Uni : redémarrage d'Heysham 1 et d'Hartlepool

Le 11 juin 2014, la centrale nucléaire d'Heysham 1, exploitée par EDF Energy, a été arrêtée afin de procéder à un rechargement de combustible et permettre l'inspection de l'un de ses huit générateurs de vapeur. Cela faisait suite à un contrôle réalisé à l'occasion d'un arrêt programmé pour maintenance et inspection de routine en 2013, qui a par la suite permis de confirmer la présence d'un défaut sur le support central du générateur de vapeur.

Dans le cadre de sa politique de sûreté, EDF Energy a pris la décision de mettre à l'arrêt le 11 août 2014 les réacteurs britanniques de même conception : le réacteur n° 2 d'Heysham 1 ainsi que les réacteurs n° 1 et 2 de la centrale d'Hartlepool. L'inspection de l'ensemble des générateurs de vapeurs des quatre réacteurs des centrales d'Heysham 1 et de Hartlepool a depuis été menée à son terme et n'a révélé aucun autre défaut.

Par conséquent, EDF Energy a été en mesure de redémarrer ses quatre réacteurs, trois en novembre 2014 et un en janvier 2015 à puissance réduite.

1. La liste détaillée des projets est publiée dans l'annexe F du présent document.

9.2.2.4.2 Belgique

Après 10 mois d'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 pour inspection des cuves, où avaient été détectées des microfissures durant l'été 2012, l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN) avait donné l'autorisation, le 17 mai 2013, de redémarrer ces centrales. L'exploitant Electrabel avait convenu avec l'AFCN d'un programme de tests supplémentaires visant à évaluer le comportement des cuves dans la durée. Sur l'ensemble des tests réalisés, l'un d'entre eux ne donnant pas des résultats conformes aux attentes des experts, Electrabel a pris l'initiative, le 25 mars 2014, de mettre les réacteurs à l'arrêt par mesure de précaution, dans l'attente des résultats complémentaires. Le groupe EDF détient 10,2 % de ces deux centrales.

Par ailleurs, la centrale nucléaire de Doel 4, dans laquelle EDF Luminus détient une participation de 10,2 %, a été arrêtée du 4 août au 19 décembre 2014 en raison d'une perte d'huile dans la partie non nucléaire de la centrale, ce qui avait endommagé la turbine à vapeur. L'hypothèse d'un sabotage a pu être évoquée, mais les causes sont toujours indéterminées et une enquête est en cours.

9.2.2.4.3 Conclusions de l'audit de management de la sûreté du parc nucléaire d'EDF par l'AIEA

Le 9 décembre 2014, les conclusions de la mission « Corporate OSART » ont été publiées par l'AIEA. Il s'agit de la première évaluation de l'intégration de la sûreté dans l'organisation et le fonctionnement des services centraux du groupe, après un premier examen de ce type auprès du tchèque CEZ en 2013. Cet audit a été réalisé sur une période de deux semaines par une équipe d'évaluation de la sûreté d'exploitation (OSART ou *Operational Safety Review Team*) composée d'experts provenant d'autorités de sûreté nucléaire de pays tiers. Il a porté notamment sur la gestion des accidents graves, les ressources humaines, le support technique, la communication et les opérations de maintenance. Le bilan de l'évaluation est très satisfaisant, sans écart relevé par rapport aux référentiels de l'AIEA et avec 17 bonnes pratiques identifiées susceptibles de devenir des standards internationaux.

9.2.2.5 Transition énergétique

9.2.2.5.1 Adoption en première lecture par l'Assemblée nationale du projet de loi sur la transition énergétique

Le 14 octobre 2014, l'Assemblée nationale a adopté en première lecture le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, dans lequel sont fixés des objectifs à moyen et long terme.

Les principaux objectifs concernent la réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 par rapport au niveau de 1990 et leur division par quatre d'ici 2050 ainsi que la division par deux de la consommation énergétique finale d'ici à 2050, avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.

Le projet de loi prévoit également l'évolution du mix énergétique français avec la diminution de la part du nucléaire dans la production d'électricité de 75 % à 50 % à l'horizon 2025, la réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012 et la montée à 32 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale à horizon 2030.

En ce qui concerne le nucléaire, le texte plafonne la capacité totale de production à 63,2 GW, ce qui correspond à la capacité de production du parc nucléaire actuellement en exploitation.

Parmi les objectifs également, la rénovation énergétique de 500 000 logements par an à compter de 2017 ainsi que la rénovation de l'ensemble des bâtiments à la norme Bâtiments basse consommation (BBC) d'ici 2050.

Le projet de loi introduit par ailleurs une nouvelle gouvernance des politiques climatique et énergétique. Il prévoit notamment l'élaboration par EDF d'un plan stratégique d'entreprise, qui devrait être compatible avec la programmation pluriannuelle de l'énergie et donnerait au Commissaire du Gouvernement le pouvoir de s'opposer aux décisions d'investissements incompatibles avec ce plan stratégique.

Parmi les autres enjeux du texte figurent la réforme du mode de soutien aux énergies renouvelables ainsi que la réforme de la gouvernance de la CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité).

Le processus législatif se poursuit (voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national » – « Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte »)).

9.2.2.5.2 Partenariat avec Amundi pour le développement de solutions de financement en lien avec la transition énergétique

Le 29 octobre 2014, le groupe EDF et Amundi, numéro 1 européen de la gestion d'actifs, ont annoncé avoir noué un partenariat en vue de la création d'une société de gestion commune. Celle-ci aura pour vocation de lever des fonds auprès d'investisseurs institutionnels et particuliers et de gérer pour le compte de tiers des fonds destinés à financer des projets s'inscrivant dans la transition énergétique. EDF et Amundi se fixent pour objectif de proposer au marché des nouvelles familles de fonds dédiés à la production d'énergie renouvelable (éolien, photovoltaïque, petits ouvrages hydrauliques...) et aux économies d'énergies *BtoB* (notamment industriels électro-intensifs).

9.2.2.6 Environnement réglementaire

9.2.2.6.1 France

9.2.2.6.1.1 Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 71,3 TWh pour l'année 2014, dont 36,8 TWh pour le premier semestre. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement depuis le 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes selon un échancier fixé par arrêté. Les demandes d'ARENH effectuées par les différents fournisseurs en novembre 2014 pour le premier semestre 2015 (15,8 TWh) sont en forte baisse par rapport au premier semestre 2014, principalement du fait de la baisse des prix du marché de gros, qui devient une source d'approvisionnement plus attractive.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) le 19 juin 2014, par l'Autorité de la concurrence et par la CRE. Il est en cours d'examen par la Commission européenne, qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le Gouvernement a annoncé que cette formule s'appliquerait à compter du 1^{er} juillet 2015. Le 15 octobre 2014, la CRE a estimé dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité, et sur la base des informations dont elle disposait à cette date, que l'application de cette formule conduirait à une hausse de l'ordre de 2 €/MWh en 2015 (voir également section 6.2.1.3.5 (« Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) »)).

9.2.2.6.1.2 CSPE

La CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité) a pour objet de compenser un certain nombre de charges de service public assignées en particulier à EDF¹. Cette taxe, assise sur la consommation d'électricité, est collectée directement auprès du consommateur final.

L'accord signé début 2013 par EDF et les pouvoirs publics prévoit un remboursement progressif d'ici fin 2018 de la créance constituée du déficit de CSPE au 31 décembre 2012 et des coûts de portage induits pour le Groupe (soit un total d'environ 5,1 milliards d'euros à fin 2014). En complément, la loi de finances rectificative 2013 a reconnu les coûts de portage des déficits du mécanisme comme une charge de service public ouvrant droit à compensation par la contribution à la CSPE. Les modalités de calcul des coûts de portage ont été décrites aux articles L. 121-7 et L. 121-8 du Code de l'énergie. Les coûts de portage dus à EDF au 31 décembre 2012, soit 627 millions d'euros, ont fait l'objet d'un arrêté publié le 30 septembre 2014. Par ailleurs, en 2014, la CRE a reconnu 87 millions d'euros de coûts de portage dus à EDF au titre de 2013.

Les principaux faits marquants de l'année concernent l'environnement législatif des obligations d'achat :

- À la suite d'une mise en demeure de la Commission européenne, le dispositif de majoration tarifaire photovoltaïque a été abrogé par un arrêté en date du 25 avril 2014. Ce dispositif, mis en place début 2013, prévoyait une prime additionnelle à destination d'installations ayant recours à des panneaux photovoltaïques assemblés en Europe.
- Le gouvernement a attribué le deuxième appel d'offres portant sur l'installation d'éoliennes en mer (1 000 MW), dont le surcoût par rapport au prix de marché sera compensé par la CSPE.
- Le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a signé, le 17 juin 2014, un arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité d'origine éolienne terrestre. Cet arrêté, publié au *Journal officiel* du 1^{er} juillet 2014, vient remplacer le précédent texte de 2008 qui avait été annulé le 28 mai 2014 par le Conseil d'État, suite à un recours de l'association Vent de colère, pour non-respect de la procédure de notification à la Commission européenne des aides d'État. Ce nouveau texte reprend les conditions d'achat éolien de l'arrêté de 2008, et l'impact sur la CSPE ne sera pas modifié.
- La CRE a publié une délibération le 16 décembre 2014 permettant la vente future sur le marché de gros de l'énergie sous obligation d'achat (OA) achetée par EDF. Dès la création d'un périmètre d'équilibre dédié, le coût des écarts entre prévision et production réalisée d'énergie sous OA sera compensé à EDF. En outre, cela permettra une compensation objective du surcoût de l'énergie sous OA supporté par EDF.

Le montant des charges à compenser d'EDF au titre de 2014 s'élève à 5 888 millions d'euros, en hausse de 15 % par rapport à 2013. Cette hausse s'explique principalement par une baisse des prix de marché et par une hausse des volumes d'énergies nouvelles réparties produits par le photovoltaïque et l'éolien. Dans une moindre mesure, les charges de solidarité liées à l'augmentation du nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité ont augmenté d'environ 100 millions d'euros. Les montants encaissés en 2014 s'établissent quant à eux à 5 195 millions d'euros, soit une hausse de 12 % par rapport 2013 suite à la hausse de la CSPE applicable à compter du 1^{er} janvier 2014 (augmentation de 3 €/MWh par rapport à 2013, portant son niveau pour 2014 à 16,5 €/MWh). La hausse de la collecte de CSPE a été limitée par l'effet du climat doux de 2014 et par la hausse des volumes d'exonération. À fin 2014, les charges sont supérieures aux recettes comptabilisées par EDF de 699 millions d'euros².

La délibération de la CRE du 15 octobre 2014 établit que l'ensemble des charges à compenser aux opérateurs en 2015 devrait être de 6 341 millions d'euros et les contributions recouvrées de 7 002 millions d'euros.

1. Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et Électricité de Mayotte y contribuent également pour une faible part.

2. Y compris coûts de portage des nouveaux déficits 2013 et 2014.

9.2.2.6.1.3 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 4)

Le décret de 2001 relatif aux Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité a été modifié le 11 décembre 2014 pour tenir compte des dispositions de la directive n° 2009/72/CE.

Il modifie les dispositions relatives aux méthodes de fixation des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité afin de tirer les conséquences de la compétence exclusive de la Commission de Régulation de l'Énergie en la matière.

S'agissant des tarifs de distribution à compter du 1^{er} janvier 2014, la délibération de la CRE du 12 décembre 2013 a été publiée au *Journal officiel* du 20 décembre 2013. Ces tarifs ont augmenté en moyenne de 3,6 % au 1^{er} janvier 2014 et ont baissé de 1,3 % au 1^{er} août 2014. Cette baisse correspond à l'apurement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP¹) pour 2 %, compensé à hauteur de 0,7 % par la prise en compte de l'inflation².

Par ailleurs, le gouvernement a annoncé dans un courrier en date du 12 novembre 2013 adressé au Président de la CRE sa volonté de présenter un projet de loi pour sécuriser juridiquement le cadre de détermination du TURPE et permettre la mise en œuvre d'une méthode de régulation économique normative. Ce point fait l'objet d'un article dans le projet de loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (voir section 6.5.8.2 (« Réglementation future au niveau national » – « Projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte »)).

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a également baissé de 1,3 % au 1^{er} août 2014, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, compensé à hauteur de 0,7 % par la prise en compte de l'inflation. En outre, le 27 mai 2014, la CRE a décidé de mettre en œuvre un abattement exceptionnel de 50 % sur la facture de transport d'électricité des sites industriels gros consommateurs d'électricité. Cette mesure s'applique depuis le 1^{er} août 2014 et jusqu'au 31 juillet 2015. Elle représentera un montant total d'environ 60 millions d'euros. Cette perte de recettes pour RTE deviendra mécaniquement une créance tarifaire grâce au mécanisme du CRCP et sera compensée dans le cadre des évolutions tarifaires des 1^{ers} août 2015 et 2016 (voir également section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) »)).

9.2.2.6.1.4 Annulation des tarifs réglementés de vente par le Conseil d'État

Par décision du 11 avril 2014, le Conseil d'État a annulé partiellement les tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013, suite à un recours en annulation exercé par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Il a en effet jugé que le niveau de la hausse des tarifs jaune et bleu pour la période, limitée à 2 % par l'arrêté ministériel du 20 juillet 2012, était insuffisant, d'une part, pour couvrir les coûts de production d'électricité d'EDF et, d'autre part, compte tenu de l'objectif d'assurer la convergence tarifaire voulue par le législateur avec les coûts de fourniture de l'électricité distribuée à un tarif de marché d'ici le 31 décembre 2015.

Le Conseil d'État a enjoint aux ministres concernés de prendre dans les deux mois un nouvel arrêté rétroactif conforme aux principes posés par sa décision. Afin de répondre à cette injonction, un arrêté a été publié par le gouvernement au *Journal officiel* le 31 juillet 2014. Il fixe une nouvelle grille tarifaire pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 pour le tarif bleu. Sur ces bases, le groupe EDF facturera à partir de 2015 un complément aux factures émises pendant la période considérée, et a enregistré dans ses comptes consolidés 2014 un chiffre d'affaires hors taxes correspondant à 921 millions d'euros.

Le 12 septembre 2014, le juge des référés du Conseil d'État a rejeté la demande, présentée par l'ANODE, tendant à la suspension de l'arrêté du 28 juillet 2014 par lequel les Ministres chargés de l'énergie et de l'économie ont supprimé la prévision d'évolution moyenne de 5 % du tarif réglementé « bleu », qui était mentionnée dans un précédent arrêté du 26 juillet 2013. Le juge des référés a estimé que la condition d'urgence propre à la procédure de référé n'était pas remplie. Une décision au fond est attendue.

9.2.2.6.1.5 Tarifs réglementés de vente d'électricité en France

L'arrêté tarifaire du 26 juillet 2013 prévoyait une hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente de 5 % en moyenne pour les tarifs bleu, à compter du 1^{er} août 2014. Le 4 juillet 2014, le gouvernement a annoncé l'annulation de cette hausse et a publié un arrêté en ce sens.

Par la suite, le gouvernement a décidé de modifier le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 de manière à mettre en place, sans attendre le 31 décembre 2015, une méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité par empilement, en fonction de l'addition du prix d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité, qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture. Le décret réaffirme également le principe de la couverture des coûts de l'opérateur EDF. Ce nouveau décret a été publié le 28 octobre 2014. Sur cette base, un arrêté a fixé les nouvelles grilles tarifaires à compter du 1^{er} novembre 2014. Les hausses tarifaires ont été en moyenne de 2,5 % pour le tarif bleu résidentiel, 3,7 % pour le tarif vert, 2,5 % pour le tarif jaune. Le tarif bleu non résidentiel a baissé en moyenne de 0,7 %.

9.2.2.6.1.6 Rapport de la Cour des comptes sur le coût de production de l'électricité nucléaire

Le 27 mai 2014, la Cour des comptes a rendu public un rapport sur le coût de production de l'électricité nucléaire dans le cadre de la commission d'enquête de l'Assemblée nationale sur les coûts de la filière nucléaire, actualisant le rapport fait par la Cour en janvier 2012. Il traite notamment de l'évolution des coûts d'exploitation du parc entre 2010 et 2013, des investissements prévisionnels sur le parc nucléaire existant, des coûts futurs liés au parc nucléaire, et de la problématique de l'accident et de la responsabilité civile nucléaire.

Le rapport de janvier 2012 évaluait à 55 milliards d'euros₂₀₁₀ les dépenses d'investissements du parc nucléaire existant sur la période 2011-2025, incluant les dépenses complémentaires liées à la mise en œuvre des recommandations de l'ASN à la suite de l'accident de Fukushima. Cette trajectoire correspond à un vaste programme industriel déployé sur le parc nucléaire existant, qui englobe l'ensemble des opérations de maintenance, courantes ou exceptionnelles, et d'amélioration de sûreté des centrales en vue de pérenniser la durée de vie du parc.

Le rapport de 2014 de la Cour des comptes estime le coût global de ce programme à 62,5 milliards d'euros₂₀₁₀, dont 55 milliards d'euros₂₀₁₁ pour la période de 2014 à 2025. Il correspond à un coût prévisionnel estimé de 56,4 €₂₀₁₂/MWh à 61,6 €₂₀₁₂/MWh sur la période 2011-2025, suivant le mode de prise en compte de l'allongement de la durée de fonctionnement à 50 ans. Ce coût est cohérent avec celui estimé par EDF sous l'hypothèse d'une durée de fonctionnement des centrales de 50 ans (environ 55 €₂₀₁₁/MWh).

1. Mécanisme permettant de mesurer et de compenser les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

2. Pourcentage d'évolution entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac entre les années 2012 et 2013.

9.2.2.6.1.7 Rapport de la commission d'enquête relative aux coûts de la filière nucléaire

Le 5 juin 2014, la Commission d'enquête parlementaire mentionnée au paragraphe précédent, relative aux coûts passés, présents et futurs de la filière nucléaire, à la durée d'exploitation des réacteurs et à divers aspects économiques et financiers de la production et de la commercialisation de l'électricité nucléaire a également remis son rapport.

Après six mois de travaux et plus d'une soixantaine d'auditions des différentes parties prenantes entre janvier et mai 2014 (dont une dizaine d'auditions d'EDF), la commission d'enquête a formulé à la fin de son rapport 16 recommandations, visant à nourrir le débat parlementaire sur le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte. Sur les coûts du nucléaire, la commission d'enquête a repris dans son rapport les chiffres établis par la Cour des comptes et exprimé sa préoccupation sur l'évolution globale des coûts de la filière. Elle a préconisé la définition, par les pouvoirs publics, d'un cadre stratégique énergétique permettant de réduire les incertitudes pesant sur la filière, notamment à l'occasion du projet de loi de transition énergétique pour la croissance verte.

Sur la durée de fonctionnement du parc nucléaire, le rapport ne préconise pas d'arrêt systématique des centrales à 40 ans, mais un étalement des déclassements, entre 40 et 50 ans ou plus, afin de permettre une diversification progressive du mix électrique.

Parmi ses autres recommandations, la commission d'enquête a notamment demandé la réalisation d'études complémentaires sur la politique de retraitement et le MOX¹, sur les coûts d'un accident nucléaire et sur les coûts du projet de centre de stockage de déchets Cigéo en soulignant la nécessité d'aboutir rapidement à un coût entériné par les pouvoirs publics.

9.2.2.6.2 Royaume-Uni

Le 19 mars 2014, le gouvernement britannique a confirmé la mise en place d'un marché de capacités. EDF Energy a participé en décembre 2014 à la première enchère, qui sera mise en place à compter d'octobre 2018, qualifiant 97 % de sa capacité offerte, soit 12,2 GW.

Par ailleurs, dans le cadre de ses objectifs en termes de lutte contre le changement climatique, le gouvernement a mis en place en 2011 un mécanisme de *Carbon Price Support* visant à garantir un prix minimum du carbone, et consistant en une taxe s'ajoutant au prix des droits d'émission de CO₂. L'objectif de ce mécanisme est que le prix global du carbone ainsi établi (droit d'émission et taxe) atteigne 30 £/t en 2020. Cet objectif avait été fixé alors que les prix du CO₂ étaient d'environ 15 £/t. En mars 2014, compte tenu de la forte baisse des prix du CO₂ sur les marchés, le gouvernement britannique a décidé de plafonner le montant de cette taxe à 18 £/tonne à partir d'avril 2016 et jusqu'en 2020.

Le 26 juin 2014, l'autorité britannique de la concurrence, la CMA (*Competition Market Authority*), a lancé une enquête dans le secteur de l'énergie, dont les conclusions sont attendues en décembre 2015 (voir également section 6.3.1.4.5 (« Cadre juridique au Royaume-Uni »)).

9.2.2.6.3 Belgique

La loi du 18 décembre 2013 modifiant la loi de 2003 relative au calendrier de sortie du nucléaire a posé les principes d'une convention tripartite entre Electrabel, EDF et l'État belge, définissant les modalités de la prolongation de Tihange 1 (dont EDF Belgium détient en direct 50 %) jusqu'en 2025, en particulier une redevance due par les propriétaires à l'État. La convention a été signée le 12 mars 2014 et stipule les conditions opérationnelles, financières et juridiques de cette prolongation.

Le gouvernement belge a organisé la mise en œuvre d'une réserve stratégique grâce à un appel d'offres lancé auprès des centrales thermiques ayant annoncé leur fermeture, temporaire ou définitive, pour sécuriser l'approvisionnement du pays pendant les périodes d'hiver. Les offres les plus intéressantes ont été retenues, après approbation de la CREG (Commission de régulation de l'électricité et du gaz en Belgique) sur le caractère raisonnable des prix. Les centrales incluses dans cette réserve recevront une rémunération qui couvrira leurs coûts fixes. La centrale de Seraing, détenue à 100 % par EDF Luminus, a été sélectionnée par l'appel d'offres pour une période de trois ans à compter de l'hiver 2014, ce qui a stoppé le processus de mise à l'arrêt temporaire de la centrale annoncé en mars 2013.

Le 18 décembre 2014, le gouvernement belge a annoncé vouloir prolonger de 10 ans les centrales nucléaires de Doel 1 et Doel 2. La date de fin d'exploitation de ces réacteurs ne dépasserait pas 2025, correspondant à 50 années de fonctionnement. Cette prolongation reste sujette à l'accord préalable de l'autorité de contrôle (AFCN) fixant les conditions relatives à la sûreté et à la sécurité de ces installations, mais aussi à l'accord global entre l'ensemble des parties prenantes.

9.2.2.6.4 Hongrie

En Hongrie, le Groupe est présent dans la production de chaleur et d'électricité au travers de sa filiale Budapesti Erőmű ZRt (BE ZRt), mais aussi dans la distribution d'électricité et la commercialisation d'électricité et de gaz au travers d'EDF Démasz ZRt. À partir de septembre 2014, le régulateur a appliqué une nouvelle baisse des tarifs régulés de fourniture de gaz, d'électricité et de chaleur aux clients domestiques. Pour les clients résidentiels électricité, cette baisse est de 5,7 %. Elle fait suite aux deux précédentes baisses opérées en janvier (- 10 %) et novembre 2013 (- 11,1 %).

1. Combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement.

9.3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2013 et 2014

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2013 et 2014 se déclinent en deux niveaux d'analyse pour le chiffre d'affaires et l'EBE : un premier portant sur le Groupe, puis un second sur les différents segments (France, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres activités). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

Les données 2013 sont retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IFRS 10 et 11 (impact de - 666 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation, pas d'impact sur le résultat net part du Groupe).

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité
Chiffre d'affaires	72 874	71 916
Achats de combustible et d'énergie	(36 704)	(38 116)
Autres consommations externes	(9 181)	(8 287)
Charges de personnel	(11 785)	(11 291)
Impôts et taxes	(3 593)	(3 481)
Autres produits et charges opérationnels	5 668	5 358
Excédent brut d'exploitation (EBE)	17 279	16 099
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>	203	14
Dotations aux amortissements	(7 940)	(7 154)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(157)	(227)
(Pertes de valeur)/reprises	(1 189)	(617)
Autres produits et charges d'exploitation	(212)	219
Résultat d'exploitation	7 984	8 334
Résultat financier	(2 551)	(2 942)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 433	5 392
Impôts sur les résultats	(1 839)	(1 896)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	179	262
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 773	3 758
Dont résultat net – part du Groupe	3 701	3 517
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	72	241
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (en euros)		
Résultat net par action	1,78	1,84
Résultat net dilué par action	1,78	1,84

9.3.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires consolidé est en légère croissance (+ 1,3 %) et en recul organique de 1,4 %.

9.3.1.1 Évolution du chiffre d'affaires Groupe

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	72 874	71 916	958	+ 1,3	- 1,4

Le chiffre d'affaires s'élève à 72 874 millions d'euros en 2014, en croissance de 958 millions d'euros (+ 1,3 %). Il intègre l'impact favorable de 921 millions d'euros lié au rattrapage tarifaire 2012-2013¹. Hors effets de change (+ 519 millions d'euros) résultant principalement de l'appréciation de la livre sterling face à l'euro, et hors effets de périmètre (+ 1 449 millions d'euros) liés pour l'essentiel à la reprise des activités de Dalkia en France, le chiffre d'affaires est en recul organique de 1,4 % en raison de la douceur du climat.

1. Régularisation des tarifs réglementés de vente pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 suite à la décision du Conseil d'État du 11 avril 2014.

9.3.1.2 Évolution du chiffre d'affaires par segment

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	39 910	40 210	(300)	- 0,7	- 0,2
Royaume-Uni	10 160	9 782	378	+ 3,9	- 1,9
Italie	12 687	12 689	(2)	0,0	- 0,4
Autre international	5 603	6 349	(746)	- 11,7	- 11,1
Autres activités	4 514	2 886	1 628	+ 56,4	+ 0,8
Total hors France	32 964	31 706	1 258	+ 4,0	- 2,9
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	72 874	71 916	958	+ 1,3	- 1,4

En 2014, le chiffre d'affaires réalisé hors du segment France représente 45,2 % du chiffre d'affaires consolidé du Groupe, contre 44,1 % en 2013.

9.3.1.2.1 France

Évolution du chiffre d'affaires du segment France

La contribution de la France au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 39 910 millions d'euros, en baisse organique de 90 millions d'euros (- 0,2 %) par rapport à 2013.

La baisse du chiffre d'affaires résulte principalement de la baisse des volumes vendus aux clients finals due au climat doux (- 25,4 TWh) pour 1 899 millions

d'euros, qui n'a été que partiellement compensée par les hausses de tarifs de l'électricité survenues en août 2013 puis en novembre 2014, l'évolution du TURPE et le rattrapage tarifaire 2012-2013 (+ 908 millions d'euros). Les ventes de gaz aux clients finals baissent de 133 millions d'euros, principalement du fait du climat (- 3,1 TWh).

Au 31 décembre 2014, la part de marché électricité en volume sur l'ensemble des clients finals est de 78,8 %, en retrait de - 0,9 point par rapport à fin 2013. La part de marché gaz naturel s'élève à 4,7 %, en augmentation de 0,3 point par rapport à fin 2013.

Ventilation du chiffre d'affaires du segment France entre activités production et commercialisation¹ (non régulées), activités de réseaux² et activités insulaires³

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	39 910	40 210	(300)	- 0,7	- 0,2
Activités production et commercialisation (non régulées)	37 678	38 007	(329)	- 0,9	- 0,3
Activités de réseaux	13 276	13 807	(531)	- 3,8	- 3,8
Activités insulaires	1 071	931	140	+ 15,0	+ 15,0
Éliminations	(12 115)	(12 535)	420		

La baisse de 0,9 % du chiffre d'affaires des activités production et commercialisation (non régulées) s'explique par l'impact défavorable des baisses de volumes lié pour l'essentiel au climat très doux de 2014 (comparativement au climat froid de 2013), qui n'a été que partiellement compensé par l'augmentation des tarifs au 1^{er} août 2013 et au 1^{er} novembre 2014 et par le rattrapage tarifaire.

Le chiffre d'affaires des activités de réseaux diminue de 3,8 % du fait d'une baisse des volumes acheminés due à un climat très doux en 2014 par rapport à 2013 et malgré l'impact favorable de la hausse du TURPE au 1^{er} janvier 2014.

1. Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie et de conseil.

2. Activités qui ne regroupent plus que les activités de distribution, depuis la mise en équivalence de l'activité transport au 31 décembre 2010. Les activités de réseaux en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Le chiffre d'affaires des activités régulées comprend la part acheminement incluse dans les tarifs intégrés.

3. Activités de production, de commercialisation et de distribution insulaires d'EDF (SEI et PEI).

Bilan électrique

La production nucléaire s'établit en 2014 à 415,9 TWh contre 403,7 TWh en 2013, soit + 12,2 TWh. Le Groupe dépasse ainsi le haut de la fourchette donnée au marché pour l'année 2014, comprise entre 410 et 415 TWh. Cette forte amélioration s'explique par une meilleure maîtrise des durées d'arrêts programmés, avec une réduction de moitié de la durée moyenne de prolongation des arrêts programmés. Le coefficient de disponibilité s'établit à 80,9 % en 2014, en hausse par rapport à 2013 (78,0 %).

La production hydraulique s'élève à 37,5 TWh, en diminution par rapport à 2013 (- 5,0 TWh) du fait de conditions hydrologiques moins favorables par rapport à 2013, qui avait été une année exceptionnelle (voir conditions climatiques en section 9.2.1.4).

La production thermique à flamme s'élève à 6,9 TWh, soit - 8,7 TWh par rapport à 2013. Cette diminution est essentiellement liée au déclassement progressif des centrales au charbon les plus polluantes, à une plus faible sollicitation du parc thermique à flamme liée aux conditions climatiques et à un écart moins favorable entre les prix de l'électricité et ceux des combustibles fossiles.

Les volumes vendus aux clients finals (segment de marché qui comprend Eurodif et les Entreprises Locales de Distribution) sont en diminution de - 26,8 TWh, dont - 25,4 TWh liés au différentiel de températures. Les effets de l'extinction du mécanisme des VPP¹, déjà initiés en 2012, représentent un recul des ventes de 5,4 TWh par rapport à 2013. Par ailleurs, la fourniture d'électricité dans le cadre de l'ARENH a représenté un volume de 71,3 TWh.

EDF a été vendeur net sur les marchés de gros pour 27,0 TWh, en augmentation de 24,5 TWh par rapport à 2013.

9.3.1.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 10 160 millions d'euros en 2014, en hausse de 3,9 % par rapport à 2013 et en baisse organique de 1,9 %. Elle inclut un effet de change favorable de 572 millions d'euros.

La diminution du chiffre d'affaires s'explique principalement par la baisse des ventes de gaz en raison de la douceur du climat par rapport à l'année précédente.

9.3.1.2.3 Italie

La contribution de l'**Italie** au chiffre d'affaires du Groupe est de 12 687 millions d'euros, stable par rapport à 2013, soit - 0,4 % en organique.

Dans un contexte de forte contraction de la demande électrique et gazière, impactée par des températures hivernales exceptionnellement douces, et des baisses de prix sur les marchés du gaz et de l'électricité, le chiffre d'affaires d'Edison est quasiment stable (+ 0,2 %), soit - 0,2 % en organique.

Dans les activités électriques, le chiffre d'affaires augmente de 9,7 % du fait de la forte progression des volumes vendus sur les marchés de gros et aux clients finals, qui permet de compenser dans une large mesure les effets négatifs de la baisse des prix de marché.

À l'inverse, dans les activités hydrocarbures, le chiffre d'affaires a été pénalisé par un fort effet climat, qui a significativement impacté les volumes commercialisés aux clients résidentiels et aux centrales thermiques. Les ventes aux clients industriels ont quant à elles connu une progression significative sur l'année.

Le chiffre d'affaires de Fenice s'élève à 400 millions d'euros, en retrait organique de 22 millions d'euros par rapport à 2013. Cette baisse est liée à son activité en Espagne qui a subi les effets de la réforme énergétique.

9.3.1.2.4 Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités européennes hors Royaume-Uni et Italie, les activités aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos).

La contribution du segment au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 5 603 millions d'euros en 2014, en diminution de 746 millions d'euros par rapport à 2013, soit - 11,7 %. Hors effets de change (- 44 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en recul organique de 11,1 % par rapport à 2013.

Cette diminution provient pour l'essentiel :

- de la **Belgique** (- 594 millions d'euros en organique) où la baisse du chiffre d'affaires s'explique notamment par des volumes vendus de gaz moindres en lien avec un climat plus doux en 2014 et par une pression sur les prix de l'électricité en raison d'une concurrence accrue ;
- de la **Pologne** (- 124 millions d'euros en organique) où le recul est lié à des prix de marché plus bas du fait du climat doux de 2014 ;
- de la **Hongrie** (- 74 millions d'euros en organique) où le chiffre d'affaires est notamment impacté par la baisse des prix et des volumes d'électricité commercialisés sur le marché et pénalisé par un contexte réglementaire défavorable sur le tarif des activités régulées.

Le chiffre d'affaires augmente en revanche au **Brésil** (+ 113 millions d'euros en organique), en lien avec des ventes d'électricité sur le marché *spot* à des prix exceptionnellement élevés, du fait notamment d'une hydraulicité particulièrement faible.

9.3.1.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** regroupent notamment EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading, Électricité de Strasbourg et Dalkia.

La contribution des **Autres activités** au chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 4 514 millions d'euros en 2014, en augmentation de 1 628 millions d'euros (+ 56,4 %) et en croissance organique de 22 millions d'euros (+ 0,8 %) par rapport à 2013. L'effet périmètre s'élève à + 1 614 millions d'euros, soit + 55,9 %, et concerne pour l'essentiel la reprise des activités de Dalkia en France fin juillet 2014.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** au chiffre d'affaires du Groupe s'inscrit en hausse organique de 36 millions d'euros (+ 4,6 %) par rapport à 2013. Cette progression résulte essentiellement du développement de l'activité de production.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading**² est en hausse organique de 85 millions d'euros (+ 11,0 %) par rapport à 2013 grâce à la bonne performance des activités en Amérique du Nord.

En revanche, le chiffre d'affaires d'**Électricité de Strasbourg** est en diminution organique de 50 millions d'euros (- 6,1 %) par rapport à 2013, qui s'explique principalement par des volumes vendus plus faibles du fait du climat plus doux en 2014.

Le chiffre d'affaires du segment inclut un effet périmètre favorable lié à la reprise des activités de Dalkia en France à compter du 25 juillet 2014.

1. Virtual Power Plant – mécanisme d'enchères de capacités générant des livraisons sur des périodes allant de quelques mois à trois ans.

2. Le chiffre d'affaires d'EDF Trading est constitué de sa marge de trading.

9.3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

L'EBE est en augmentation de 7,3 % et en croissance organique de 6,5 % (dont + 4,6 % de rattrapage tarifaire). Hors Edison et hors rattrapage tarifaire 2012-2013, la croissance organique est de 3,2 %, au-delà de l'objectif de 3 % fixé par le Groupe en début d'année 2014.

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
Chiffre d'affaires	72 874	71 916	958	+ 1,3	- 1,4
Achats de combustible et d'énergie	(36 704)	(38 116)	1 412	- 3,7	- 5,3
Autres consommations externes	(9 181)	(8 287)	(894)	+ 10,8	+ 1,1
Charges de personnel	(11 785)	(11 291)	(494)	+ 4,4	+ 0,7
Impôts et taxes	(3 593)	(3 481)	(112)	+ 3,2	+ 2,8
Autres produits et charges opérationnels	5 668	5 358	310	+ 5,8	+ 6,0
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	17 279	16 099	1 180	+ 7,3	+ 6,5

9.3.2.1 Évolution et analyse de l'EBE Groupe

L'**excédent brut d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 17 279 millions d'euros en 2014, en augmentation de 7,3 % par rapport à 2013. L'EBE tient compte de l'impact favorable de 744 millions d'euros lié au rattrapage tarifaire 2012-2013. Retraité des effets de périmètre pour + 22 millions d'euros liés pour l'essentiel à la reprise des activités de Dalkia en France en juillet 2014 et des effets de change favorables de 109 millions d'euros résultant principalement de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro, la croissance organique est de + 6,5 %.

Le Groupe a poursuivi et renforcé ses efforts de maîtrise des charges d'exploitation. Alors que la mise en œuvre du programme Spark en 2013 avait permis de limiter leur hausse à 1,1 %¹, l'augmentation des charges d'exploitation continue de ralentir en 2014, à + 0,9 %².

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 36 704 millions d'euros en 2014, en diminution de 1 412 millions d'euros par rapport à 2013 (- 3,7 %) et de 2 003 millions d'euros (- 5,3 %) en organique.

En **France**, la diminution organique de 1 219 millions d'euros (- 7,3 %) provient principalement :

- de la baisse des achats réalisés sur les marchés du fait de la baisse des volumes vendus ;
- de l'enregistrement à fin 2013 sans équivalent en 2014 d'une augmentation de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs pour un montant de 208 millions d'euros afin de prendre en compte les nouveaux besoins de financement de l'ANDRA relatifs aux études sur le projet de stockage géologique.

En **Italie**, la baisse organique s'élève à 214 millions d'euros, soit - 2,0 %, les forts mouvements de baisse des prix survenus en 2014 ayant compensé l'augmentation du volume d'achat des combustibles et d'énergie. Celle en **Belgique** (- 456 millions d'euros, soit - 14,5 %) est corrélée à la baisse des volumes vendus.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 9 181 millions d'euros, en augmentation de 894 millions d'euros par rapport à 2013 (+ 10,8 %) et de 94 millions d'euros (+ 1,1 %) en organique. En France, les autres consommations externes augmentent de 167 millions d'euros (+ 3,1 %).

Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 11 785 millions d'euros, en augmentation de 494 millions d'euros par rapport à 2013. La hausse organique est de 76 millions d'euros (+ 0,7 %). En **France**, les charges de personnel s'élèvent à 9 071 millions d'euros, en croissance organique de 0,5 % par rapport à 2013 compte tenu principalement de l'augmentation des effectifs que compense la baisse des charges de retraites (due notamment à l'effet de la réforme des retraites de 2013).

Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 593 millions d'euros en 2014, en augmentation de 112 millions d'euros par rapport à 2013 soit + 3,2 % (+ 2,8 % en croissance organique). Cette variation inclut une hausse des impôts et taxes en **France** supportés par l'activité production.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 5 668 millions d'euros en 2014, en augmentation de 310 millions d'euros par rapport à 2013 et en variation organique de 324 millions d'euros (+ 6,0 %). En **France**, les autres produits et charges opérationnels augmentent de 481 millions d'euros en organique, principalement du fait de la hausse de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). L'**Italie** enregistre une baisse organique pour 275 millions d'euros, principalement imputable aux effets non récurrents des négociations et arbitrages sur les contrats long terme gaziers plus importants en 2013 (Algérie et Qatar) qu'en 2014 (Russie).

1. À périmètre, change et méthode constants.

2. À périmètre et change constants.

9.3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
France	12 198	10 778	1 420	+ 13,2	+ 12,6
Royaume-Uni	1 941	1 992	(51)	- 2,6	- 8,5
Italie	886	1 059	(173)	- 16,3	- 17,3
Autre International	632	814	(182)	- 22,4	- 21,4
Autres activités	1 622	1 456	166	+ 11,4	+ 15,0
Total hors France	5 081	5 321	(240)	- 4,5	- 5,8
EBE GROUPE	17 279	16 099	1 180	+ 7,3	+ 6,5

9.3.2.2.1 France

Évolution de l'EBE du segment France

La contribution de la **France** à l'EBE du Groupe s'élève à 12 198 millions d'euros, en augmentation de 13,2 % et en croissance organique de 12,6 % par rapport à 2013 (dont + 6,8 % de rattrapage tarifaire), l'effet du climat étant plus que compensé par la bonne performance opérationnelle. Cette contribution représente 70,6 % de l'EBE du Groupe en 2014, contre 66,9 % en 2013.

Ventilation¹ de l'EBE du segment France entre activités production et commercialisation (non régulées), activités de réseaux et activités insulaires

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %	Croissance organique en %
EBE	12 198	10 778	1 420	+ 13,2	+ 12,6
Activités production et commercialisation (non régulées)	7 929	6 705	1 224	+ 18,3	+ 17,3
Activités de réseaux	3 558	3 641	(83)	- 2,3	- 2,2
Activités insulaires	711	432	279	+ 64,6	+ 64,6

L'EBE des activités production et commercialisation (non régulée) augmente de 18,3 %. Retraité de l'impact du rattrapage des tarifs réglementés de vente 2012-2013 pour 731 millions d'euros et de l'effet périmètre lié au transfert des activités de gestion du portefeuille aval gaz sur le segment « Autres activités » pour 63 millions d'euros, l'EBE est en progression de 430 millions d'euros, soit + 6,4 %. Cette croissance s'explique notamment par l'amélioration de la production nucléaire (+ 289 millions d'euros), la hausse de la part énergie hors acheminement des tarifs réglementés de vente (+ 413 millions d'euros) et la baisse des coûts associés aux quotas d'émissions de CO₂ (+ 151 millions d'euros), qui compensent l'impact du climat doux (- 141 millions d'euros) et la baisse de la production hydraulique (- 170 millions d'euros), l'année 2013 ayant été marquée par une excellente hydraulique. La hausse modérée (+ 0,7 %) des autres consommations externes et des charges de personnel s'explique par des efforts de maîtrise des dépenses et par les bons résultats du programme d'arrêts des tranches nucléaires.

L'EBE des activités de réseaux est en diminution de 2,2 %, les effets du climat doux (- 385 millions d'euros) n'étant que partiellement compensés par la hausse du TURPE et la diminution des achats de pertes liés à la baisse des prix de marché de l'électricité.

L'EBE des activités insulaires est en augmentation de 279 millions d'euros (+ 64,6 %) en raison principalement des mises en service de nouvelles centrales par la filiale EDF PEI liée à l'effort d'investissement du Groupe depuis 2009, qui prévoit le renouvellement de la quasi-totalité des centrales Diesel existantes.

9.3.2.2.2 Royaume-Uni

La contribution du **Royaume-Uni** à l'EBE du Groupe est de 1 941 millions d'euros en 2014, en diminution de 2,6 % par rapport à 2013 (dont 116 millions d'euros d'effet change favorable) et en baisse organique de 8,5 %.

La production nucléaire s'élève à 56,3 TWh en 2014, en diminution de 4,2 TWh par rapport à l'an passé. Celle-ci résulte essentiellement de l'arrêt fortuit des réacteurs des centrales d'Heysham 1 et d'Hartlepool. Suite à l'inspection des générateurs de vapeur, ils ont pu être remis en service fin 2014 et début 2015. La production du reste du parc nucléaire a quant à elle enregistré une très bonne performance opérationnelle.

L'EBE de l'activité B2C a progressé grâce notamment à la hausse moyenne des comptes clients et aux efforts de réduction de coûts entrepris par EDF Energy malgré l'effet défavorable du climat doux sur les ventes de gaz.

9.3.2.2.3 Italie

La contribution du segment **Italie** à l'EBE du Groupe s'élève à 886 millions d'euros, en recul de 16,3 % par rapport à 2013 et en baisse organique de 17,3 %.

Cette tendance concerne essentiellement Edison, dont la contribution à l'EBE du Groupe s'établit à 801 millions d'euros sur l'année 2014, en retrait organique de 176 millions d'euros (soit - 18,2 %). Cette baisse est imputable aux effets non récurrents des négociations et arbitrages sur les contrats long

1. Ventilation explicitée dans la section 9.3.1.2.1 (« France »).

terme gaziers plus importants en 2013 (Algérie et Qatar) qu'en 2014 (Russie). Corrigé de ces effets non récurrents, l'EBE est en hausse organique de plus de 10 % traduisant la bonne performance opérationnelle.

L'aboutissement du processus du deuxième cycle de négociation concernant le contrat gaz libyen est attendu pour le premier semestre 2015, ce qui permettra de conclure le cycle des révisions de prix sur l'ensemble des contrats ouvert fin 2012.

Dans un contexte de baisse des prix, l'EBE de l'activité électricité se maintient au niveau de 2013 grâce à une hydraulité très abondante sur l'ensemble de l'année et à l'optimisation du potentiel de flexibilité des centrales thermiques.

Fenice a contribué à hauteur de 86 millions d'euros à l'EBE du Groupe en 2014, en baisse de 5,5 % par rapport à 2013 sous l'effet de la réforme énergétique espagnole.

9.3.2.2.4 Autre international

L'EBE du segment **Autre international** s'élève à 632 millions d'euros en 2014, en diminution de 22,4 % par rapport à 2013 et de 21,4 % en organique.

L'EBE de la **Belgique** est en décroissance organique de 158 millions d'euros, notamment pénalisé par l'arrêt non programmé des centrales nucléaires de Doel 3, Doel 4 et Tihange 2 (voir section 9.2.2.4.2 (« Belgique »)), par une baisse des volumes de gaz vendus du fait de la douceur du climat et par la baisse des marges électricité liée à des conditions de marché difficiles.

L'EBE en **Pologne** enregistre une diminution organique de 59 millions d'euros, en raison d'une baisse des prix sur les marchés de gros de l'électricité et d'une baisse des volumes de chaleur vendus en lien avec le climat qui

n'ont été que partiellement compensées par une amélioration de la marge sur la production d'énergies vertes et un retour du soutien aux cogénérations.

Le segment enregistré en 2013 par ailleurs l'effet favorable de la plus-value de cession de SSE, sans équivalent en 2014.

En revanche, le **Brésil** réalise une croissance organique de 65 millions d'euros de son EBE, du fait notamment d'une amélioration des marges électricité grâce à des conditions de marché favorables.

9.3.2.2.5 Autres activités

Les **Autres activités** contribuent à l'EBE du Groupe à hauteur de 1 622 millions d'euros, en hausse organique de 15,0 % par rapport à 2013.

La contribution d'**EDF Énergies Nouvelles** à l'EBE du Groupe s'élève à 690 millions d'euros. La progression organique de 40 millions d'euros (+ 6,2 %) par rapport à 2013 est tirée par une activité de développement-vente d'actifs structurés particulièrement dynamique en 2014. EDF Énergies Nouvelles a par ailleurs poursuivi le développement de son activité d'exploitation-maintenance avec près de 12 GW de capacités à gérer, à comparer à 9 GW à fin 2013.

L'EBE d'**EDF Trading** s'élève à 632 millions d'euros en 2014, en croissance organique de 105 millions d'euros (+ 19,9 %) par rapport à 2013. Cette augmentation est due principalement à la bonne performance des activités en Amérique du Nord.

L'EBE de **Dalkia** contribue à hauteur de 32 millions d'euros à l'EBE du Groupe du fait d'une consolidation sur 5 mois et des effets ponctuels de revalorisation du bilan d'acquisition.

9.3.3 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est en baisse de 4,2 %.

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
EBE	17 279	16 099	1 180	+ 7,3
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières, hors activités de <i>trading</i>	203	14	189	+ 1 350,0
Dotations aux amortissements	(7 940)	(7 154)	(786)	+ 11,0
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(157)	(227)	70	- 30,8
(Pertes de valeur)/reprises	(1 189)	(617)	(572)	+ 92,7
Autres produits et charges d'exploitation	(212)	219	(431)	- 196,8
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	7 984	8 334	(350)	- 4,2

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 7 984 millions d'euros en 2014, en baisse de 350 millions d'euros par rapport à 2013. Cette baisse s'explique principalement par l'augmentation des dotations aux amortissements, notamment en France, et par la hausse des pertes de valeur ainsi que par l'évolution défavorable des autres produits et charges d'exploitation.

9.3.3.1 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* passent de + 14 millions d'euros en 2013 à + 203 millions d'euros en 2014. Les évolutions favorables sont localisées principalement sur l'**Italie** où elles concernent des couvertures économiques du portefeuille industriel gaz, sous l'effet conjugué d'une forte baisse des *forwards* sur les marchés européens du gaz et des volumes couverts, et dans une moindre mesure sur le **Royaume-Uni**.

9.3.3.2 Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements sont en augmentation par rapport à 2013 (+ 11,0 %).

La **France** enregistre une augmentation des dotations aux amortissements de 645 millions d'euros, notamment liée aux remplacements de gros composants de centrales nucléaires, aux travaux d'investissement sur les centrales en exploitation et aux investissements réalisés dans la distribution.

Au **Royaume-Uni**, l'augmentation des dotations aux amortissements de 104 millions d'euros (54 millions d'euros en organique) est essentiellement liée à la mise en service de la centrale à cycle combiné au gaz (CCG) de West Burton B à partir du deuxième trimestre 2013 et à la hausse des investissements de maintenance dans le parc nucléaire. Ces effets sont partiellement compensés par l'impact favorable des allongements de durée de fonctionnement annoncés par EDF Energy, dont celui de Dungeness B pour 10 ans jusqu'en 2028, l'allongement moyen de la durée de fonctionnement attendu des sept centrales de types RAG s'élevant à 8 ans par rapport aux dates de fermeture prévues au moment de l'acquisition de British Energy en janvier 2009.

Sur le segment **Autres activités**, l'augmentation des dotations aux amortissements de 51 millions d'euros est essentiellement liée à l'entrée de périmètre de **Dalkia** en juillet 2014.

9.3.3.3 Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession

La diminution de 70 millions d'euros des dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession en 2014 par rapport à 2013 est essentiellement attribuable à ERDF.

9.3.3.4 Pertes de valeur/reprises

En 2013, les pertes de valeur constatées pour 617 millions d'euros concernaient principalement :

- la **Belgique** pour 229 millions d'euros, notamment sur une centrale de production thermique d'EDF Luminus ;

- la **Pologne** pour 127 millions d'euros en raison essentiellement de la suspension du projet de centrale thermique à charbon supercritique.

En 2014, les pertes de valeur s'élèvent à 1 189 millions d'euros et concernent principalement :

- la **Belgique** pour 586 millions d'euros concernant la filiale EDF Luminus en raison de la dégradation des hypothèses de prix de marché à long terme ;
- le **Royaume-Uni** pour 169 millions d'euros concernant la centrale thermique à cycle combiné au gaz de West Burton B en lien avec la baisse des prix de marché du gaz et les cavités gaz de Hill Top Farm situées dans la région de Cheshire en raison de la réduction du nombre de cavités de stockage mises en développement pour des raisons de sécurité sur le site et des conditions de marché défavorables ;
- **Edison** pour 167 millions d'euros portant principalement sur des actifs hydrauliques et éoliens qui subissent la baisse des prix de marché.

9.3.3.5 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation représentent une charge nette de 212 millions d'euros en 2014 contre un produit net de 219 millions d'euros en 2013.

En 2013, ils incluaient essentiellement :

- un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France ;
- une charge de 174 millions d'euros relative à la participation d'EDF dans SLOE, centrale à cycle combiné au gaz aux Pays-Bas ;
- des charges de restructuration relatives aux activités du Groupe notamment en Belgique, en Pologne et en Hongrie.

En 2014, ils comprennent pour l'essentiel :

- le résultat lié à l'opération de cession de Dalkia International et de reprise des activités de Dalkia en France ;
- une charge relative à la révision des devis pour déconstruction des centrales nucléaires françaises définitivement à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A).

9.3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(2 243)	(2 262)	19	- 0,8
Effet de l'actualisation	(2 996)	(2 931)	(65)	+ 2,2
Autres produits et charges financiers	2 688	2 251	437	+ 19,4
RÉSULTAT FINANCIER	(2 551)	(2 942)	391	- 13,3

Le résultat financier représente une charge de 2 551 millions d'euros en 2014, en amélioration de 391 millions d'euros par rapport à 2013. Cette évolution s'explique par :

- un coût de l'endettement financier en légère diminution, l'augmentation de la dette brute ayant été compensée par la baisse du coupon moyen, qui s'établit à 3,3 % fin 2014 à comparer à 3,8 % fin 2013, principalement due à la variabilisation de la dette ;

- une augmentation des charges d'actualisation de 65 millions d'euros provenant notamment de l'augmentation des provisions nucléaires et des provisions pour avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi en France et au Royaume-Uni ;

- une amélioration de 437 millions d'euros des autres produits et charges financiers, en lien notamment avec l'augmentation des plus-values de cession d'actifs dédiés.

9.3.5 Impôts sur les résultats

L'impôt sur les résultats s'élève à 1 839 millions d'euros, correspondant à un taux effectif d'impôt (TEI) de 33,8 % en 2014. Ce taux effectif d'impôt s'établissait à 35,2 % en 2013.

Le taux effectif d'impôt est affecté à la hausse par les pertes de valeur ; retraité de ces éléments, il s'établit à 32,2 % en 2014 contre 34 % en 2013.

La baisse du taux effectif d'impôt entre 2013 et 2014 s'explique notamment par l'augmentation de la déduction des rémunérations versées en 2014 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée et par les effets favorables de l'opération Dalkia en 2014. Ces impacts sont partiellement compensés par un effet positif en 2013 lié à la baisse du taux d'impôt au Royaume-Uni sans équivalent en 2014.

9.3.6 Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises

Le Groupe enregistre un produit de 179 millions d'euros en 2014, contre un produit de 262 millions d'euros en 2013. Cette baisse est principalement la conséquence de la baisse du résultat de RTE de 115 millions d'euros liée au climat doux du début d'année 2014 par rapport à 2013.

Par ailleurs, la quote-part de résultat des entreprises associées inclut en 2014 des pertes de valeur pour un montant total de 425 millions d'euros, dont 206 millions d'euros sur Alpiq en lien avec la détérioration du contexte énergétique, 122 millions d'euros sur CENG liées à la détérioration des perspectives sur les prix à long terme de l'électricité aux États-Unis et 83 millions sur la participation dans la coentreprise Estag (Autriche).

En 2013, des pertes de valeur avaient été enregistrées pour un montant de 443 millions d'euros, dont 284 millions d'euros sur Alpiq et 146 millions d'euros sur CENG.

9.3.7 Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle¹ s'élève à 72 millions d'euros en 2014, en diminution de 169 millions d'euros par rapport à 2013. Cette variation correspond essentiellement à la baisse des revenus de Centrica sur l'activité de production nucléaire au Royaume-Uni compte tenu de la baisse des volumes et à la baisse des revenus des minoritaires sur les résultats d'EDF Luminus.

9.3.8 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à 3 701 millions d'euros en 2014, en hausse de 184 millions d'euros par rapport à 2013, soit + 5,2 %.

9.3.9 Résultat net courant

Le résultat net courant² s'établit à 4 852 millions d'euros en 2014, en augmentation de 17,9 % par rapport à 2013.

1. Anciennement libellées « intérêts minoritaires ».

2. Résultat net hors éléments non récurrents et hors variation nette de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading nets d'impôts.

Montant des éléments non récurrents et variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading nets d'impôts :

- - 1 290 millions d'euros pour divers risques et dépréciations en 2014, contre - 615 millions d'euros en 2013 ;

- + 139 millions d'euros de variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading nets d'impôt en 2014, contre + 15 millions d'euros en 2013.

9.4 Flux de trésorerie et endettement financier net

9.4.1 Flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	10 625	10 865	(240)	- 2,2
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(12 393)	(11 707)	(686)	+ 5,9
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	1 223	896	327	+ 36,5
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	(545)	54	(599)	N. A.
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	5 096	5 035	61	+ 1,2
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(545)	54	(599)	n. a.
Incidence des variations de change	113	14	99	n. a.
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	17	16	1	+ 6,3
Incidence des autres reclassements	20	(23)	43	n. a.
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	4 701	5 096	(395)	- 7,8

n. a. = non applicable.

9.4.1.1 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	5 433	5 392	41	+ 0,8
Pertes de valeur/(reprises)	1 189	617	572	+ 92,7
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	8 981	9 245	(264)	- 2,9
Produits et charges financiers	1 068	1 488	(420)	- 28,2
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	672	369	303	+ 82,1
Plus ou moins-values de cessions	(1 311)	(880)	(431)	+ 49,0
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 041)	(1 711)	670	- 39,2
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	14 991	14 520	471	+ 3,2
Frais financiers nets décaissés	(1 752)	(1 719)	(33)	+ 1,9
Impôt sur le résultat payé	(2 614)	(1 936)	(678)	+ 35,0
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	10 625	10 865	(240)	- 2,2

Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en 2014 s'élevèrent à 10 625 millions d'euros, en baisse de 240 millions d'euros par rapport à 2013.

Cette variation traduit :

- la baisse des charges financières nettes 2014 (- 420 millions d'euros) par rapport à 2013, due notamment à la diminution du coût de l'endettement financier suite à la variabilisation de la dette ;
- l'augmentation des plus-values de cession de 431 millions d'euros par rapport à 2013, en lien notamment avec la hausse des plus-values de cessions d'actifs dédiés et avec le résultat de cession relatif aux opérations autour de la participation dans Dalkia de 217 millions d'euros ;

- la hausse de 678 millions d'euros de l'impôt payé sur le résultat, principalement en raison de l'augmentation des acomptes d'impôts versés en 2014 en France.

Ces effets sont partiellement compensés par l'augmentation des pertes de valeur en 2014 (+ 572 millions d'euros) par rapport à 2013, la progression des dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises (+ 303 millions d'euros) et l'amélioration de la variation du besoin en fonds de roulement (+ 670 millions d'euros par rapport à 2013).

9.4.1.2 Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement

Les décaissements de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement se sont élevés à 12 393 millions d'euros en 2014, à comparer à 11 707 millions d'euros en 2013. Les flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement s'analysent en acquisitions et cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles, acquisitions et cessions de sociétés sous déduction de la trésorerie acquise/cédée et variations d'actifs financiers :

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Acquisition d'immobilisations incorporelles et corporelles	(13 721)	(13 042)	(679)	+ 5,2
Cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	314	229	85	+ 37,1
Investissements incorporels et corporels nets	(13 407)	(12 813)	(594)	+ 4,6
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	1 308	749	559	+ 74,6
Variation d'actifs financiers	(294)	357	(651)	n. a.
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	(12 393)	(11 707)	(686)	+ 5,9

Investissements incorporels et corporels nets

Les investissements incorporels et corporels nets s'élèvent à 13 407 millions d'euros en 2014, en augmentation de 594 millions d'euros (+ 4,6 %) par rapport à 2013.

Les investissements incorporels et corporels nets du Groupe ont évolué comme suit :

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Activités production et commercialisation (non régulées)	5 579	5 340	239	+ 4,5
Activités de réseaux	2 974	3 215	(241)	- 7,5
Activités insulaires	446	438	8	+ 1,8
France	8 999	8 993	6	+ 0,1
Royaume-Uni	1 585	1 338	247	+ 18,5
Italie	403	329	74	+ 22,5
Autre international	508	389	119	+ 30,6
International	2 496	2 056	440	+ 21,4
Autres activités	1 912	1 764	148	+ 8,4
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS NETS	13 407	12 813	594	+ 4,6

Les investissements incorporels et corporels nets sont une des composantes des investissements nets hors opérations stratégiques dont la variation est détaillée dans la partie 9.4.2.

Investissements en titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)

En 2014, les cessions nettes de titres de participation ont augmenté de 559 millions d'euros par rapport à 2013 pour atteindre 1 308 millions d'euros. Elles correspondent principalement au dénouement des opérations autour de Dalkia et à la cession de la participation du Groupe dans le projet de gazoduc South Stream.

En 2013, les cessions nettes de titres participation comprenaient principalement la cession de la participation du Groupe dans SSE, la cession de la centrale de Sutton Bridge au Royaume-Uni et la cession partielle du parc éolien de Fallago Rig par EDF Energy et EDF Énergies nouvelles.

Variation d'actifs financiers

En 2014, la variation des actifs financiers est de - 294 millions d'euros et correspond principalement aux participations du Groupe dans la construction du gazoduc South Stream (qui a depuis été cédée) et dans la centrale à charbon ultra-supercritique sur le site de Fuzhou (Chine).

En 2013, la variation des actifs financiers de +357 millions d'euros correspondait essentiellement à la cession de la totalité de la participation d'EDF dans Veolia Environnement.

9.4.1.3 Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾	355	162	193	n. a.
Dividendes versés par EDF	(2 327)	(2 144)	(183)	+ 8,5
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(229)	(301)	72	- 23,9
Achats/ventes d'actions propres	2	4	(2)	- 50,0
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(2 199)	(2 279)	80	- 3,5
Émissions d'emprunts	6 894	5 158	1 736	+ 33,7
Remboursements d'emprunts	(7 470)	(8 263)	793	- 9,6
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	3 970	6 125	(2 155)	- 35,2
Rémunérations versées aux porteurs de TSDI	(388)	(103)	(285)	n. a.
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	177	171	6	+ 3,5
Subventions d'investissement reçues	239	87	152	n. a.
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	3 422	3 175	247	+ 7,8
FLUX DE TRÉSORERIE NETS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	1 223	896	327	+ 36,5

(1) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.

En 2014, les opérations de financement se traduisent par un encaissement net de 1 223 millions d'euros, en hausse de 327 millions d'euros par rapport à 2013. Cette variation traduit principalement :

- une hausse de 152 millions d'euros des subventions d'investissements reçues, principalement chez EDF Énergies Nouvelles ;

- une diminution des émissions de titres subordonnés à durée indéterminée de 2 155 millions d'euros par rapport à 2013, compensée par une hausse des émissions d'emprunt (nette de remboursement) de 2 529 millions d'euros ;
- une hausse des dividendes versés par EDF en 2014 par rapport à 2013.

9.4.2 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. Il prend également en compte le prêt du Groupe à RTE.

L'endettement financier net du Groupe s'établit à 34 208 millions d'euros au 31 décembre 2014 à comparer à 33 433 millions d'euros fin 2013.

Le tableau suivant présente l'évolution de l'endettement financier net du Groupe :

(en millions d'euros)	2014	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Excédent brut d'exploitation	17 279	16 099	1 180	+ 7,3
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 901)	(224)	(1 677)	
Frais financiers nets décaissés	(1 752)	(1 719)	(33)	
Impôt sur le résultat payé	(2 614)	(1 936)	(678)	
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	679	357	322	
Cash flow opérationnel⁽¹⁾	11 691	12 577	(886)	- 7,0
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 041)	(1 711)	670	
Investissements nets hors opérations stratégiques ⁽²⁾	(12 045)	(11 830)	(215)	
Cash flow après investissements nets hors opérations stratégiques et variation de BFR net	(1 395)	(964)	(431)	
Investissements nets sur opérations stratégiques ⁽³⁾	158	755	(597)	
Actifs dédiés	174	2 443	(2 269)	
Cash flow avant dividendes⁽⁴⁾	(1 063)	2 234	(3 297)	
Dividendes versés en numéraire	(2 944)	(2 548)	(396)	
Cash flow après dividendes	(4 007)	(314)	(3 693)	
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	3 970	6 125	(2 155)	
Autres variations monétaires	(44)	(55)	11	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	(81)	5 756	(5 837)	
Effet de la variation de change	(990)	377	(1 367)	
Autres variations non monétaires	296	(14)	310	
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net	(775)	6 119	(6 894)	
ENDETTEMENT FINANCIER NET OUVERTURE	33 433	39 552		
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	34 208	33 433		

(1) Le cash flow opérationnel ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds from operations (FFO), est égal aux flux de trésorerie nets générés par l'exploitation hors variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents et diminués des frais financiers nets décaissés et de l'impôt sur le résultat payé.

(2) Les investissements nets hors opérations stratégiques correspondent aux investissements incorporels et corporels nets (hors Linky) et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers.

(3) Les investissements nets sur opérations stratégiques correspondent aux opérations relatives à Linky et à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe.

(4) Le cash flow avant dividendes ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash flow opérationnel défini en note (1) après variation du besoin en fonds de roulement, investissements nets hors opérations stratégiques (voir note (2)) et sur opérations stratégiques (voir note (3)) et dotations nettes sur actifs dédiés.

Le **cash flow opérationnel** s'établit à 11 691 millions d'euros en 2014 contre 12 577 millions d'euros en 2013, soit une diminution de - 886 millions d'euros (ou - 7,0 %).

Cette variation s'explique notamment par l'élimination d'éléments non monétaires ayant un impact favorable sur l'EBE (- 1 901 millions d'euros en 2014 contre - 224 millions d'euros en 2013). Ceci traduit en particulier l'augmentation de certains types de dépenses, notamment la restitution pour la première fois en 2014 de certificats de CO₂, compensée par des reprises de provisions au niveau de l'EBITDA, et une variation de juste valeur sur instruments financiers relative à l'activité de *trading* favorable en 2014, contrairement à 2013.

Cette variation s'explique également par l'augmentation de l'impôt sur le résultat payé (- 678 millions d'euros) principalement en raison de l'augmentation des acomptes d'impôts versés en 2014 en France.

Ces effets sont partiellement compensés par la progression de l'EBE (+ 1 180 millions d'euros) et par le dividende exceptionnel reçu de CENG en 2014 (+ 290 millions d'euros).

(en millions d'euros)

	2014 réalisé	2013 retraité	Variation en valeur	Variation en %
Activités production et commercialisation (non régulées)	5 574	5 347	227	+ 4,2
Activités réseaux	2 722	3 011	(289)	- 9,6
Activités insulaires	438	424	14	+ 3,3
France	8 734	8 782	(48)	- 0,5
Royaume-Uni	1 519	1 172	347	+ 29,6
Italie	78	304	(226)	- 74,3
Autre international	488	518	(30)	- 5,8
International	2 085	1 994	91	+ 4,6
Autres activités	1 226	1 054	172	+ 16,3
INVESTISSEMENTS NETS HORS OPÉRATIONS STRATÉGIQUES	12 045	11 830	215	+ 1,8

La baisse des investissements nets hors opérations stratégiques en France est de 48 millions d'euros, soit - 0,5 %.

- Concernant les activités production et commercialisation (non régulées), la hausse des investissements nets (+ 227 millions d'euros) résulte principalement de décaissements sur l'année 2014 liés aux investissements importants dans le parc nucléaire en 2013 ;
- Sur les activités de réseaux, la diminution des investissements nets (- 289 millions d'euros) s'explique essentiellement par une diminution des raccordements clients et par un calendrier plus tardif des investissements d'amélioration de la qualité de la desserte et de renforcement des réseaux ;

Les investissements nets hors opérations stratégiques à l'International augmentent de 91 millions d'euros, soit + 4,6 %.

- Au Royaume-Uni, l'augmentation de 347 millions d'euros, soit + 29,6 %, s'explique notamment par des dépenses en hausse sur le nouveau nucléaire et par des cessions de parcs éoliens moins importantes en 2014 qu'en 2013 ;
- En Italie, la baisse de 226 millions d'euros, soit - 74,3 %, s'explique principalement par l'entrée d'un partenaire extérieur (F2i) dans le renouvelable.

Les investissements nets hors opérations stratégiques des Autres Activités sont en hausse de 172 millions d'euros, soit + 16,3 %. Cette variation est principalement due à un effet de périmètre résultant de l'intégration des investissements de Dalkia France en 2014.

Les **investissements nets sur opérations stratégiques** sont des opérations relatives à Linky et à l'évolution du portefeuille d'activités du Groupe. En 2013, elles correspondaient principalement à la cession de la

Le **besoin en fonds de roulement (BFR)** s'est accru de - 1 041 millions d'euros sur l'année 2014. Hors augmentation de la créance CSPE de - 699 millions d'euros, la variation est de - 342 millions d'euros et s'explique principalement par :

- les créances clients relatives au rattrapage des tarifs réglementés de ventes 2012-2013 dont l'encaissement interviendra à partir de 2015 pour - 979 millions d'euros ;
- le climat doux intervenu en 2014 qui génère une diminution des créances clients pour + 504 millions d'euros en France, + 178 millions d'euros au Royaume-Uni et environ + 100 millions d'euros en Belgique ;
- une hausse des stocks de - 217 millions d'euros liée principalement à un effet prix de l'uranium en France et au Royaume-Uni.

Les **investissements nets hors opérations stratégiques** s'élèvent à 12 045 millions d'euros en 2014 contre 11 830 millions d'euros en 2013, soit une augmentation de 215 millions d'euros (+ 1,8 %), et se décomposent ainsi :

participation du Groupe dans SSE, à la cession de la centrale de Sutton Bridge au Royaume-Uni et à la cession de titres Veolia. En 2014, ces opérations correspondent à la cession des activités de Dalkia International et à la reprise des activités de Dalkia en France.

Conformément à la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'**actifs dédiés** pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme qui s'élève à 23 033 millions d'euros au 31 décembre 2014.

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

En 2013, le flux net de 2 443 millions d'euros correspondait principalement au retrait exceptionnel de + 2 407 millions d'euros concomitant à l'affectation de la totalité de la créance CSPE aux actifs dédiés le 13 février 2013, cette double opération ayant permis d'atteindre la couverture de 100 % des passifs nucléaires visés par la loi du 28 juin 2006. En 2014, les flux constatés correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

Le **cash flow avant dividendes** s'établit à - 1 063 millions d'euros en 2014 (contre + 2 234 millions d'euros en 2013) et s'explique essentiellement par :

- un cash flow opérationnel de 11 691 millions d'euros ;
- une consommation de BFR de - 1 041 millions d'euros ;
- des investissements nets hors opérations stratégiques de - 12 045 millions d'euros.

L'écart de - 3 297 millions d'euros par rapport à 2013 provient essentiellement du retrait exceptionnel d'actifs dédiés en 2013 pour 2 407 millions d'euros sans équivalent en 2014, de la hausse des investissements nets (y compris opérations stratégiques) pour 812 millions d'euros et de la diminution du cash flow opérationnel à hauteur de 886 millions d'euros, partiellement compensés par l'amélioration de la variation de BFR pour + 670 millions d'euros par rapport à 2013.

Les **dividendes versés** en numéraire (2 944 millions d'euros) comprennent :

- le solde du dividende 2013 pour 1 268 millions d'euros ;
- l'acompte sur dividende 2014 pour 1 059 millions d'euros, voté en Conseil d'administration le 10 décembre 2014 et payé le 17 décembre 2014 à hauteur de 0,57 euro par action ;
- les dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (229 millions d'euros) ;
- les rémunérations versées en 2014 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » de janvier 2013 et janvier 2014 (388 millions d'euros).

Le **cash flow après dividendes** s'élève à - 4 007 millions d'euros, en dégradation de 3 693 millions d'euros par rapport à 2013. Cette diminution reflète principalement l'évolution du cash flow avant dividendes.

EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (**émission « hybride »**) :

- 1 500 millions de dollars américains avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Cette émission constitue la deuxième phase du programme de financement lancé en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent avec le portefeuille d'actifs industriels en développement.

L'**effet change** (appréciations de la livre sterling et du dollar américain par rapport à l'euro¹⁾ a un impact défavorable de - 990 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2014.

9.5 Gestion et contrôle des risques marchés

9.5.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le Cadre de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par le groupe EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion, telles qu'ERDF. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Depuis 2002, une structure dédiée – le Département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI) – est en charge de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe par le contrôle de la bonne application des principes du Cadre de gestion financière. Rattachée à la Direction Contrôle des Risques Groupe depuis 2008, cette structure indépendante a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors ERDF) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la tête du Groupe, incluant notamment la salle des marchés.

Le Département CRFI produit des rapports de suivi quotidien des indicateurs de risques concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

9.5.1.1 Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

9.5.1.1.1 Position de liquidité

Au 31 décembre 2014, les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 17 691 millions d'euros, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 10 756 millions d'euros.

Sur l'année 2015, les flux prévisionnels de remboursement et d'intérêts de la dette du Groupe au 31 décembre 2014 s'élèveront à 10 217 millions d'euros, dont 4 096 millions d'euros au titre d'emprunts obligataires.

Au 31 décembre 2014, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

9.5.1.1.2 Gestion du risque de liquidité

EDF a lancé le 13 janvier 2014 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- 750 millions de dollars d'une maturité de 3 ans à taux flottant ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 3 ans avec un coupon de 1,15 % ;
- 1 250 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,15 % ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,875 % ;
- 700 millions de dollars d'une maturité de 100 ans avec un coupon de 6 %.

1. Appréciation de 7,0 % de la livre sterling face à l'euro : 1,199 €/£ au 31 décembre 2013 ; 1,284 €/£ au 31 décembre 2014.
Appréciation de 13,6 % du dollar américain face à l'euro : 0,725 €/€ au 31 décembre 2013 ; 0,824 €/€ au 31 décembre 2014.

EDF a également lancé le 17 janvier 2014 une émission obligataire d'un montant de 1 350 millions de livres sterling d'une maturité de 100 ans, avec un coupon de 6 %.

Ces émissions ont permis au Groupe d'anticiper les remboursements d'obligations venant à échéance en 2014 en profitant de bonnes conditions de marché, et de poursuivre sa politique de financement visant à allonger la maturité moyenne de sa dette pour la rapprocher de la durée de vie de ses actifs industriels de long terme.

Par ailleurs, EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride ») :

- 1 500 millions de dollars avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Les options de remboursement de cette émission sont à la main d'EDF à l'issue d'une période minimum qui diffère selon la devise (entre 8 et 15 ans) puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques (évolution du référentiel comptable IFRS ou du régime fiscal par exemple).

La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles qui diffèrent selon les devises. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF, du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer le versement. Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF.

L'ensemble de ces caractéristiques confère à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, cette émission est comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 3 970 millions d'euros.

Cette émission constitue la deuxième phase du programme de financement lancé en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent au regard du portefeuille d'actifs industriels en développement.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2014 a été portée à 13,2 ans contre 8,9 ans au 31 décembre 2013, celle d'EDF à 14,4 ans contre 9,9 ans au 31 décembre 2013.

Au 31 décembre 2014, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris paiement des intérêts) se présentent comme suit, conformément à la norme IAS 39 (valorisation sur la base des cours de change et de taux d'intérêt au 31 décembre 2014) :

31 décembre 2014 (en millions d'euros)	Dettes	Instruments de couverture ⁽¹⁾		Garanties données sur emprunts
		Swaps de taux	Swaps de change	
2015	10 217	(391)	19	359
Entre 2016 et 2019	19 385	(1 252)	75	332
2020 et au-delà	54 908	(1 691)	(12)	169
TOTAL	84 509	(3 334)	82	860
Dont remboursement de dette principale	54 404			
Dont charges d'intérêt	30 105			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent l'actif et le passif.

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes.

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées au niveau de la trésorerie du Groupe. Le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe grâce à la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe. Par ailleurs, la filiale d'investissement EDF Investissements Groupe (EDF IG), créée en partenariat avec la banque Natixis Belgique Investissements, assure le financement à moyen et long termes des activités du Groupe situées hors de France. Ces financements sont mis en place de manière autonome par EDF IG qui définit les conditions du financement. Ces conditions sont celles que la filiale obtiendrait sur le marché dans une situation de pleine concurrence ;

- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, d'US CP (papier commercial aux États-Unis) ou d'Euro CP (papier commercial sur l'euro marché). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour les billets de trésorerie, 10 milliards de dollars américains pour les US CP et 1,5 milliard de dollars américains pour les Euro CP.

Au 31 décembre 2014, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 650 millions d'euros et de 4 075 millions de dollars US CP. Il n'y a eu aucune émission d'Euro CP. EDF a accès aux principaux marchés de capitaux mondiaux, à savoir les marchés Euros via son programme EMTN (plafond actuel à 30 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros et en livres sterling ainsi que les marchés domestiques, qui sont en *stand alone* pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et francs suisses.

Le tableau ci-après présente, par type d'emprunt, par date croissante d'échéance, les emprunts du Groupe dont la valeur est supérieure à 650 millions d'euros ou équivalents euros dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2014 :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000 ⁽²⁾	EUR	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

(2) Suite au rachat d'une partie de la dette initiale fin 2010, le montant que le Groupe va réellement décaisser à échéance s'élève à 1 382 millions d'euros.

EDF dispose d'un montant global de 9 747 millions d'euros de lignes disponibles (crédit syndiqué et lignes bilatérales).

Les lignes de crédit syndiqué s'élèvent à 4 milliards d'euros et ont une maturité jusqu'en novembre 2019 (avec une option d'extension supplémentaire de un an). Elles n'ont fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2014.

Les lignes de crédit représentent 5 747 millions d'euros de disponible avec des maturités s'échelonnant jusqu'en novembre 2019. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours.

La ligne de crédit vis-à-vis de la Banque européenne d'investissement a vu son encours augmenter de 200 millions d'euros supplémentaires au 31 décembre 2014. Ce nouvel encours, dont la maturité est de 4 à 10 ans, n'a fait l'objet d'aucun tirage.

EDF Energy bénéficie d'une ligne de crédit externe de 500 millions de sterling qui a été tirée dans sa totalité.

EDF IG bénéficie d'une ligne de crédit externe de 150 millions d'euros (maturité avril 2016) et de lignes de crédit syndiqué pour un montant de 600 millions d'euros (maturité avril 2016). Au 31 décembre 2014, ces lignes de crédit ont fait l'objet d'un tirage à hauteur de 587 millions d'euros.

Enfin, Edison a souscrit en novembre 2014 une nouvelle ligne de crédit avec un *pool* de banques de 500 millions d'euros (maturité novembre 2016).

9.5.1.2 Notation financière

Les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont les suivantes au 31 décembre 2014 :

Société	Agence	Notation Long Terme (LT)	Notation Court Terme (CT)
EDF	Standard & Poor's	A+ assortie d'une perspective stable	A-1
	Moody's	Aa3 assortie d'une perspective négative ⁽¹⁾	P-1
	Fitch Ratings	A+ assortie d'une perspective négative	F1
EDF Trading	Moody's	A3 assortie d'une perspective négative	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	A assortie d'une perspective négative	A-1
Edison	Standard & Poor's	BBB+ assortie d'une perspective stable	A-2
	Moody's	Baa3 assortie d'une perspective stable	n. a.

n. a. : non applicable.

(1) Moody's a placé la notation d'EDF sous surveillance négative le 20 mars 2015.

9.5.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres et les résultats.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- financement en devise : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué, dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché avec un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture

des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon la devise, entre 37 % et 92 % (hors BRL et CNY). Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;

- couverture des flux opérationnels en devise : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustibles, principalement libellés en dollars américains, et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le Cadre de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Énergies Nouvelles) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2014 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

Structure de la dette brute par devise avant et après couverture

31 décembre 2014 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
EUR	30 110	7 647	37 757	68 %
USD	12 948	(10 073)	2 875	5 %
GBP	11 095	1 939	13 034	23 %
Autres devises	1 499	487	1 986	4 %
TOTAL DES EMPRUNTS	55 652	-	55 652	100 %

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2014.

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

31 décembre 2014 (en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
EUR	37 757	–	37 757
USD	2 875	287	3 162
GBP	13 034	1 303	14 337
Autres devises	1 986	199	2 185
TOTAL DES EMPRUNTS	55 652	1 789	57 441

Du fait de la politique de couverture du risque de change sur les dettes mise en place au sein du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe.

Position des actifs nets

31 décembre 2014 ⁽¹⁾ (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	4 843	2 050	552	2 241
CHF (Suisse)	1 150	730	–	420
HUF (Hongrie)	93 480	–	86 000	7 480
PLN (Pologne)	3 137	–	1 170	1 967
GBP (Royaume-Uni)	15 093	5 435	3 268	6 390
BRL (Brésil)	833	–	–	833
CNY (Chine)	8 007	–	–	8 007

(1) Actifs nets : vision au 30 septembre 2014 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2014.

Les actifs indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des actifs financiers disponibles à la vente comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2014. Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

Sensibilité des actifs nets au risque de change

(en millions de devises)	Au 31 décembre 2014 ⁽¹⁾			Au 31 décembre 2013		
	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	2 241	1 845	185	333	242	24
CHF (Suisse)	420	349	35	648	528	53
HUF (Hongrie)	7 480	24	2	33 028	111	11
PLN (Pologne)	1 967	460	46	1 020	246	25
GBP (Royaume-Uni)	6 390	8 204	820	4 547	5 454	545
BRL (Brésil)	833	259	3	717	220	22
CNY (Chine)	8 007	1 063	106	7 019	841	84

(1) Actifs nets : vision au 30 septembre 2014.

Le risque de change sur les actifs financiers disponibles à la vente (titres AFS) est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 9.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »).

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2014.

9.5.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition des positions de trésorerie du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution de la valeur des actifs et passifs financiers à taux fixe et un risque d'évolution des flux liés aux actifs et passifs financiers à taux variable.

Afin de limiter son exposition au risque de taux, le Groupe (hors sociétés non contrôlées opérationnellement) fixe, dans le cadre de sa politique générale, des principes avec pour objectif de limiter le risque de variation de la valeur des actifs placés ou l'augmentation possible des charges financières. Dans ce

cadre, une partie de la dette est variabilisée et la répartition de l'exposition entre taux fixe et taux variable fait l'objet d'un suivi qui prend en compte des critères de gestion actif/passif et des anticipations d'évolution de taux d'intérêt. Dans le cadre de cette répartition, le Groupe peut être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 31 décembre 2014, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 60 % à taux fixe et 40 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 222 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin 2014 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,3 % fin 2014.

Le tableau ci-après présente la structure de la dette du Groupe ainsi que l'impact de variation de 1 % du taux d'intérêt au 31 décembre 2014. L'impact de variation des taux d'intérêt est en augmentation de 93 millions d'euros par rapport à 2013.

Structure de la dette du Groupe et sensibilité au risque de taux

31 décembre 2014 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	48 795	(15 377)	33 418	–
À taux variable	6 857	15 377	22 234	222
TOTAL DES EMPRUNTS	55 652	–	55 652	222

L'évolution des taux sur la dette à taux fixe n'a pas d'impact comptable.

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les obligations et titres de créances négociables (TCN) à taux variable détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

Sensibilité au risque de taux des titres à taux variable

31 décembre 2014 (en millions d'euros)	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	1 529	(15)	1 514

9.5.1.5 Gestion du risque actions

Le risque actions est localisé dans les éléments suivants :

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée dans la section 9.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF »).

Couverture des engagements sociaux d'EDF, d'EDF Energy et de British Energy

Les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs, et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 28,9 % en actions fin 2014, soit un montant actions de 3 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2014, les deux fonds de pensions mis en place par EDF Energy (*EDF Energy Pension Scheme* et *EDF Energy Group Electricity Supply Pension Scheme*) sont investis à hauteur de 46,9 % en actions et fonds actions, ce qui représente un montant actions de 523 millions de livres sterling.

Au 31 décembre 2014, les fonds de British Energy sont investis à hauteur de 33,7 % en actions et fonds actions, soit un montant actions de 1 720 millions de livres sterling.

Fonds CENG

CENG est exposé au risque actions dans le cadre de la gestion de ses fonds destinés à couvrir son démantèlement nucléaire et ses engagements sociaux.

Gestion de trésorerie long terme d'EDF

Dans le cadre de sa gestion de trésorerie long terme, EDF a maintenu sa stratégie d'allègement des placements corrélés actions, ce qui conduit au 31 décembre 2014 à une position non significative très inférieure à 1 million d'euros.

Titres de participation directe

Au 31 décembre 2014, la participation d'EDF dans AREVA s'élevait à 78,1 millions d'euros. La volatilité est estimée à 41,9 % (volatilité annualisée des rendements mensuels observés sur trois ans).

9.5.1.6 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés ; elles figurent en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires, Comité d'audit).

Le **Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN)** est un comité spécialisé, créé par le Conseil d'administration d'EDF en 2007.

Le **Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN)** a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise choisies pour leurs compétences et leur diversité d'expérience, en particulier dans les domaines de la gestion actif/passif, la recherche économique et financière et la gestion d'actifs.

Principes de gouvernance et de gestion

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés, le processus de décision et de contrôle pour leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Depuis 2013, cette allocation cible se compose d'un portefeuille financier et, pour environ un quart, d'actifs non cotés. Les actifs non cotés sont gérés par EDF Invest (créé en juillet 2013 suite au décret du 24 juillet 2013) et sont constitués d'infrastructures, d'immobilier et de fonds d'investissement.

Le portefeuille financier comporte à titre principal deux sous-portefeuilles « actions » et « taux », eux-mêmes décomposés en « classes d'actifs secondaires » ou « poches » correspondant à des marchés spécifiques. L'allocation stratégique du portefeuille financier est de 49 % d'actions internationales et 51 % d'obligations. Un indice de référence est fixé pour le suivi de la performance et le contrôle du risque du portefeuille financier.

Dans le cadre de la révision régulière de l'allocation stratégique et de la poursuite de la diversification des actifs, une nouvelle structure cible de long terme du sous-portefeuille taux a été décidée en début d'année, retenant un indice de référence plus diversifié, souverain et *corporate* (60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG *corporate*), en remplacement de l'indice uniquement souverain retenu jusqu'alors (100 % Citigroup EGBI). Cette évolution a été validée au Conseil d'administration du 12 février 2014 pour une mise en œuvre au 1^{er} janvier 2014.

Par ailleurs, un troisième sous-portefeuille « trésorerie » sert à sécuriser le paiement des prochains décaissements liés à l'objet du passif couvert et peut être renforcé de manière tactique, notamment par prudence en cas de crise sur les marchés.

Enfin, la créance CSPE a été affectée aux actifs dédiés le 13 février 2013.

La gestion tactique du portefeuille financier est assurée autour de plusieurs axes :

- le pilotage de l'exposition entre les sous-portefeuilles « actions » et « obligations » ;
- au sein de chaque sous-portefeuille, la répartition par « classe d'actifs secondaires » ;
- le choix des OPCVM qui intègre le souci de diversification :
 - par style (valeurs de croissance, valeurs décotées, valeurs de rendement),
 - par taille de capitalisation (grandes valeurs, moyennes et petites valeurs),
 - par processus d'investissement (approche macroéconomique et sectorielle, sélection de valeurs en « quantitatif », etc.),
 - par support d'investissement à des fins de respect de ratio d'emprise ;
- pour les obligations, un choix de titres détenus en direct, de mandats et d'OPCVM intégrant le souci de diversification :
 - par type d'émission (taux fixes, taux indexés),
 - par nature d'instruments (emprunts d'État ou supranationaux, obligations foncières et *covered bonds*, obligations d'entreprises),
 - par émetteur et par maturité.

La politique de répartition du portefeuille financier élaborée par le Comité de gestion opérationnelle¹ repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département CRFI.

Évolution du portefeuille sur l'année 2014

En 2014, EDF Invest a notamment réalisé l'acquisition d'une participation minoritaire dans Porterbrook, au sein d'un consortium monté avec trois autres investisseurs de long terme en infrastructures : Alberta Investment Management Corporation, Allianz Capital Partners et Hastings Funds Management. Porterbrook est l'une des trois principales sociétés de location de matériel ferroviaire roulant au Royaume-Uni. Cette participation a été affectée à la poche « infrastructures » d'EDF Invest, aux côtés de TIGF et RTE.

EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement.

Amundi et EDF Invest ont annoncé la création d'un fonds d'investissement immobilier non exclusif, appelé à investir sur un plan européen. Ce fonds permettra d'accélérer l'exposition d'EDF Invest à la classe d'actif immobilière, en complément de sa stratégie d'investissement direct. Cette initiative a déjà donné lieu à un premier investissement immobilier en Allemagne fin 2014.

La **dotation** au titre de l'année 2014 est nulle, car la valeur de réalisation des actifs excède désormais celle des provisions à couvrir, suite à l'affectation de la créance CSPE qui avait conduit à une dotation nette de 2 591 millions d'euros en 2013.

Les **décaissements** liés aux dépenses de démantèlement engagées en 2014 ont été financés sur le portefeuille des actifs dédiés à hauteur de 403 millions d'euros, contre 326 millions d'euros en 2013.

1. Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

Composition et performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Composition analytique du portefeuille

	Au 31 décembre 2014	Au 31 décembre 2013
Sous-portefeuille actions	32,9 %	36,4 %
Sous-portefeuille obligataire	27,9 %	23,7 %
Sous-portefeuille trésorerie	2,8 %	3,7 %
CSPE après couverture	22,3 %	23,2 %
Actifs non cotés (EDF Invest)	14,2 %	13,0 %
TOTAL	100 %	100 %

Au 31 décembre 2014, la valeur globale du portefeuille s'élève à 23 033 millions d'euros, contre 21 737 millions d'euros à fin décembre 2013 (*pro forma* sur la valorisation des titres RTE après application d'IAS 19 révisée).

La composition du portefeuille financier est également présentée en note 47 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2014.

Composition selon la classification de l'article 4 du décret n° 2007-243 du 23 février 2007

Catégories (en millions d'euros)	31 décembre 2014		31 décembre 2013	
	Valeur nette comptable ⁽¹⁾	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Obligations États OCDE et assimilées	3 332	3 627	2 643	2 828
Obligations personnes morales OCDE hors États	901	968	808	841
OPCVM investissant dans les deux catégories précédentes	2 300	2 483	2 144	2 308
Actions négociées sur un marché reconnu	-	-	-	-
OPCVM non exclusivement obligations OCDE	5 891	7 578	6 398	7 873
Couvertures, dépôts, sommes à recevoir	- 23	- 23	5	5
TOTAL PORTEFEUILLE PRODUITS FINANCIERS	12 401	14 633	11 998	13 855
CSPE après couverture	5 136	5 136	5 049	5 049
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)	2 015	2 555	2 015	2 567
Autres titres non cotés et immobilier	604	709	266	266
Ajustements sur autres titres non cotés	-	-	8	-
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	20 156	23 033	19 336	21 737

(1) Comptes sociaux d'EDF au 31 décembre 2014, note 38.

Performance du portefeuille des actifs dédiés d'EDF

Le tableau ci-dessous présente la performance par portefeuille au 31 décembre 2014 et 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	31/12/2014 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2014		31/12/2013 Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2013	
		Portefeuille	Indice de référence ⁽¹⁾		Portefeuille	Indice de référence ⁽²⁾
Sous-portefeuille actions	7 574	11,8 %	14,1 %	7 918	21,1 %	20,5 %
Sous-portefeuille taux	6 419	9,9 %	11,2 %	5 147	1,0 %	2,2 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER	13 993	10,7 %	12,6 %	13 065	11,6 %	10,9 %
Sous-portefeuille trésorerie	640	0,7 %	0,1 %	790	0,7 %	0,1 %
TOTAL PORTEFEUILLE FINANCIER ET TRÉSORERIE	14 633	10,3 %	12,6 %	13 855	11,1 %	10,9 %
CSPE après couverture	5 136	1,7 %		5 049	1,4 %	
Actifs non cotés ⁽³⁾	3 264	8,4 %		2 833	11,1 %	
dont titres RTE affectés	2 555	4,4 %		2 567	11,1 %	
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	23 033	7,9 %		21 737	9,4 %	

(1) Indice de référence en 2014 : MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions, composite 60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 49 % indice actions et 51 % indice taux.

(2) Indice de référence en 2013 : MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents pour le sous-portefeuille actions, Citigroup EGBI pour le sous-portefeuille taux, Eonia Capitalisé pour le sous-portefeuille trésorerie, et pour le portefeuille financier 49 % indice actions et 51 % indice taux.

(3) Performance sur les actifs détenus en début de période.

L'année 2014 a été riche en événements macroéconomiques et géopolitiques. Tout d'abord, la croissance américaine, qui avait été fortement impactée en début d'année par des conditions climatiques extrêmes, a rebondi fortement puisque la croissance du troisième trimestre y est estimée à 5 % en rythme annuel. En revanche, les économies émergentes et européennes ont fortement déçu les attentes. Même l'Allemagne a été affectée par ce ralentissement. Seule bonne nouvelle au sein de la zone euro, la péninsule Ibérique semble être sur la voie du rétablissement avec un net rebond de l'activité. Les croissances en France et Italie sont en revanche particulièrement décevantes. Au sein des pays émergents, l'activité continue de ralentir en Chine, même si ce ralentissement semble bien maîtrisé par les autorités. La situation est en revanche beaucoup plus compliquée en cette fin d'année pour les pays exportateurs de matières premières, et en particulier pour les exportateurs de pétrole. En effet, sur la deuxième partie de l'année, l'or noir a perdu près de la moitié de sa valeur en dollar. Si c'est une bonne nouvelle pour les consommateurs, cela occasionne une chute de l'activité et des devises des pays exportateurs. La Russie en est la principale victime, avec une chute très importante du rouble. La crise économique russe est aggravée par les sanctions imposées par les pays occidentaux à la suite des troubles dans l'Est de l'Ukraine. Les rivalités et nombreuses guerres civiles qui déchirent le Moyen-Orient sont également sources de tensions au sein de l'OPEP, ce qui ne favorise pas une entente sur les prix du pétrole au sein du cartel.

Dans ce contexte, l'action des banques centrales a fortement évolué, avec une dichotomie de plus en plus grande entre les pays dans lesquels l'activité repart (États-Unis, Royaume-Uni) et ceux qui restent très fragiles (Japon, zone euro). Ainsi, la Réserve fédérale américaine a totalement stoppé son *Quantitative Easing* et s'apprête probablement à remonter ses taux directeurs courant 2015, alors que la banque du Japon et la BCE ont mis en œuvre des programmes d'achats de titres et d'injections de liquidités très importants. La BCE a décidé en début d'année 2015 de procéder à un programme élargi de rachats d'actifs. Cet écart de politiques monétaires a conduit à une très forte appréciation du dollar.

Au global, les marchés ont été très porteurs sur l'année et ce, malgré plusieurs corrections importantes au cours du second semestre. Les marchés actions mondiaux (indice MSCI World AC DN couvert en euro à 50 % hors devises pays émergents) ont été en hausse de 14,1 %, ce qui était conforme aux prévisions de beaucoup d'analystes. En revanche, la progression de l'indice obligataire européen (60 % Citigroup EGBI et 40 % Citigroup EuroBIG corporate) de 11,2 % a été plus surprenante. Les taux à 10 ans ont très fortement baissé en zone euro, que ce soit pour les pays cœur comme pour les pays périphériques : - 1,39 % en Allemagne, - 1,73 % en France, - 2,24 % en Italie et - 2,54 % en Espagne.

Dans ce contexte, la performance du portefeuille financier est très positive, et pour la troisième année consécutive au-delà de 10 % à + 10,7 %. Cette performance est à comparer à celle du *benchmark* composite, qui affiche une progression de + 12,6 %. L'écart de - 195 points de base s'explique pour moitié par la performance inférieure à leur indice de référence des gérants du sous-portefeuille actions. L'autre moitié s'explique par des choix d'allocation privilégiant la prudence :

- maintien d'une sous-sensibilité obligataire tant sur les pays cœurs que sur les pays périphériques en début d'année, même si cette sous-pondération a été atténuée en cours d'année et que l'allocation aux pays périphériques a été très substantiellement renforcée ;
- sous-pondération des poches actions Pacifique et Émergents en début d'année puis réduction de l'allocation action, en particulier en zone euro au cours de l'été pour tenir compte des tensions géopolitiques accrues.

En 2014, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale après impôt (impacts réserves et résultat) de + 1 135 millions d'euros, dont + 855 millions d'euros sur le portefeuille financier et la trésorerie (+ 1 380 millions d'euros avant impôt), + 53 millions d'euros pour la CSPE après couverture (+ 86 millions d'euros avant impôt) et + 227 millions d'euros pour EDF Invest (dont + 113 millions d'euros pour les titres RTE affectés).

Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

La valeur de marché du sous-portefeuille actions à fin décembre 2014 des actifs dédiés d'EDF s'élève à 7 574 millions d'euros. La volatilité du sous-portefeuille actions des actifs dédiés peut être estimée au travers de la volatilité de son indice de référence. Cette volatilité s'établissait à fin décembre 2014 à 12,4 % sur la base de 52 performances hebdomadaires, comparée à 10,1 % à fin 2013. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions à la même date, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 939 millions d'euros. Cette volatilité affecterait les capitaux propres du Groupe.

À fin décembre 2014, la sensibilité du sous-portefeuille taux (6 419 millions d'euros) s'établissait à 5,38, ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 343 millions d'euros, qui serait constatée dans les capitaux propres du Groupe. La sensibilité était de 4,70 à fin décembre 2013. La sensibilité du sous-portefeuille taux, en hausse par rapport à celle observée fin 2013, reste inférieure à celle de l'indice de référence (6,14).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2014, les expositions du Groupe sont à 90 % sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués :

	AAA	AA	A	BBB	BB	B	CCC/C	Sans notation	Total
au 31/03/2014	3 %	18 %	42 %	26 %	1 %	1 %	0 %	10 %	100 %
au 30/09/2014	2 %	19 %	43 %	26 %	1 %	1 %	0 %	8 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 31/03/2014	4 %	0 % ⁽¹⁾	8 %	77 %	11 %	100 %
au 30/09/2014	6 %	1 % ⁽¹⁾	8 %	75 %	10 %	100 %

(1) Respectivement 0,48 % et 0,68 % à fin mars et fin septembre 2014.

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées à EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash* collatéral et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Département Contrôle des Risques Financiers spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie.

Dans un contexte financier toujours instable en zone euro, EDF a poursuivi une politique prudente de gestion des placements de sa trésorerie vis-à-vis des pays périphériques. Hors actifs dédiés, les achats de dette souveraine sont limités à l'Italie et l'Espagne (pas d'exposition Portugal, Grèce, Chypre...) pour des échéances maximales de 3 ans. Seules les contreparties bancaires de catégorie *investment grade* sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

9.5.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le groupe EDF sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas ses obligations contractuelles.

Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement (hors Dalkia). Cette politique, réactualisée en septembre 2014, décrit la gouvernance associée au suivi de ce risque et l'organisation de la gestion et du suivi du risque de contrepartie (notamment la définition de limites et indicateurs Groupe). La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation mensuelle des expositions du Groupe, avec une actualisation mensuelle pour des activités de marchés financiers et énergies et trimestrielle pour les autres activités. Le département CRFI réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

9.5.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

9.5.2.1 Cadre de la gestion et du contrôle des risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques « marchés énergies » portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de *management* des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies et *trading* pour EDF Trading) ;

- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Concernant Dalkia, EDF Énergies Nouvelles et Edison, le déploiement des principes de la politique de risques relative aux marchés énergies est en cours. Ces entités sont gérées par un cadre de gestion des risques approuvé par le Comité exécutif du Groupe (Comex) et par leurs Conseils d'administration respectifs.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion de risque est revu dans leurs instances de gouvernance.

9.5.2.2 Organisation du contrôle

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment des stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comex de fixer annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement 3 ans).

Compte tenu de ses interactions fortes avec les décisions prises au sein des métiers de production et de commercialisation, ce dispositif repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

L'exposition consolidée des risques « marchés énergies » des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comex. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

9.5.2.3 Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une clarification des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui minimise l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 41 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2014. Ils restent néanmoins exposés à un risque non couvrable sur les marchés compte tenu de différents facteurs tels que l'insuffisance de liquidité ou de profondeur des marchés, l'incertitude sur les volumes...

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante

par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et qui intervient sur les marchés soit pour le compte d'autres entités du Groupe soit pour son activité de *trading* pour compte propre adossée aux actifs industriels du Groupe. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*value at risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés¹. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de cette limite, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2014, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré, d'une part, avec une limite de VaR de 36 millions d'euros sur un jour et un intervalle de confiance de 97,5 % et, d'autre part, avec une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros². Dans l'année 2014, les limites de VaR et de *stop-loss* n'ont pas été dépassées, et EDF Trading a géré ses risques à tout moment dans les limites du mandat confié par EDF. Depuis leur instauration, les *stop-loss* n'ont par ailleurs jamais été activés.

Concernant Edison, d'un point de vue opérationnel, l'exposition nette³ est calculée, d'une part, sur l'ensemble de son portefeuille d'actifs et de contrats (portefeuille industriel) et, d'autre part, sur ceux relatifs à l'activité de *trading* pour compte propre (portefeuille de *trading*). Le niveau de capital économique engagé sur les marchés, exprimé en *Profit at Risk* (PaR)⁴ est ensuite déterminé à partir de cette exposition nette.

Pour une analyse de la juste valeur des dérivés de couverture des matières premières du Groupe, voir note 41.5 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2014. Pour le détail des contrats de matières premières non qualifiés de couvertures conclus par le Groupe, voir note 42.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2014.

9.5.3 Gestion des risques assurables

Le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances qu'il met en œuvre à EDF, dans ses filiales contrôlées au fur et à mesure de leur intégration, y compris ERDF ainsi qu'Edison qui a intégré en 2012 et 2013 les principaux programmes Groupe. Ils comportent des garanties, exclusions, franchises et plafonds de couvertures adaptés à chaque métier et aux spécificités de ces filiales.

Les principaux programmes d'assurances couvrent :

- **les dommages aux biens conventionnels Groupe** : EDF est membre de la mutuelle internationale d'énergéticiens OIL⁵. Les garanties offertes par cette mutuelle sont complétées par la filiale (captive d'assurance) d'EDF, Wagram Insurance Company Ltd.⁶, des assureurs et des réassureurs ;

1. EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marchés observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.

2. Cinq fois la VaR, soit 180 millions d'euros.

3. L'exposition nette est l'exposition résiduelle après avoir utilisé les possibilités de couvertures naturelles fournies par l'intégration verticale et horizontale des différentes filiales.

4. Le Profit at Risk (PaR) est une mesure statistique de la variation négative potentielle de la marge budgétée pour un horizon donné, liée à un mouvement défavorable des prix de marchés et selon un certain intervalle de confiance.

5. Oil Insurance Limited.

6. Société irlandaise d'assurance détenue à 100 % par EDF.

- **les dommages aux installations nucléaires du groupe EDF** : en complément des couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle OIL, les dommages matériels (y compris suite à un accident nucléaire) affectant les installations nucléaires d'EDF en France et les installations nucléaires d'EDF Energy au Royaume-Uni ainsi que les frais de décontamination nucléaire sont couverts par un programme d'assurance Groupe faisant appel, notamment, au *pool* atomique français (Assuratome), au *pool* atomique britannique *Nuclear Risk Insurers* (NRI) et à l'*European Mutual Association for Nuclear Insurance* (EMANI).

Par ailleurs, en liaison avec les activités de CENG aux États-Unis, EDF Inc. est membre de NEIL¹ ;

- **les dommages aux marchandises transportées** ;
- **la responsabilité civile de l'exploitant nucléaire** : les polices d'assurance souscrites aujourd'hui par EDF sont conformes à la loi française n° 68-943 du 31 octobre 1968, modifiée par la loi n° 90-488 du 16 juin 1990, qui a traduit les obligations résultant de la convention de Paris en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires. Ainsi, en vue de garantir la disponibilité des fonds requis du fait de ces obligations, EDF a opté pour la conclusion de polices d'assurance. Les montants couverts par les polices, souscrites par EDF auprès d'Allianz et d'*European Liability Insurance for the Nuclear Industry* (ELINI), correspondent aux plafonds de responsabilité encourus en cas d'accident tels que fixés par la réglementation tant sur une installation nucléaire qu'en cours de transport.

Pour les accidents sur site, le montant total couvert est de 91,5 millions d'euros par accident nucléaire, cette limite pouvant jouer au maximum deux fois par site sur une période de trois ans. Conformément à la réglementation, ces contrats ne prévoient aucune franchise. La société Océane Re, société de réassurance du Groupe, participe à ce risque par les contrats de réassurance qu'elle émet au profit d'Allianz et d'ELINI.

Au Royaume-Uni où EDF Energy exploite des centrales nucléaires, le régime de la responsabilité de l'exploitant d'une installation nucléaire est comparable au régime français, et EDF Energy est assurée à hauteur de 140 millions de livres sterling, montant qui constitue la limite actuelle de la responsabilité civile des exploitants nucléaires au Royaume-Uni. Depuis le 1^{er} janvier 2014, cette assurance est fournie par ELINI et Wagram Insurance Company Ltd. La société Océane Re participe à ce risque par le contrat de réassurance qu'elle émet au profit de Wagram Insurance Company Ltd.

Par ailleurs, aux États-Unis, c'est le régime spécifique du *Price-Anderson Act* qui s'appliquerait en cas d'accident nucléaire important (supérieur à 300 millions de dollars) ;

- **la responsabilité civile générale** : ce programme couvre les conséquences pécuniaires subies par des tiers du fait des risques (hors nucléaire) inhérents aux métiers du groupe EDF ;
- **la responsabilité civile des mandataires sociaux** : le programme d'assurances souscrit par EDF bénéficie aux mandataires sociaux du Groupe ;
- **les risques construction** : EDF met en place dans ce domaine des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices tous risques chantier et tous risques montage). Ces polices ne font pas partie d'un programme de Groupe, mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tel que l'EPR à Flamanville, la construction de centrales à cycle combiné, de barrages, de turbines à combustion, etc. Ces couvertures ont été comptabilisées en investissement dans les comptes d'EDF ;
- **exploration et production** : Edison disposait d'une police spécifique pour couvrir ces 2,2 milliards d'euros d'actifs, tant en dommages aux biens qu'en responsabilité civile, pour des actifs *onshore* et *offshore*. Une utilisation optimisée de l'appartenance d'EDF à OIL a permis à Edison, à partir du 1^{er} janvier 2013, de construire un nouveau programme spécifique « Exploration & production » ;
- **le réseau aérien de distribution d'ERDF** : le 11 août 2011, ERDF a conclu avec Natixis - Swiss Re un contrat allant jusqu'au 30 juin 2016 (soit cinq saisons de tempêtes) dont l'objet est la couverture du réseau aérien de distribution d'ERDF contre les conséquences d'événements exceptionnels de type tempête. Avec une capacité de 150 millions d'euros, ce contrat de type *cat-bond* déclenche, en cas de sinistre, une indemnisation reposant sur un indice paramétrique fonction de la vitesse du vent. Le 27 décembre 2011, une couverture complémentaire d'une capacité de 40 millions d'euros a été souscrite pour une période de quatre ans, afin de réduire le montant de la franchise.

Le montant total des primes des assurances d'EDF et des programmes Groupe gérés par EDF Assurances, tous types de couvertures confondus, s'élève à 146 millions d'euros en 2014, incluant Dalkia et 18 millions d'euros au titre de la couverture des réseaux aériens d'ERDF.

9.6 Informations au titre de l'article L. 441-6-1 du Code de commerce

Depuis le 1^{er} décembre 2008, EDF applique les dispositions de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 (dite loi de modernisation de l'économie) en réglant ses fournisseurs à 60 jours date d'émission de la facture.

Les dettes fournisseurs hors factures non parvenues de la Société s'élèvent au 31 décembre 2014 à 2 540 millions d'euros et au 31 décembre 2013 à 3 161 millions d'euros et se répartissent ainsi :

	31 décembre 2013		31 décembre 2014	
	(en millions d'euros)	(en %)	(en millions d'euros)	(en %)
Dettes fournisseurs échues	18	0,6	23	0,9
Fournisseurs à payer ayant une échéance inférieure ou égale à 60 jours	3 063	96,9	2 497	98,3
Fournisseurs à payer ayant une échéance supérieure à 60 jours	80 ⁽¹⁾	2,5	20 ⁽²⁾	0,8

(1) Les dettes fournisseurs ayant une échéance supérieure à 60 jours sont liées, pour l'essentiel, à des contrats relatifs aux activités nucléaires négociés avant le 1^{er} janvier 2009 et n'ayant pas donné lieu à renégociation.

(2) Les dettes fournisseurs ayant une échéance supérieure à 60 jours sont liées, pour l'essentiel, à des contrats relatifs aux activités nucléaires négociés avant le 1^{er} janvier 2009 et dont la renégociation ne prendra effet qu'à partir de 2015.

1. Nuclear Electric Insurance Limited.



10 Trésorerie et capitaux

Concernant les informations relatives aux capitaux et flux de trésorerie, voir section 9.4 (« Flux de trésorerie et endettement financier net ») du présent document de référence.

En ce qui concerne les informations relatives à la structure de financement de l'émetteur, voir section 9.5.1.1 (« Position de liquidité et gestion du risque de liquidité ») du présent document de référence.

11

Recherche et développement, brevets et licences



EDF – Rudy Burbant ▲ Bruno Conty ▼



11.1	Organisation de la R&D et chiffres clés	198
11.2	Les priorités de la R&D	200
11.2.1	Consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés	200
11.2.2	Préparer les systèmes électriques de demain	201
11.2.3	Développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients	202
11.3	L'international et les partenariats	203
11.4	Politique de propriété intellectuelle	204

La Direction Recherche et Développement (« R&D ») du groupe EDF a pour missions principales de contribuer à l'amélioration de la performance des unités opérationnelles, d'identifier et préparer les relais de croissance à moyen et long termes et d'anticiper les défis et enjeux majeurs auxquels le Groupe est confronté dans le contexte mondial de l'énergie. Ces éléments de contexte concernent en particulier :

- les ressources fossiles et le réchauffement climatique, qui implique des questionnements et régulations sur le taux d'émission des gaz à effet de serre ;
- les usages de l'eau, la gestion de l'environnement ;
- le développement rapide de pays émergents, qui déplace les zones de consommation ;
- le développement important des technologies de l'information dans le milieu de l'énergie, qui donne de nouvelles opportunités au métier d'électricien ;
- les clients, consommateurs, collectivités, qui deviennent aussi producteurs, et souhaitent mieux consommer, vivre dans des bâtiments, des quartiers ou des villes plus autonomes en énergie.

Dans ce contexte, le rôle à jouer par la R&D est crucial pour trouver des solutions à l'ensemble de ces défis. Ses axes de recherche s'articulent autour de trois grandes priorités :

- consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés : un des enjeux majeurs de la transition est d'assurer la

coexistence performante de moyens de production traditionnels, en particulier en améliorant encore la sûreté et la performance du parc nucléaire actuel ainsi que sa durée de fonctionnement, avec le développement des nouvelles énergies renouvelables ;

- préparer les systèmes électriques de demain, d'une part, en optimisant la durée de vie des infrastructures de réseaux et, d'autre part, en accompagnant l'adaptation du système électrique par l'amélioration de la gestion des actifs de réseau, les modèles d'optimisation et les scénarios économiques pour les projets de nouvelles infrastructures de transport, l'insertion des énergies intermittentes et le développement des *smart grids* ;
- développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients, qui assurent une demande énergétique flexible et faiblement émettrice de carbone, grâce à l'amélioration de la connaissance de la demande, au développement de l'efficacité énergétique chez les clients, à la promotion des nouveaux usages performants de l'électricité souvent associés aux énergies renouvelables (pompes à chaleur, mobilité électrique...), au développement de la modélisation technique et économique au service d'une ingénierie pour le bâtiment, l'industrie et la ville durable et au développement de l'intégration des usages et consommations au système électrique avec les *smart grids* et les tarifs.

11.1 Organisation de la R&D et chiffres clés

La R&D d'EDF est intégrée et multidisciplinaire pour faciliter les synergies et transferts de méthodes entre métiers du Groupe.

En 2014, le montant global du budget de recherche et développement du Groupe s'est élevé à 650 millions d'euros, dont 550,1 millions d'euros pour EDF. C'est l'un des budgets de R&D les plus élevés parmi les grands électriciens. Environ deux tiers du budget est alloué à des programmes construits annuellement et contractualisés avec les directions opérationnelles et des filiales d'EDF. Le tiers restant est dédié à des actions d'anticipation de moyen et long termes qui s'inscrivent dans les grands axes prioritaires de la R&D du Groupe.

Environ 21 % de ce budget a été consacré en 2014 à la protection de l'environnement. Ces dépenses portent notamment sur la recherche sur l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la ville durable, sur les impacts locaux du changement climatique et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

La R&D d'EDF compte plus de 2 125 collaborateurs de 29 nationalités, dont 80 % de cadres, 33 % de femmes, ainsi que 150 doctorants. 200 chercheurs enseignent dans les universités et les grandes écoles. Elle embauche chaque année une centaine de personnes et a un flux de mobilité exportateur vers les autres entités du groupe EDF. La Direction R&D est composée de 15 départements. Ses compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe : énergies renouvelables, réseaux, production nucléaire, thermique, hydraulique, *management* d'énergie, commerce, Systèmes d'Information, environnement. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes. La R&D d'EDF gère un organisme de formation interne, l'Institut de transfert de technologie (ITech) qui a pour vocation de diffuser les pratiques, les savoir-faire et les innovations issues de la R&D d'EDF vers le groupe EDF. Un catalogue d'une centaine de

formations est actualisé chaque année ; l'offre est désormais intégrée dans les Académies des Métiers (voir section 17.3.1.4 (« Le développement des compétences : préparer l'avenir »)).

La R&D est à ce jour organisée autour de plusieurs sites. Trois sont situés en France en région parisienne, sept sont à l'international : un en Allemagne, un au Royaume-Uni, un en Pologne, un en Chine, un aux États-Unis, un à Singapour et un en Italie. Les centres de Chatou et des Renardières, près de Fontainebleau, comptent chacun 500 personnes environ. Le centre de Clamart compte près de 1 000 personnes. 230 chercheurs travaillent hors de France, dont une trentaine d'expatriés.

Le Conseil d'administration d'EDF a approuvé en novembre 2010 le projet d'implanter le centre principal de R&D d'EDF, actuellement à Clamart, sur le campus de Paris-Saclay. Ce centre est destiné à accueillir jusqu'à 1 500 personnes, incluant des chercheurs du Groupe, des étudiants en thèse et des stagiaires. EDF donne ainsi une nouvelle ambition à sa R&D et met l'innovation et la recherche scientifique et industrielle au cœur de ses priorités. Un nouveau centre de formation d'EDF sera implanté à proximité. La réunion en un même lieu du centre de recherche et du centre de formation formera l'ensemble EDF Lab Paris-Saclay. Ce choix positionne EDF comme un acteur de premier plan du campus de Paris-Saclay et lui permettra de bénéficier d'une dynamique de coopération renforcée avec les établissements d'enseignement supérieur et les centres de recherche publics et privés installés à proximité.

Dans ce cadre, un nouvel accord est entré en vigueur au 1^{er} juillet 2014 après la signature de la Direction d'EDF R&D et de l'ensemble des organisations syndicales représentatives de la R&D. Cet accord, fruit d'un dialogue social nourri entre les parties prenantes, définit les mesures d'accompagnement destinées aux salariés d'EDF de Clamart qui emménageront dans le nouveau centre.

Par ailleurs, plusieurs partenariats ont déjà été contractualisés avec des institutions présentes sur le plateau de la future université Paris-Saclay :

- un laboratoire commun de recherche entre EDF et Telecom Paris Tech sur l'internet des objets et la cyber-sécurité (SEIDO) pour les systèmes électriques. Son enjeu est de préparer et faciliter le déploiement de services de gestion de la demande énergétique et d'efficacité énergétique s'appuyant sur des objets énergétiques communicants et interopérables (chauffage, climatiseurs, produits blancs et bruns, véhicules électriques...), et ainsi contribuer à assurer la cohérence de l'ensemble du système ainsi que sa sûreté (sécurité, confidentialité...);
- le laboratoire commun *Rise Grid* sur la modélisation et la simulation des *smart grids* avec Supélec;
- l'institut SEISM sur la modélisation du séisme de la faille à la structure, regroupant EDF, le CEA, l'École centrale de Paris, l'ENS Cachan et le CNRS;
- le programme Gaspard-Monge pour l'optimisation et la recherche opérationnelle (PGMO), abrité par la Fondation mathématique Jacques-Hadamard, mis en place grâce à un mécénat de la Direction de la R&D d'EDF;
- le Laboratoire de mécanique des structures industrielles durables, qui associe depuis 2014 l'ENSTA aux côtés d'EDF, du CNRS et du CEA Saclay;
- le laboratoire commun Finance et Marchés de l'énergie avec Dauphine, l'ENSAE et l'École polytechnique.

Les sites de la R&D abritent deux unités mixtes de recherche avec le CNRS : le Laboratoire de mécanique des structures industrielles durables (LaMSID) et l'Institut de recherche et développement sur l'énergie photovoltaïque (IRDEP), ainsi qu'un centre international de R&D : le *Materials Ageing Institute* (MAI).

Pour la réalisation de ses travaux, EDF continue d'investir dans des moyens de simulation numérique puissants et reconnus. Il développe des codes de calculs et moyens de calculs de pointe au premier rang des industriels. Sa capacité actuelle s'élève à 1 400 téraflops.

Le Groupe possède par ailleurs des moyens expérimentaux uniques comme des boucles analytiques spécifiques (chimie-corrosion, rupture, acoustique...), des boucles centrées sur des composants ou des *process*, des moyens d'interventions d'essais sur site ou des moyens dédiés à la caractérisation des matériaux et de leur vieillissement. Deux installations phares récentes sont :

- *Concept Grid* : *Concept Grid* est un réseau électrique à échelle réduite dont la finalité est de tester et d'éprouver l'insertion des matériels innovants et des systèmes « intelligents » constitutifs d'un *smart grid* avant leur installation sur le réseau. *Concept Grid* vise à préparer les évolutions du réseau de distribution en étudiant l'intégration de nouveaux composants et d'équipements issus des technologies de communication et d'information et facilitant la gestion de la demande. Il vise également à faciliter l'intégration de la production décentralisée en étudiant le comportement des moyens de production sur le système électrique et en étudiant les applications de stockage d'électricité. *Concept Grid* est le maillon manquant entre un laboratoire de recherche classique, où les innovations sont testées dans des conditions qui ne sont pas totalement représentatives de la réalité, et le réseau réel, sur lequel le respect de la qualité de service limite les expérimentations;
- Vercors : la construction d'une maquette de bâtiment réacteur à l'échelle 1:3 pour étudier les modes de vieillissement des enceintes à double paroi.

La R&D renforce également sa capacité à industrialiser et valoriser l'innovation interne et développer une ouverture sur l'innovation externe. Elle a pour objectif de parvenir à intégrer des innovations dans les processus industriels du Groupe. La démarche s'articule autour de deux actions :

- mieux valoriser l'innovation interne et accélérer le *time to business* par des actions en collaboration avec les métiers visant à accélérer et favoriser la phase d'industrialisation. Ainsi, une équipe dédiée aide à protéger et valoriser la propriété intellectuelle et le potentiel d'expertise de la R&D d'EDF et à accélérer le transfert et l'industrialisation des innovations;
- développer une ouverture sur l'innovation externe et, le cas échéant, mettre en démonstration des innovations externes.

EDF est l'investisseur principal d'Electranova Capital, fonds de capital-risque pour les *start-up* spécialisées dans les *cleantech*, lancé en mai 2012 aux côtés d'Allianz et de Bpî France et géré par Iinvest Partners. Le fonds Electranova Capital, doté d'une capacité d'investissement d'environ 90 millions d'euros, a vocation à favoriser l'émergence de projets innovants dans les nouvelles technologies afin de relever le défi d'un modèle énergétique bas carbone.

Sept investissements ont été conclus avec de jeunes entreprises, dont quatre françaises. Toutes les sociétés sont en interaction avec un ou plusieurs métiers d'EDF.

- Actility : acteur français majeur dans le domaine des *smart grids*.
- Enlighted : experte de l'optimisation énergétique, Enlighted propose une solution de contrôle de l'éclairage des bâtiments commerciaux, industriels et tertiaires.
- Forsee Power Solution : entreprise française spécialiste de la conception de batteries.
- Seatower : cette société norvégienne a développé des bases gravitaires novatrices pour l'éolien en mer.
- SunFire : cette société allemande est spécialiste des piles à combustible et électrolyse pour stockage stationnaire.
- Leosphère : créée en 2004, cette PME française est aujourd'hui le leader mondial de l'exploitation du Lidar, une technologie qui se sert de lasers et de leurs réflexions sur l'atmosphère.
- Techniwood : dernier investissement en date, cette société française conçoit, fabrique et commercialise la nouvelle génération industrielle de système constructif composite bois - isolant Panobloc® ultra-performant.

EDF est également présent dans le fonds Amorçage Technologique Investissement (ATI), géré par CEA Investissement, dédié aux jeunes sociétés françaises dont l'innovation technologique concerne les domaines de l'énergie, de l'environnement, des micro- et nanotechnologies.

Enfin, quatre prises de participation dans des fonds de capital-risque en France, en Amérique du Nord et en Chine ont été réalisées pour accéder à un vivier mondial de *start-up* et d'innovations :

- Robolution Capital, fonds dédié à la robotique lancé en mars 2014;
- Chrysalix, fonds canadien dédié au *cleantech venture capital*;
- Tsing capital, premier fonds chinois dédié au *cleantech venture capital*;
- DBL investors aux États-Unis, un fonds qui a été créé en 2008.

11.2 Les priorités de la R&D

La R&D d'EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle propose, pour le compte des métiers, des solutions technologiques ou des modèles d'affaires innovants et économiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers, et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme par des actions d'anticipation de moyen et long termes. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel mondial des systèmes électriques décarbonés.

L'ambition de la R&D d'EDF dans le contexte en profonde évolution de l'énergie se décline selon trois axes majeurs : consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés, préparer les systèmes électriques de demain, et enfin développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients.

La R&D mène également des travaux de recherche sur les technologies de l'information en appui de ces trois axes. Ces travaux s'articulent autour de quatre thèmes majeurs : les systèmes complexes, le *management* et traitement de grands volumes de données, l'internet des objets et la simulation pour des problèmes physiques.

L'objectif de ces travaux dans ce domaine est double :

- améliorer la performance des métiers par les technologies de simulation avancée ;
- faire émerger de nouvelles opportunités pour les métiers à partir d'usages innovants des nouvelles technologies de l'information et de la communication.

11.2.1 Consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés

Dans le domaine de la production nucléaire, hydraulique et thermique à flamme, la R&D d'EDF développe des outils et méthodes pour améliorer la sûreté des moyens de production, optimiser leur durée de fonctionnement et accroître leurs performances de production et environnementales. Trois objectifs majeurs sont prioritaires : pérenniser l'atout nucléaire du Groupe, développer les énergies renouvelables et examiner la faisabilité industrielle du captage et du stockage du carbone.

Pour conforter et pérenniser l'avantage nucléaire du Groupe, la R&D travaille à protéger le patrimoine d'EDF en inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration de la sûreté des installations, en cherchant à développer ses performances et étendre sa durée de fonctionnement. En 2014, la R&D a par exemple travaillé sur la compréhension et la modélisation des phénomènes de vieillissement des matériaux, notamment pour les aciers de la cuve des réacteurs nucléaires ou pour l'enceinte de confinement en béton, travail indispensable pour maîtriser la durée d'exploitation des installations, notamment pour ses composants non remplaçables.

Par ailleurs, les actions dans le domaine nucléaire traitent également les questions liées au cycle du combustible. Elles incluent la conception de nouvelles centrales, en particulier celles de quatrième génération et les petits réacteurs modulaires (*Small Modular Reactor* – SMR).

Enfin, les actions de la R&D contribuent à la connaissance et la maîtrise de l'impact des installations sur l'environnement et symétriquement à la prise en compte des risques environnementaux sur les outils industriels. La R&D étudie ainsi les perspectives d'évolution de la disponibilité de la ressource en eau liée à l'évolution du climat et des territoires. Les travaux de la R&D fournissent ainsi des éléments de compréhension sur les risques et conséquences possibles pour le parc de production (disponibilité de la source froide, capacités de modulation, optimisation de placement).

Les questions posées sur les thèmes évoqués ci-dessus nécessitent une bonne compréhension des phénomènes mis en jeu. Pour soutenir ces

programmes, la R&D développe donc des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux, ainsi que les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication.

Les événements de Fukushima en 2011 ont conduit à intensifier la recherche autour de la sûreté, de l'environnement (agressions externes) et de la durée de vie, mais aussi à s'intéresser à de nouveaux sujets comme la réhabilitation d'une zone habitée évacuée après un accident nucléaire. La R&D d'EDF, en lien avec d'autres acteurs du nucléaire européens, est à l'initiative de NUGENIA, association internationale à but non lucratif créée en mars 2012 et dont l'objectif est de devenir le cadre unique de coopération en R&D en Europe pour les systèmes nucléaires de deuxième et troisième générations et ce, au sein de la plateforme européenne SNETP (*Sustainable Nuclear Energy Technology Platform*). L'association regroupe 80 membres de 20 pays, industriels, entités de recherche, autorités de sûreté... EDF assure la présidence de cette association qui facilitera la création de synergies et de projets communs entre membres ou avec des programmes nationaux de R&D dans les domaines suivants : sûreté et analyse de risques, accidents graves, cœur et performance des réacteurs, intégrité et vieillissement des composants, combustibles, déchets et démantèlement, « *Design* génération III innovateur », avec également des enjeux transverses en matière d'harmonisation de pratiques (principalement dans le domaine de la sûreté) et de contrôles et évaluations non destructifs. NUGENIA a, en 2014, déposé, dans le cadre de l'appel à projets 2014-2015, une quinzaine de projets, principalement dans le domaine de la sûreté et de la durée d'exploitation du parc en exploitation. Par ailleurs, le projet NUGENIA + a lancé son propre appel à projets grâce à un fonds alloué par la Commission européenne.

EDF est également à l'initiative du lancement en 2012 du projet Connexion sur les systèmes futurs de contrôle-commande nucléaire numérique, dans le cadre des projets d'« Investissements d'avenir » de l'État français¹. Ce projet regroupe des partenaires industriels et académiques de la filière nucléaire française autour d'un programme de recherche ambitieux destiné à préparer les futures méthodes de conception, de qualification ou de rénovation des installations d'instrumentation et de contrôle par commande numérique des centrales. Cette initiative répond également à un enjeu d'harmonisation des solutions industrielles au sein de la filière.

La deuxième priorité est celle de l'appui au développement des énergies renouvelables. Celles-ci jouent un rôle grandissant dans le paysage énergétique européen, et EDF, acteur déjà important, souhaite accroître encore ses positions dans ce domaine.

Dans les énergies renouvelables, la R&D a pour objectif d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs et contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses, en partenariat avec le monde académique et industriel. Les énergies renouvelables étudiées par EDF sont multiples : hydraulique, photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, solaire thermodynamique, biomasse, énergies de la mer, géothermie...

La R&D travaille également au développement des outils et méthodes pour renforcer les performances d'exploitation et optimiser les coûts des projets de systèmes de production d'électricité à base d'énergie renouvelables du groupe EDF, dans le but :

- de réduire les risques des investissements : la R&D d'EDF apporte par exemple son expertise dans les projets éoliens *offshore* du groupe EDF, notamment pour l'expertise du *design* du système de turbine et de fondation de l'éolienne, pour la certification des turbines, pour les méthodes d'évaluation du productible et la qualification d'un Lidar flottant pour la mesure du vent sur les sites des projets d'éolien en mer. La R&D prépare également l'avenir en étudiant les technologies d'éolien *offshore* flottant et en appuyant EDF EN dans le développement du projet Provence Grand Large ;

1. Les Investissements d'avenir sont un emprunt lancé par l'État français pour financer des actions de recherche et d'innovation utiles pour le développement économique de la France.

- d'améliorer la performance opérationnelle : la R&D a par exemple développé un outil d'analyse des performances machines basé sur la surveillance des paramètres d'exploitation des turbines. Cet outil de diagnostic permet de mettre en évidence les turbines en sous-performance et de réaliser un premier diagnostic ;
- de maîtriser l'impact technico-économique sur le système électrique, et d'assurer l'équilibre du système électrique tout en intégrant les énergies renouvelables. Les travaux portent sur la définition des modalités d'insertion des énergies renouvelables dans les réseaux électriques. Ceci suppose l'analyse de différentes solutions permettant l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et l'évaluation des contraintes et des coûts de leur intégration dans les grands systèmes : stockage, *super grids*, *smart grids*, pilotage de la demande, etc.

La troisième priorité est celle du captage, du stockage du carbone et de la limitation des émissions de CO₂ des centrales thermiques (voir section 6.2.1.1.5 (« Production thermique à flamme (THF) »)). La question du coût, de l'impact sur le rendement de l'installation et des échéances de mise en œuvre de tels procédés est majeure.

Pour les centrales existantes, le captage du CO₂ par traitement des fumées semble aujourd'hui la solution la plus adaptée. Les travaux de la R&D visent à donner une vision claire de la maturité technique et économique des filières pour éclairer le développement futur des centrales thermiques du groupe (charbon et gaz).

Avec le soutien de l'ADEME et de ses partenaires, EDF a construit un démonstrateur de recherche de captage de CO₂ sur la centrale de production d'électricité au charbon EDF du Havre. La technologie, testée sur le CO₂ présent dans les fumées issues de la combustion du charbon, est un procédé avancé de « captage en post-combustion aux amines ». Ce démonstrateur de recherche, en captant près de 2000 tonnes de CO₂ entre l'automne 2013 et le printemps 2014, a permis de vérifier les bonnes performances de cette technologie en milieu industriel, en termes de consommations d'énergie et de solvant. Ce démonstrateur représente une étape indispensable pour le développement de solutions industrielles plus performantes.

La R&D instruit également de nouvelles pistes pour préparer l'émergence d'une seconde génération de technologies de captage et stockage du CO₂, à plus faible pénalité énergétique.

11.2.2 Préparer les systèmes électriques de demain

La transition vers une économie énergétique décarbonée en Europe implique de relever de nouveaux défis : comment gérer au mieux l'intermittence des sources de production issues d'énergies renouvelables, comment intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant les moyens de production et les besoins en réseaux, comment développer des systèmes de gestion de l'énergie à la maille locale et à plus grande échelle, jusqu'où développer les infrastructures réseaux et comment optimiser des flux d'électricité en Europe, et plus globalement, comment optimiser, dans le respect de l'intérêt général et de la compétitivité de l'électricité, l'équilibre économique du système électrique (investissements de production, investissements sur les réseaux et coûts et bénéfices des solutions de l'efficacité énergétique et environnementale), sans hausse significative ni des factures ni de la complexité pour le client et ce, tout en maintenant la qualité et la fiabilité du système électrique.

L'évolution vers des systèmes électriques plus intelligents, ou *smart grids*, constitue l'un des pivots de la transition vers une économie énergétique décarbonée en Europe. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires et sont aussi, au-delà de l'intégration des énergies renouvelables et des nouveaux usages, liés à la gestion des informations pour les différents utilisateurs du réseau et à la nécessité de maîtriser les dépenses.

Pour répondre à ces enjeux, la R&D s'est fixé plusieurs priorités. En premier lieu, pour anticiper l'arrivée de nouvelles technologies et l'évolution du paysage énergétique, elle modélise et optimise l'économie de l'énergie (environnement macroéconomique mondial et politiques énergétiques, environnement concurrentiel et réglementaire). Pour anticiper les

conséquences du développement des nouveaux moyens de production ou nouveaux usages, elle développe des modèles du système énergétique qui permettent notamment de mieux piloter l'équilibre entre offre et demande. Pour évaluer de manière objective les coûts et les bénéfices des différentes options, elle met en œuvre et propose des méthodes d'analyse harmonisées aux différentes parties prenantes.

La seconde priorité est d'améliorer la performance des réseaux électriques. Les travaux menés par la R&D dans ce domaine visent à :

- améliorer la gestion des actifs réseaux en France et à l'international en travaillant sur la durée de vie des matériels et la disponibilité du réseau ;
- accroître l'automatisation des réseaux de distribution pour optimiser la qualité de service et réduire les coûts d'exploitation.

La troisième priorité est de préparer la mutation vers les systèmes électriques intelligents de demain ou *smart grids*, notamment au travers des objectifs suivants :

- appuyer le développement du projet Linky (voir section 6.2.2.2.5 (« Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants) »)) et section 9.2.2.3.1.2 (« Lancement du déploiement des compteurs communicants (Linky) »)) et anticiper les nouvelles architectures de comptage intelligent et les services associés ;
- préparer et contribuer aux expérimentations *smart grids* ;
- insérer les productions intermittentes et décentralisées dans les réseaux, valoriser de nouveaux services système et préparer les équilibres de demain à la maille locale.

La R&D participe ainsi au développement de nouvelles fonctionnalités dans la conduite et l'exploitation du réseau et de nouvelles solutions dans l'environnement de nouveaux compteurs communicants, comme le projet Linky d'ERDF. La R&D a par exemple développé et expérimenté une nouvelle fonctionnalité de pilotage du réseau de distribution en présence de production décentralisée. Ce mode de pilotage innovant permet, à partir d'une estimation de l'état du réseau, de maintenir la tension sur le réseau HTA dans sa plage contractuelle même en présence de fluctuation de puissance des moyens de production décentralisés.

La R&D expérimente également des systèmes de pilotage des usages électriques basés sur l'infrastructure Linky. Ces expérimentations permettent notamment de montrer la faisabilité de l'effacement de charges, comme le chauffage électrique, pour réduire les pointes de consommation.

Elle développe des outils pour améliorer la prévision des pertes sur le réseau et pour développer les prévisions de bilan énergétiques à la maille locale (poste source).

Elle apporte son expertise sur l'ensemble du champ du projet Linky, notamment pour la rédaction des spécifications et la qualification des matériels.

Enfin, les travaux de la R&D portent également sur les systèmes électriques et les *super grids*, grands réseaux à courant continu qui pourraient émerger avec l'insertion des énergies renouvelables qui modifient les fondamentaux technico-économiques des systèmes électriques.

Afin de préparer les solutions à ces nouveaux défis, un certain nombre de démonstrateurs électriques intelligents sont en développement en France et en Europe, dans une démarche coopérative. La R&D y est largement associée (*NiceGrid*, *Smart Electric Lyon*, *Millener*, *Premio*, *Venteea*, *Une Bretagne d'avance*, etc.), avec pour objet d'éclairer les questionnements propres à la transition du système électrique, en tirant des enseignements techniques, économiques, mais également sociétaux, environnementaux, ainsi qu'autour des modèles d'affaires et de la régulation. EDF R&D teste également de multiples solutions innovantes avant déploiement sur le terrain, avec sa nouvelle plate-forme d'essais dédiée aux systèmes électriques intelligents de demain : le *Concept Grid*. Ces projets sont aussi l'occasion de réfléchir et d'innover avec les filières électriques et des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) pour mieux adapter les équipements aux besoins de flexibilité du système électrique de demain. C'est ainsi que de nombreuses expérimentations explorent tous les potentiels du comptage communicant, première brique des systèmes électriques intelligents.

11.2.3 Développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients

Le développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables réparties, les évolutions réglementaires et technologiques (numérisation) ainsi que l'ouverture à la concurrence des marchés changent en profondeur le rapport entre les énergéticiens et leurs clients. Ils permettent aux clients d'être acteurs de leur consommation ou de leur production d'énergie, au niveau individuel ou à l'échelle d'un territoire.

Dans ce contexte, les enjeux des commercialisateurs du groupe EDF sont multiples :

- l'évolution des trajectoires tarifaires et des prix ;
- la maîtrise de la demande en énergie : *Green deal* au Royaume-Uni, Certificats d'Économie d'Énergie en France, les fournisseurs doivent assumer leurs obligations qui vont croissantes ;
- le développement des technologies *smart* : l'arrivée des compteurs communicants matérialisera, pour le grand public, l'accès à de nouveaux services permis par les nouvelles technologies *smart* (pilotage, offres plus adaptées, etc.) ;
- l'évolution de la relation client, qui va devenir de plus en plus numérique, et avec des attentes clients certainement modifiées et plus exigeantes. Cette modernisation de la relation ne doit cependant pas occulter la montée parallèle de la précarité énergétique impactant des clients qui nécessitent un traitement adapté de la part de l'entreprise ;
- la montée en puissance du local : Les collectivités territoriales, déjà actives sur les champs de l'aménagement urbain et de la distribution publique de l'énergie, souhaitent de plus en plus prendre en main leur destin énergétique. La notion de territoires durables, mêlant les dimensions d'aménagement (éco-quartiers) et de mobilité (véhicule électrique), devient structurante des politiques locales. Au croisement du développement des technologies *smart* et de la montée en puissance des territoires, de nouveaux champs de services sont à explorer.

Pour répondre à ces enjeux, la R&D d'EDF organise son action autour de plusieurs axes prioritaires :

- développer les méthodes et modèles de courbes de charges permettant une meilleure connaissance de la demande et de nouvelles approches tarifaires et de prix incitant à une gestion dynamique de la demande pour répondre aux besoins nouveaux de flexibilité du système électrique (optimisation amont/aval et intermittence des énergies renouvelables) ;
- innover pour développer les nouveaux usages de l'électricité (pompes à chaleur bâtiment et industrie, mobilité électrique) afin de dynamiser à terme la demande future en électricité ;
- proposer des solutions énergétiques efficaces pour tous les segments de clients, compatibles avec les nouveaux cadres réglementaires ;
- développer des méthodes et outils permettant la modernisation de la relation client grâce aux nouvelles technologies de l'information et au traitement des données associées, expérimenter les *smart grids* aval compteur en lien avec le développement de Linky et préparer le développement des services et des équipements *Linky ready* (équipements fonctionnant avec Linky) dans les bâtiments ;
- développer les briques techniques d'une offre de services pour la ville et les territoires durables.

Ainsi, des travaux sur de nouveaux usages pour l'électricité, comme ceux de la mobilité électrique, de la pompe à chaleur et sur des bâtiments plus économes ont été réalisés. La R&D a mis au point un prototype de pompe à chaleur industrielle à haute température, permettant la récupération de chaleur fatale sur les *process* des clients. Le déploiement de cette technologie dans une offre de service au client est en cours. Des innovations permettant à terme de baisser les coûts des pompes à chaleur bâtiment ont également été développées. Enfin, des innovations sur la gestion d'énergie intelligente

des usages thermiques de l'électricité ont été réalisées, notamment sur les pompes à chaleur résidentielles et sur la modernisation des ballons à accumulation pour les rendre compatibles avec des modes de pilotage innovants comme les heures creuses solaires.

Ces travaux sont notamment mis en œuvre sur le terrain au travers de démonstrateurs *smart grid*, comme *Nice grid* ou *Smart Electric* Lyon, dans lesquels la R&D examine de nouveaux modèles autour de l'agrégation de différents types de demande flexible (effacement, déplacement de consommation, autoconsommation, énergies renouvelables, planification et gestion énergétique à des mailles locales). La R&D a également lancé un projet d'expérimentation des effacements industriels basés sur du télépilotage des *process*.

Concernant la relation client, afin de permettre aux clients résidentiels de connaître l'état d'avancement de leur consommation électrique entre deux factures, EDF a conçu et développé une gamme prototype de service compatible avec le compteur intelligent, comme un module pour *smartphone* et ordinateur qui permet au client d'estimer sa facture en prenant en compte ses caractéristiques ainsi que la saisonnalité de sa consommation électrique et son historique de consommation. La R&D d'EDF travaille également sur des actions de recherche pour lutter contre la précarité énergétique, par exemple en concevant des offres et des outils de relation client adaptés.

Dans les territoires durables, afin de répondre aux besoins des villes qui souhaitent optimiser à la maille locale les infrastructures et leur gestion (transport, traitement des déchets, bâtiments, production d'énergie, réseaux) et ambitionnent de devenir des *smart cities* ou « villes durables », la R&D développe les outils d'ingénierie de la ville pour les commerciaux d'EDF en France, à l'instar de l'étude réalisée pour la métropole de Nice. La R&D s'investit également dans un partenariat avec la ville de Singapour pour développer un projet d'aide à la décision pour la planification des villes. Un contrat de développement sur la Ville du Futur a ainsi été signé en juin 2013 entre EDF et le *Housing Development Board* de Singapour, le principal constructeur de logement de la ville, pour développer un outil informatique innovant de modélisation urbaine. À travers cet outil, la collaboration avec les autorités de Singapour couvre les domaines suivants : l'efficacité énergétique des bâtiments et leurs systèmes d'air conditionné ainsi que la collecte des déchets domestiques. Il intègre également la possibilité de traiter des questions relatives à l'intégration du photovoltaïque dans les bâtiments, de la végétalisation des toits et du recyclage local de l'eau. Ces modélisations sont couplées à des outils innovants de visualisation en trois dimensions, au niveau des bâtiments et du quartier, des impacts des choix de planification, par exemple sur les émissions de gaz à effet de serre. L'expérience de Singapour doit servir de vitrine au projet. Une première version de l'outil a été livrée en 2014. En 2014 a été créé un centre d'excellence à Singapour, dont l'objectif principal est d'accompagner le développement de projets *Smart cities* en Asie du Sud-Est hors Chine.

La mobilité électrique est une dimension importante de la ville durable : le transport électrique constitue une perspective de transformation profonde des modes de transport. Le stockage sur batterie est la technologie clé du transport électrique. L'action de la R&D en la matière consiste, d'une part, à caractériser en laboratoire les performances et la sécurité des batteries et, d'autre part, à innover sur les technologies de rupture susceptibles d'améliorer fortement leur autonomie ou la réduction de leurs coûts. La R&D étudie également les applications stationnaires de ces technologies de batterie (couplage aux énergies renouvelables, services système, etc.).

Plus généralement, les objectifs des activités de la R&D dans le domaine des véhicules électriques (VE) et des véhicules hybrides rechargeables (VHR) sont les suivants :

- appuyer le développement de ce nouvel usage (suivi des premières expérimentations, normalisation, innovations susceptibles de lever les barrières du marché (charge sans fil)) ;
- maîtriser l'intégration au système électrique (recharge intelligente, dimensionnement et localisation des bornes de recharges) ;
- développer les outils de service de mobilité (plateforme de supervision de flottes, logiciels pour l'exploitation de bornes de recharges, outils pour le conseil en mobilité des collectivités locales).

11.3 L'international et les partenariats

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, la R&D d'EDF noue de nombreux partenariats dans le monde avec pour objectifs de maintenir son expertise au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux d'EDF et de compléter ses champs de compétences internes.

La politique partenariale de la R&D se concrétise sous diverses formes aux niveaux tant national qu'international.

En France, la R&D a mis en place depuis plusieurs années 14 laboratoires communs avec des partenaires académiques et des centres techniques ou industriels et participe notamment avec eux à des projets de recherche collaborative financés par les agences nationales comme l'Agence nationale de la recherche, l'ADEME ou le Fonds unique interministériel *via* les pôles de compétitivité. Chaque laboratoire commun est l'occasion de créer une équipe mixte autour d'une problématique scientifique et technique partagée, dans le but de créer de la valeur, de l'expertise et de la connaissance pour tous les partenaires, et constitue un atout pour participer à des projets coopératifs. La R&D soutient également quatre chaires d'enseignement et de recherche ciblées.

Dans le domaine de la R&D nucléaire, l'accord tripartite entre le CEA, EDF et AREVA arrivé à terme fin 2012 (prorogé un an par avenant) a fait l'objet d'un nouvel accord sur la R&D nucléaire début 2014. Ce nouvel accord vise à accroître la coordination des programmes de R&D entre partenaires (CEA, EDF et AREVA) et à disposer de programmes définis en référence à des objectifs, notamment industriels, explicités. Ceci se traduit pratiquement par :

- la mise en place d'une équipe programme tripartite (EPT), en charge de la supervision et de la coordination des programmes. Cette équipe est composée de quatre membres par partenaires, soit un total de 12 membres ;
- la déclinaison de ces programmes en projets suivis par l'EPT ;
- la mise en œuvre de ces programmes dans le cadre des laboratoires communs existants.

En parallèle, l'accord tripartite sur la R&D entre CEA, IRSN et EDF arrivé à terme en 2012 et prolongé sur 2013 a fait l'objet de discussions en 2014, avec l'objectif de mettre en œuvre un accord quadripartite entre le CEA, l'IRSN, EDF et AREVA et d'une coordination accrue avec la démarche « Institut ».

La R&D est également présente au sein des Instituts de la transition énergétique (ITE), mis en place dans le cadre des Investissements d'avenir :

- L'Institut photovoltaïque Île-de-France (IPVF) : cet institut, dont EDF est un des membres fondateurs, vise les ruptures technologiques pour une énergie photovoltaïque compétitive dans le marché. L'institut regroupera à terme 150 chercheurs environ issus des différents partenaires autour d'équipements de pointe qui seront localisés à Saclay ;
- France Énergies Marines, sur les énergies de la mer et l'éolien en mer ;
- Paris-Saclay Efficacité Énergétique (PS2E) sur l'efficacité énergétique des procédés industriels et la maîtrise d'énergie dans les zones d'activité industrielle ;
- SuperGrid sur le thème des grands réseaux de transports pour raccorder les sites de production en énergies renouvelables éloignés ;
- Vedecom sur la mobilité électrique ;
- Efficacity sur l'efficacité énergétique et la ville durable ; et
- INEF 4 dans le domaine de la réhabilitation des bâtiments et la construction durable.

EDF est également à l'initiative du lancement en 2012 du projet Connexion sur les systèmes futurs de contrôle-commande nucléaire numérique, dans le cadre des Investissements d'avenir (voir section 11.2.1 (« Consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés »)). En Europe,

la R&D participe à une trentaine de projets européens et a établi des liens avec le *Joint Research Center*, centre de recherche dans le domaine de l'énergie et des transports au service de l'Union européenne, avec pour objectif d'engager des collaborations dans le domaine des technologies bas carbone et en particulier dans le domaine du stockage électrique. Grâce aux collaborations avec l'*Energy Technology Institute*, l'*Engineering and Physical Sciences Research Council* et différentes universités britanniques, elle renforce sa présence dans la recherche partenariale britannique.

Depuis le début des années 2000, EDF dispose d'un centre de recherche en Allemagne – EIFER – en collaboration avec le *Karlsruhe Institute of Technology* (KIT). Ce centre se consacre essentiellement à la production décentralisée (pile à combustible, hydrogène) et à la ville durable.

Depuis 2010, l'activité de recherche s'est renforcée à l'international autour de plusieurs centres : en Pologne, au Royaume-Uni, en Chine, à Singapour, aux États-Unis et en Italie.

Le centre britannique consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique. Il est particulièrement impliqué sur les énergies éoliennes en mer et le nucléaire au Royaume-Uni. En 2012, ce centre de recherche a été transformé en entité juridique indépendante : EDF Energy R&D UK Centre Ltd. Cette filiale est rattachée à EDF Energy. Ce nouveau statut permet d'accroître la visibilité d'EDF et la capacité de recherche en Grande-Bretagne, en lien avec la stratégie de développement du Groupe.

L'équipe de recherche au sein d'EDF Polska est dédiée aux questions du thermique charbon et de la co-combustion biomasse. Le centre R&D de Cracovie mène par exemple des études sur l'optimisation de la combustion fossile et la co-combustion biomasse.

Le centre basé à Pékin est un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille portant sur les réseaux intelligents, les villes durables, et certaines technologies d'énergies renouvelables. Ce centre est aussi un appui pour faciliter la mise en œuvre du partenariat de recherche sur le nucléaire en Chine (voir section 6.3.3.3.1 (« Activités du groupe EDF en Chine »)). La création du centre s'accompagne d'un développement accentué des partenariats académiques et industriels en Chine. EDF a par exemple signé un programme de recherche commun en Chine sur le solaire thermodynamique. La coopération engagée avec l'*Institute of Electrical Engineering* de l'Académie chinoise des sciences porte essentiellement sur des travaux de recherche et d'innovation effectués sur une plateforme d'expérimentation dédiée aux technologies solaires thermodynamiques, située à Badaling. Un des enjeux pour EDF est de faire évoluer ses moyens de modélisation en utilisant les mesures réalisées lors des expérimentations réalisées sur cette plateforme.

L'équipe de R&D d'Edison en Italie a notamment pour mission de piloter l'ensemble des programmes de recherche sur le gaz pour le groupe EDF.

Aux États-Unis, le secteur R&D et innovation est l'un des plus importants et dynamiques au monde. Ce secteur compte environ 1,3 million de chercheurs. Outre un partenariat avec le MIT (*Massachusetts Institute of Technology*) aux États Unis, EDF dispose depuis plusieurs années d'une équipe de R&D et Innovation installée dans les locaux de l'*Electric Power Research Institute* (EPRI¹). Ses objectifs sont d'optimiser la collaboration entre EDF et l'EPRI dans de multiples domaines tels que l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables, les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique et le captage et le stockage du carbone, de mettre en place des collaborations entre le groupe EDF et des organismes de recherche américains (universités, laboratoires nationaux, industrie, etc.) sélectionnés pour leur savoir-faire ou leurs équipements, et enfin d'évaluer les opportunités de nouveaux modèles d'activité pour EDF aux États-Unis.

À Singapour, pour accompagner notre contrat de prestation à l'organisme de gestion immobilière de la ville, a été établi, début 2014, un centre d'excellence.

1. L'Electric Power Research Institute est l'un des principaux acteurs de la R&D dans le domaine de l'électricité aux États-Unis. Cet organisme à but non lucratif fournit des technologies et des analyses économiques et développe des stratégies pour ses membres contributeurs, lesquels représentent plus de 90 % de l'électricité produite aux États-Unis et rassemblent environ 40 pays.

11.4 Politique de propriété intellectuelle

La propriété industrielle joue un rôle majeur dans la protection des technologies et des savoir-faire du groupe EDF face à la concurrence, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences.

EDF a la volonté de renforcer son portefeuille de propriété industrielle dans le but de mieux tirer parti de ses capacités d'innovation et de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué par des brevets ainsi que par des logiciels déposés et des savoir-faire formalisés.

Brevets

Fin 2014, le portefeuille d'EDF comprend 497 innovations brevetées et protégées par 1 694 titres de propriété en France et à l'étranger.

Le renforcement du portefeuille de brevets est prioritaire. Il a pour but de faciliter les coopérations de R&D, d'apporter une protection au développement des activités d'EDF, de contribuer à l'image externe d'EDF, de renforcer la motivation des chercheurs et de mieux valoriser les inventions.

En 2014, EDF a déposé 60 demandes de brevets (54 en 2013).

Marques

« EDF » est une marque déposée dans plus de 90 pays. Le nom du Groupe est un élément essentiel de son image et de son patrimoine : aussi cette marque, les noms de domaines internet et les logos EDF font-ils l'objet d'une surveillance constante, afin de les protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe. Par ailleurs, à l'issue des travaux de valorisation de la marque « EDF », la Société a mis en place des contrats de licence de marque avec les filiales utilisant la marque « EDF ».

Le Groupe a également déposé de nombreuses autres marques, en particulier celles liées à l'activité de ses différentes filiales.

Le portefeuille de marques du groupe EDF à fin 2014 compte environ 420 dénominations, protégées par plus de 1 340 titres.



12 Informations sur les tendances

12.1 Événements postérieurs à la clôture

Ce chapitre présente les événements significatifs intervenus entre le 11 février 2014, date d'arrêt des comptes par le Conseil d'administration, et la date de dépôt du présent document de référence (voir note 50 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014).

Entrée d'EDF Énergies Nouvelles sur le marché Brésilien

Le 25 février 2015, EDF Énergies Nouvelles a annoncé la création d'une filiale au Brésil, EDF EN do Brasil, marquant son entrée sur le marché sud-américain. EDF Énergies Nouvelles y a acquis un portefeuille de développement totalisant 800 MW de projets d'énergie éolienne auprès de SOWITEC, un développeur figurant parmi les leaders internationaux des énergies renouvelables. Ce portefeuille comprend un premier projet de 70 MW pour lequel un contrat de fourniture d'électricité réglementé (*Power Purchase Agreement*) a été signé.

Le Brésil, 19^e pays d'implantation d'EDF Énergies Nouvelles, se positionne comme l'un des marchés-clés des énergies renouvelables dans le monde. En matière notamment de production d'énergie d'origine éolienne, le pays, qui compte 5,6 GW de capacité à fin 2014, a pour objectif d'atteindre 22,5 GW d'ici 2023.

Modification du cadre réglementaire relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires

Le décret n° 2015-331 du 24 mars 2015 et un arrêté du même jour ont apporté des modifications au décret n° 2007-243 du 23 février 2007 et à l'arrêté du 21 mars 2007 relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Ces textes prévoient notamment :

- la modification de la formule de calcul du plafond réglementaire du taux d'actualisation des provisions des charges nucléaires de long terme, en prenant en compte une moyenne glissante de l'indice TEC 30 sur dix ans au lieu de quatre ;
- l'obligation pour les exploitants d'installations nucléaires de base d'effectuer une dotation annuelle positive ou nulle aux actifs dédiés

à la couverture de leurs provisions pour charges de long terme, cette dotation étant calculée sans prendre en compte les décaissements ni les dotations aux provisions, tant que le taux de couverture de ces provisions est inférieur à 110 % (les provisions devant en tout état de cause être couvertes à 100 %) ;

- la modification du plafond des actifs de couvertures pouvant être gérés par un même prestataire de services d'investissements, auparavant fixé à un milliard d'euros, qui peut être désormais porté à 20 % de la valeur de réalisation des actifs de couverture ;
- la modification des conditions dans lesquelles les exploitants peuvent affecter des biens fonciers à la couverture de ces provisions, à condition qu'il s'agisse d'immeubles à usage tertiaire non situés sur une de leurs installations à usage industriel.

EPR de Flamanville : poursuite des essais de qualification de la cuve

Le 7 avril 2015, AREVA et EDF ont informé l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) de la réalisation à partir d'avril 2015 d'une nouvelle campagne d'essais pour la qualification du couvercle et du fond de la cuve de l'EPR de Flamanville. Cette campagne fait suite à des essais chimiques et mécaniques réalisés sur une pièce représentative du couvercle et du fond de la cuve.

Les résultats transmis à l'ASN par AREVA à l'issue des premiers essais ont montré que l'un des paramètres n'était pas respecté dans une zone présentant une concentration en carbone plus importante que la moyenne.

Les équipes d'EDF et d'AREVA réaliseront au plus tôt ces essais complémentaires, après accord de l'ASN sur leurs modalités, afin d'apporter à l'Autorité toutes les informations permettant de démontrer la sûreté et la qualité des équipements concernés. Dans sa note d'information datée du 8 avril 2015, l'ASN a précisé qu'elle se prononcera sur le programme d'essais, contrôlera sa bonne réalisation et instruira le dossier que présentera AREVA pour démontrer la résistance de la cuve du réacteur EPR de Flamanville. Elle fera notamment appel à son appui technique, l'IRSN, et au Groupe permanent d'experts dédié aux équipements sous pression nucléaires.

En parallèle, les travaux du chantier EPR de Flamanville se poursuivent.

12.2 Évolution des prix de marché en janvier et février 2015

Le prix du baril de *brent* est en très forte baisse par rapport aux mois de janvier et février 2014 (54,1 \$/bbl en moyenne, soit une baisse de 53,8 \$/bbl). Le prix du baril a notamment atteint 46,6 \$/bbl le 13 janvier 2015, son plus bas niveau depuis mars 2009. Cette chute s'explique principalement

par une volonté des pays de l'OPEP de maintenir une production élevée au regard de la demande mondiale. L'abondance de pétrole sur le marché a ainsi contribué à cette baisse des prix.

Les prix du gaz sur le marché français du PEG Nord se sont établis à 21,7 €/MWh en moyenne sur les mois de janvier et février 2015, en baisse de 3,6 €/MWh par rapport à la même période l'an dernier. Cette baisse est principalement due à une offre abondante : en raison de la baisse du prix du GNL sur le marché asiatique, de nombreux cargos sont venus approvisionner les terminaux européens, détendant l'équilibre offre/demande. Les approvisionnements par gazoduc depuis la mer du Nord et la Russie sont restés stables, tandis que le soutirage des stockages de gaz a contribué à l'équilibrage du réseau.

Les prix du CO₂ sont en hausse par rapport à l'an dernier (7,2 €/t contre 5,8 €/t à la même époque). Cette hausse s'explique par la mise en œuvre de plus en plus probable du mécanisme de *Market Stability Reserve*, qui devrait contribuer à soutenir le niveau de prix des quotas d'émission en contrebalançant l'excès de quotas sur le marché.

Les prix du charbon sont en forte baisse par rapport à l'an dernier. Ils s'établissent en moyenne à 61,2 \$/t, en baisse de 27 % par rapport à début 2014. L'offre est toujours abondante face à une demande en berne, en Asie notamment. Les exportations de charbon russe ont également augmenté, la production de charbon étant rendue très compétitive dans ce pays en raison de la dépréciation du rouble face au dollar. Enfin, la baisse du prix du pétrole a entraîné une baisse du prix du fret, facilitant les exportations bon marché de charbon à destination du marché européen.

Les prix du jour pour le lendemain (*spot*) de l'électricité en janvier et février 2015 se sont élevés, en moyenne et en base, à 45,5 €/MWh en France (+ 6,6 €/MWh par rapport aux deux premiers mois de l'année 2014), à 32,5 €/MWh en Allemagne (+ 1 €/MWh) et à 50,2 €/MWh en Angleterre (- 5,4 €/MWh). Cette hausse en France s'explique principalement par la thermosensibilité de la demande, les mois de janvier et février 2015 ayant connu des températures plus froides qu'en 2014, où elles avaient été particulièrement clémentes. En Angleterre, le prix de l'électricité a globalement suivi le prix du gaz.



13 Perspectives financières

L'année 2014 a été riche de développements importants pour l'avenir du groupe EDF. Avec l'approbation reçue de la Commission européenne du « contrat pour différence » et de la garantie d'*Infrastructure UK*, le projet Hinkley Point C de nouveau nucléaire britannique a franchi une étape importante vers la décision finale d'investissement¹ (voir section 6.3.1.4.3 (« Division Nouveau Nucléaire »)). Avec l'intégration des activités en France de Dalkia, le Groupe dispose maintenant d'une plateforme à la mesure de ses ambitions dans les services énergétiques (voir section 6.4.1.3.1 (« Dalkia »)). Les solutions de financement innovantes issues du partenariat avec Amundi (voir la section 6.4.1.6 (« Autres participations »)) ouvrent la voie à un développement accéléré des projets identifiés par le Groupe pour répondre aux enjeux de la transition énergétique.

En 2015, le Groupe devra aborder plusieurs grands enjeux structurants pour son équation financière :

- des enjeux industriels autour (i) du parc nucléaire existant en France avec le déploiement du programme de « Grand carénage » (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF »)) ; (ii) de la finalisation des accords et de la structure de financement du projet Hinkley Point C en vue de la décision finale d'investissement ; et (iii) de la conclusion du cycle actuel de renégociation des contrats gaz chez Edison ;
- des enjeux commerciaux liés à la fin des tarifs réglementés de vente Jaune et Vert et à la formule de l'ARENH (voir section 6.2.1.2.1.3 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente »)) ;

Perspectives 2018

Le Groupe a annoncé en février 2014 son ambition d'atteindre un *cash flow* positif après dividendes hors Linky en 2018. Compte tenu des évolutions survenues en 2014 sur des aspects structurants du *cash flow*, le Groupe a mis en place une feuille de route qui lui permet de confirmer cette ambition.

Concernant l'EBITDA, le Groupe s'attache à maximiser sa marge brute et renforcer les efforts engagés en matière de maîtrise des dépenses opérationnelles en tenant compte du contexte réglementaire et de marché en évolution.

Le plan d'actions s'appuie par ailleurs sur la poursuite de l'amélioration du besoin en fonds de roulement, avec un objectif d'optimisation du *cash flow* de 1,8 milliard d'euros en 2018 sur une référence normalisée.

Ces objectifs et perspectives sont fondés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables. Elles sont toutefois susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire et climatique. En outre, la matérialisation de certains risques décrits au chapitre 4 (« Facteurs de risques ») du présent document de référence aurait un impact sur les activités du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs. Par ailleurs, la réalisation de ces objectifs et perspectives suppose la mise en œuvre avec succès de la stratégie présentée à la section 6.1 (« Stratégie ») du présent document de référence. EDF ne prend donc aucun engagement ni ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs, et les informations prospectives figurant au présent chapitre ne sauraient être utilisées pour établir des prévisions de résultat.

1. Les prochaines étapes préalables à une décision finale d'investissement incluent notamment : la conclusion d'accords avec les partenaires stratégiques et financiers du projet ; l'approbation par la Commission européenne et le gouvernement britannique des dispositions relatives au contrat de transfert des déchets ; la mise en place de la garantie de financement dans le cadre du programme Infrastructure UK ; la finalisation du « contrat pour différence » (CfD) et des contrats avec les principaux fournisseurs.

2. Variation par rapport à l'EBITDA 2014 hors impacts de la régularisation des tarifs réglementés de vente 2012-2013 et à périmètre et change comparables.

3. Résultat net courant ajusté de la rémunération des émissions hybrides comptabilisée en fonds propres.

14

Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale



EDF – Robert Fahl ▲ Patrice Dhumes ▼



14.1	Conseil d'administration	210
14.1.1	Composition du Conseil d'administration	210
14.1.2	Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration	217
14.2	Comité exécutif	219
14.2.1	Composition du Comité exécutif	219
14.2.2	Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif	219
14.3	Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale	221
14.3.1	Absence de liens familiaux	221
14.3.2	Absence de condamnation	221
14.3.3	Conflits d'intérêts	221
14.4	Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants	222
14.4.1	Participation des administrateurs	222
14.4.2	Opérations réalisées sur les titres de la Société	223

14.1 Conseil d'administration

14.1.1 Composition du Conseil d'administration

Composition du Conseil d'administration antérieurement à l'Assemblée générale du 21 novembre 2014

Jusqu'à l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 et conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation

Prénom, nom	Collège	Date de nomination	En remplacement de
M ^{me} Sidonie DELALANDE	Administratrice élue par les salariés	1 ^{er} février 2014	M. Philippe MAÏSSA
M ^{me} Colette LEWINER	Administratrice nommée par l'Assemblée générale des actionnaires	11 avril 2014	M ^{me} Mireille FAUGÈRE
M. Régis TURRINI	Administrateur représentant l'État	15 septembre 2014	M. David AZÉMA
M. Christian MASSET	Administrateur représentant l'État	26 septembre 2014	M. Pierre SELLAL

Composition du Conseil d'administration postérieurement à l'Assemblée générale du 21 novembre 2014

L'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société afin de mettre en œuvre les dispositions nouvelles de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique. En application de cette ordonnance, EDF est désormais administrée par un Conseil d'administration composé de trois à dix-huit membres, comprenant des membres nommés par l'Assemblée générale, le cas échéant sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, un Représentant de l'État et un tiers de représentants des salariés élus conformément aux dispositions de la loi du 26 juillet 1983 (voir section 16.2.1.1 (« Composition du Conseil »)).

Au 31 décembre 2014, le Conseil d'administration d'EDF comprenait ainsi dix-huit membres, dont les mandats sont entrés en vigueur le 23 novembre 2014 : onze nommés par l'Assemblée générale, un Représentant de l'État et six administrateurs représentant les salariés.

Les mandats des sept administrateurs suivants ont été renouvelés lors de l'Assemblée du 21 novembre 2014 : MM. Olivier Appert, Philippe Crouzet, Bruno Lafont et Bruno Léchevin, M^{mes} Marie-Christine Lepetit et Colette Lewiner et M. Christian Masset.

du secteur public, le Conseil d'administration de la Société était composé de dix-huit membres répartis en trois collèges. Le Conseil d'administration comprenait ainsi six administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, six administrateurs représentant l'État nommés par décret et six administrateurs élus par les salariés. Leur mandat est venu à échéance le 22 novembre 2014.

Entre le 1^{er} janvier 2014 et l'Assemblée générale du 21 novembre 2014, les modifications suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration :

Quatre nouveaux administrateurs ont par ailleurs été nommés par l'Assemblée : MM. Jean-Bernard Lévy et Gérard Magnin, M^{me} Laurence Parisot et M. Philippe Varin.

Parmi les onze administrateurs nommés ou renouvelés par l'Assemblée du 21 novembre 2014, cinq l'ont été sur proposition de l'État en application de l'ordonnance du 20 août 2014 : M^{me} Marie-Christine Lepetit et MM. Olivier Appert, Bruno Léchevin, Gérard Magnin et Christian Masset.

Monsieur Régis Turrini a été désigné Représentant de l'État au Conseil d'administration d'EDF par arrêté du 21 novembre 2014¹.

Monsieur Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République du 27 novembre 2014 (voir section 16.2.1.4 (« Mode d'exercice de la Direction Générale – nomination et attributions du Président-Directeur Général »)).

Depuis l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 et jusqu'à la date de dépôt du présent document de référence, aucune modification n'est intervenue dans la composition du Conseil d'administration.

1. Arrêté du Ministre des Finances et des Comptes publics et du Ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique en date du 21 novembre 2014, publié au Journal officiel de la République française du 22 novembre 2014.

Le tableau ci-après indique au 31 mars 2015 les noms des membres du Conseil, l'âge, les fonctions principales exercées au sein ou en dehors de la Société ainsi que les mandats arrivés à terme qu'ils ont exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années.

Les administrateurs d'EDF sont tous de nationalité française.

Administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
<p>Jean-Bernard LÉVY 60 ans</p> <p>Président-Directeur Général depuis le 27 novembre 2014 ⁽¹⁾</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018</p> <p>Président du Comité de la stratégie</p>	<p>Président du Conseil d'administration d'Edison Président du Conseil d'administration d'EDF Energy Holdings Président du Conseil d'administration de la Fondation EDF Président du Conseil d'administration de l'Institut Mines-Télécom Administrateur de Dalkia Administrateur d'EDF Énergies Nouvelles Administrateur de Société Générale Administrateur de l'Institut Pasteur Administrateur de Vinci</p>	<p><i>En France :</i> Président-Directeur Général de Thales Président de JBL Consulting & Investments Président du Conseil de surveillance de Viroxis Président du Directoire de Vivendi Président-Directeur Général de SFR Président du Conseil de surveillance de Groupe Canal + Président du Conseil de surveillance de Canal + France Vice-président du Groupement des industries françaises aéronautiques et spatiales (GIFAS) Administrateur de DCNS Membre du Conseil d'orientation de AT Kearney Paris</p> <p><i>À l'étranger :</i> Président du Conseil d'administration d'Activision Blizzard Président du Conseil d'administration de Global Village Telecom (Holding) GVT Vice-président du Conseil de surveillance de Maroc Telecom</p>
<p>Olivier APPERT 65 ans</p> <p>Administrateur depuis le 17 juin 2013</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018</p> <p>Membre du Comité du suivi des engagements nucléaires et du Comité de la stratégie</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Président-Directeur Général de l'IFP Énergies Nouvelles</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : Président du Conseil français de l'énergie Membre de l'Académie des technologies Administrateur de Technip Administrateur de CGG</p>	<p>Administrateur de Storengy Administrateur de l'Institut de physique du globe de Paris (IPGP)</p>
<p>Philippe CROUZET 58 ans</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2009</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018</p> <p>Président du Comité de suivi des engagements nucléaires et membre du Comité d'audit</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Président du Directoire de Vallourec</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : <i>En France :</i> Président de Vallourec Tubes (anciennement Vallourec & Mannesmann Tubes) Administrateur du Théâtre national de l'Opéra-Comique et du Théâtre de la Ville (Paris) Vice-président de l'Institut de l'entreprise <i>À l'étranger :</i> Administrateur de Vallourec Tubos do Brasil SA (anciennement V & M do Brasil)</p>	<p><i>En France :</i> Président et membre du Conseil de surveillance de V & M France Administrateur de Vallourec Oil & Gas France <i>À l'étranger :</i> Administrateur de Finalourec</p>

1. M. Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014.

Conseil d'administration

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
<p>Bruno LAFONT 58 ans</p> <p>Administrateur depuis le 20 mai 2008</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018</p> <p>Président du Comité des nominations et des rémunérations</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Président-Directeur Général de Lafarge</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p><i>En France :</i> Administrateur d'ArcelorMittal Président du Pôle Développement durable du MEDEF</p> <p><i>À l'étranger :</i> Administrateur de Lafarge Shui on Cement Président du groupe « Énergie et climat » de l'<i>European Round Table</i> Membre du Comité exécutif du Conseil mondial des entreprises pour le Développement durable (WBCSD)</p>	<p><i>En France :</i> Président de l'Association française des Entreprises pour l'Environnement (EPE)</p> <p><i>À l'étranger :</i> Administrateur de Lafarge India</p>
<p>Bruno LÉCHEVIN 63 ans</p> <p>Administrateur depuis le 6 mai 2013</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018</p> <p>Membre du Comité d'éthique</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Président-Directeur Général de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME)</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : Vice-président d'Électriciens sans frontières</p>	<p>Délégué Général du Médiateur national de l'énergie Conseiller spécial auprès du Président de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)</p>
<p>Marie-Christine LEPETIT 53 ans</p> <p>Administratrice depuis le 7 mai 2012</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018</p> <p>Présidente du Comité d'audit et membre du Comité de suivi des engagements nucléaires</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Chef du service de l'Inspection générale des finances rattaché au Ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique et au Ministre des Finances et des Comptes publics</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : Administratrice de la Fondation nationale des sciences politiques</p>	

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
<p>Colette LEWINER 69 ans</p> <p>Administratrice depuis le 11 avril 2014</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018</p> <p>Présidente du Comité d'éthique et membre du Comité d'audit et du Comité des nominations et des rémunérations</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Administratrice professionnelle</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : <i>En France :</i> Présidente non exécutive de TDF (SAS non cotée) Administratrice du groupe Bouygues Administratrice de la société Eurotunnel Administratrice de la société Nexans Membre du comité stratégique de la recherche, rapportant directement au Premier Ministre français</p> <p><i>À l'étranger :</i> Administratrice de la société TGS Nopec Administratrice de la société Crompton Greaves</p>	<p>Administratrice de La Poste Administratrice de Lafarge</p>
<p>Gérard MAGNIN 64 ans</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018</p> <p>Membre du Comité d'éthique</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Membre du Conseil économique, social et environnemental de Franche-Comté Auto-entrepreneur</p>	<p>Délégué général du réseau européen de villes <i>Energy Cities</i></p>
<p>Christian MASSET 58 ans</p> <p>Administrateur depuis le 26 septembre 2014</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018</p> <p>Membre du Comité de la stratégie</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Secrétaire général du ministère des Affaires étrangères et du Développement international</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : Administrateur du Conseil d'administration d'AREVA Administrateur de France Médias Monde Administrateur de l'Agence nationale des titres sécurisés Administrateur de la Commission de récolement des dépôts d'œuvres d'art Administrateur de l'Établissement de préparation et de réponse aux urgences sanitaires Administrateur de l'École nationale d'administration Administrateur de l'Institut français Membre du Comité de l'énergie atomique Membre du Haut Conseil de l'Institut du monde arabe</p>	<p>Président du Conseil d'administration de l'Agence pour l'enseignement du français à l'étranger Administrateur de France Expertise Internationale Administrateur de l'Institut français Administrateur de l'Agence française de développement Administrateur de la Fondation France-Israël Membre du Conseil de surveillance d'AREVA</p>

Conseil d'administration

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
<p>Laurence PARISOT 55 ans</p> <p>Administratrice depuis le 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018</p> <p>Membre du Comité d'audit et du Comité de la stratégie</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Vice-présidente du Directoire du groupe IFOP</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés :</p> <p>Administratrice de BNP Paribas Membre du Conseil de surveillance de Michelin Présidente du Conseil scientifique de la Fondapol Membre du Conseil économique, social et environnemental</p>	<p>Administratrice de la COFACE Membre du Conseil de surveillance de Fives</p>
<p>Philippe VARIN 62 ans</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Président du Conseil d'administration d'AREVA</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : Administrateur de Saint-Gobain Représentant spécial du Ministre des Affaires étrangères et du Développement international pour les pays de l'ASEAN (Association des nations du Sud-Est asiatique) Président du Cercle de l'Industrie</p>	<p><i>En France :</i> Président du Directoire de Peugeot SA Président du Conseil d'administration de Peugeot Citroën Automobiles SA Président du Conseil d'administration de GEFCO SA Administrateur de Banque PSA Finance SA Administrateur de Faurecia SA Membre du Conseil de surveillance d'AREVA</p> <p><i>À l'étranger :</i> Administrateur de PCMA Holding BV Administrateur de BG Group Plc.</p>

Administrateur Représentant de l'État

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
<p>Régis TURRINI 56 ans</p> <p>Administrateur depuis le 15 septembre 2014</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2017</p> <p>Membre du Comité de la stratégie et du Comité des nominations et des rémunérations</p>	<p>Fonction principale exercée en dehors de la Société : Commissaire aux participations de l'État</p> <p>Autres mandats et fonctions exercés : Administrateur de BPI Groupe Administrateur de Renault Administrateur de Thales</p>	<p><i>En France :</i> Administrateur de SFR Membre du Conseil de surveillance de Groupe Canal +</p> <p><i>À l'étranger :</i> Administrateur de Activision Blizzard Membre du Conseil de surveillance de Maroc Telecom Administrateur de Universal Music Group Administrateur de GVT</p>

Administrateurs élus par les salariés

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
<p>Christine CHABAUTY 43 ans</p> <p>Attachée commerciale Grands Comptes à la Direction Commerce d'EDF</p> <p>Administratrice depuis le 23 novembre 2009</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2019</p> <p>Membre du Comité d'éthique</p>	<p>Conseillère prud'homale</p>	
<p>Jacky CHORIN 55 ans</p> <p>Chargé de mission auprès du Directeur des Ressources humaines de la Direction Production-Ingénierie d'EDF</p> <p>Administrateur⁽¹⁾ depuis le 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2019</p> <p>Membre du Comité d'audit, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique</p>	<p>Membre du Conseil économique, social et environnemental (section des activités économiques)</p> <p>Membre du Conseil supérieur de l'énergie</p> <p>Membre du Conseil national du débat sur la transition énergétique puis du Conseil national de la transition écologique</p>	<p>Représentant de Force Ouvrière au bureau de l'Institut de recherches économiques et sociales (IRES), organisme de recherche intersyndical placé auprès du Premier Ministre</p> <p>Secrétaire fédéral de FO Énergie et Mines, chargé du pôle Expertises</p>
<p>Marie-Hélène MEYLING 54 ans</p> <p>Ingénieur senior à la Direction Optimisation Amont/Aval et Trading d'EDF</p> <p>Administratrice depuis le 1^{er} septembre 2011</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2019</p> <p>Membre du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires, du Comité de la stratégie et du Comité d'éthique</p>	<p>Membre suppléante du Conseil supérieur de l'énergie (CSE) comme représentante des salariés des Industries électriques et gazières au titre de la CFDT</p>	

(1) Jacky Chorin a été administrateur d'EDF (EPIC puis SA) de septembre 2004 à novembre 2009.

Conseil d'administration

Prénom, nom, date de naissance, mandats ou fonctions exercés dans la Société	Mandats en cours/Fonction principale exercée en dehors de la Société	Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années
<p>Jean-Paul RIGNAC 52 ans</p> <p>Ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et Développement d'EDF</p> <p>Administrateur depuis le 7 novembre 2007</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2019</p> <p>Membre du Comité de la stratégie</p>		
<p>Christian TAXIL 39 ans</p> <p>Chargé de mission auprès de la Direction des Ressources humaines</p> <p>Administrateur depuis le 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2019</p> <p>Membre du Comité d'audit et du Comité de la stratégie</p>	<p>Élu au bureau du Syndicat mixte d'électricité, de gaz et de télécommunication du Val-d'Oise (SMDEGTVO)</p>	<p>Secrétaire général de la Fédération CFE-CGC Énergies Conseiller municipal à Courdimanche (95) Maire adjoint à Courdimanche Représentant au Conseil supérieur de l'électricité et du gaz, devenu Conseil supérieur de l'énergie</p>
<p>Maxime VILLOTA 55 ans</p> <p>Coordinateur politique achats à la mission Finances et relations industrielles au centre nucléaire de production d'électricité d'EDF (Tricastin)</p> <p>Administrateur depuis le 13 décembre 2006</p> <p>Dernier renouvellement : 23 novembre 2014</p> <p>Échéance du mandat : 22 novembre 2019</p> <p>Membre du Comité d'audit, du Comité de suivi des engagements nucléaires et du Comité des nominations et des rémunérations</p>		

14.1.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Conseil d'administration

Administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires

Jean-Bernard Lévy : ancien élève de l'École Polytechnique (promotion 1973) et de Télécom Paris Tech, Jean-Bernard Lévy, 60 ans, a débuté à France Télécom en 1979 comme ingénieur de travaux à la Direction d'Angers. En 1982, il devient responsable de la gestion des cadres supérieurs et des budgets de personnel au siège, puis adjoint au chef du service du personnel. En 1986, il est nommé conseiller technique au cabinet de Gérard Longuet, Ministre délégué aux Postes et Télécommunications. De 1988 à 1993, Jean-Bernard Lévy dirige l'activité Satellites de télécommunications de Matra Espace, qui devient Matra Marconi Space. En 1993 et 1994, il dirige le cabinet de Gérard Longuet, Ministre de l'Industrie, des Postes et Télécommunications et du Commerce extérieur. En 1995, il est nommé Président-Directeur Général de Matra Communication. En 1998, il rejoint Oddo et Cie comme Directeur Général puis Associé-gérant. À l'été 2002, Jean-Bernard Lévy rejoint Vivendi. Il en est le Directeur Général jusqu'en avril 2005 et en devient le Président du Directoire en avril 2005, jusqu'à juin 2012. De décembre 2012 à novembre 2014, il est le Président-Directeur Général du groupe de défense et d'aérospatial Thales. Depuis le 27 novembre 2014¹, il est Président-Directeur Général du groupe EDF. Jean-Bernard Lévy, marié, quatre enfants, est officier de la Légion d'honneur et officier de l'Ordre national du mérite.

Olivier Appert : ancien élève de l'École polytechnique et ingénieur général des Mines, Olivier Appert, 65 ans, a débuté au service des Mines de Lyon. Après avoir occupé différents postes au ministère de l'Industrie et au cabinet du Premier Ministre, il est ensuite nommé Directeur adjoint du cabinet du Ministre chargé de l'Industrie de 1984 à 1986. En 1987, il prend la responsabilité de la stratégie de la société Télécommunications Radioélectriques et Téléphoniques (TRT). Nommé en 1989 Directeur des hydrocarbures au ministère de l'Industrie, Olivier Appert rejoint en 1994 la Direction Générale de l'IFP où il prend en charge les activités de recherche et développement. En 1998, il est nommé Directeur Général d'Isis, holding technologique dont l'IFP était actionnaire majoritaire. En 1999, il devient Directeur de la Coopération long terme et de l'analyse des politiques énergétiques au sein de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Depuis 2003, il est Président-Directeur Général de l'IFP, devenu en juillet 2010, IFP Énergies Nouvelles (IFPEN). Il est également administrateur de Technip et de CGG depuis 2003. Il est par ailleurs Président du Conseil français de l'énergie depuis 2010 et membre de l'Académie des technologies depuis 2011. Olivier Appert est administrateur d'EDF depuis juin 2013.

Philippe Crouzet : diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), Philippe Crouzet, 58 ans, est ancien maître des requêtes au Conseil d'État. Il a exercé la plus grande partie de sa carrière chez Saint-Gobain, qu'il a rejoint en 1986. Il a été successivement Directeur du Plan, Directeur Général des Papeteries de Condat, Délégué Général en Espagne et au Portugal et Directeur de la branche Céramiques industrielles. De 2000 à 2004, il occupe le poste de Directeur Général Adjoint en charge des Finances, des Achats et des Systèmes d'Information. Il est par la suite nommé Directeur Général Adjoint du groupe en charge du Pôle Distribution Bâtiment, avant de rejoindre Vallourec, leader mondial des tubes en acier pour les marchés de l'énergie. Membre du Conseil de surveillance de Vallourec depuis avril 2008, il devient Président du Directoire du groupe en avril 2009. Il est par ailleurs Vice-président de l'Institut de l'entreprise et administrateur du Théâtre national de l'Opéra-Comique

et du Théâtre de la Ville (Paris). Philippe Crouzet est administrateur d'EDF depuis novembre 2009.

Bruno Lafont : diplômé de l'École des hautes études commerciales (HEC) et ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), Bruno Lafont, 58 ans, a débuté au sein du groupe Lafarge, occupant dès 1983 plusieurs postes à la Direction Financière et à l'International. En 1995, il devient Directeur Général Adjoint Finance du Groupe et rejoint le Comité exécutif avant d'être nommé, en 1998, Président de l'activité Plâtre. Il est nommé, en 2003, Directeur Général délégué du Groupe, puis administrateur en 2005. Nommé Directeur Général en 2006, il devient Président-Directeur Général de Lafarge en 2007. Administrateur d'ArcelorMittal depuis 2011, il est membre du Comité exécutif du Conseil mondial des entreprises pour le Développement durable (WBCSD) depuis novembre 2013 et Président du Pôle Développement durable du MEDEF (Mouvement des entreprises de France) depuis février 2014. Bruno Lafont est administrateur d'EDF depuis mai 2008.

Bruno Léchevin : titulaire d'un diplôme de troisième cycle de l'Institut d'études politiques de Paris, Bruno Léchevin, 63 ans, a débuté chez EDF et a exercé par la suite différents mandats syndicaux. Secrétaire fédéral de la fédération Gaz-Électricité CFDT de 1983 à 1988, il devient Secrétaire général en 1988 et membre du bureau national de la confédération CFDT de 1988 à 1997 puis Secrétaire fédéral de la fédération Chimie-Énergie (1997-1999), tout en étant parallèlement membre du Haut Conseil du secteur public de 1992 à 1999. Nommé en 2000, pour deux ans, commissaire de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), son mandat est ensuite renouvelé pour six ans. Délégué général du Médiateur national de l'énergie de mars 2008 à mars 2013, il exerce en parallèle le rôle de Conseiller spécial auprès du Président de la CRE. Bruno Léchevin est également Vice-président, membre fondateur d'Électriciens sans frontières, organisation intervenant dans le domaine de l'accès à l'énergie et à l'eau dans les pays en développement. Ses principaux domaines d'intervention sont les marchés de l'énergie, la régulation, l'efficacité énergétique et la protection des consommateurs d'énergie. Nommé administrateur au sein du Conseil d'administration de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) en février 2013, il en devient le Président en mars 2013. Bruno Léchevin est administrateur d'EDF depuis mai 2013.

Marie-Christine Lepetit : ancienne élève de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration (ENA), Marie-Christine Lepetit, 53 ans, a intégré dès 1987 l'Inspection générale des finances où elle a exercé des fonctions d'audit et de conseil. Puis en 1991, elle est recrutée par Jean Lemierre à la Direction Générale des impôts pour y mettre en place un contrôle de gestion. En janvier 1995, elle est responsable des travaux de synthèse au service de la législation fiscale avant de rejoindre le cabinet du Premier Ministre Alain Juppé comme Conseillère technique en fiscalité et études macroéconomiques puis en fiscalité et PME de 1995 à 1997. Elle poursuit sa carrière à la Direction Générale des impôts pour améliorer la qualité de service (déclaration préremplie, téléprocédures, certification). Nommée Directrice de la législation fiscale au ministère de l'Économie et des Finances en 2004, elle accompagne à ce titre les réformes fiscales de 2004 à 2012. En parallèle, elle copréside le groupe de travail sur la réforme du financement de la protection sociale en 2006 et cosigne le rapport de la conférence d'experts sur la contribution climat-énergie présidée par Michel Rocard. Elle a également participé au Comité pour la réforme des collectivités locales présidé par Édouard Balladur comme Directrice associée et a été membre de la Commission de rénovation et de déontologie de la vie publique présidée par Lionel Jospin. Elle est chef du service de l'Inspection générale des finances rattaché au Ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique et au Ministre des Finances et des Comptes publics depuis mars 2012. Administratrice de la Fondation nationale des sciences politiques depuis 2013, Marie-Christine Lepetit est administratrice d'EDF depuis mai 2012.

1. M. Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014.

Colette Lewiner : ancienne élève de l'École normale supérieure et agrégée de physique et docteur ès sciences, Colette Lewiner, 69 ans, a rejoint l'Électricité de France en 1979. En 1989, elle crée la Direction du Développement et de la Stratégie commerciale, devenant ainsi la première femme nommée Directeur chez EDF. De 1992 à 1998, elle est Présidente-Directrice Générale de SGN, société d'ingénierie nucléaire, filiale d'AREVA. En 1998, elle rejoint Capgemini pour créer puis diriger jusqu'en juin 2012 le secteur *Global Energy and Utilities*. Depuis juillet 2012, elle exerce, en tant que gérante de la société Cowin, les fonctions de Conseillère dans le domaine de l'énergie. Elle est en outre Présidente non exécutive de TDF (SAS) depuis 2010, membre de l'Académie des technologies et membre du Comité stratégique de la recherche, rapportant directement au Premier Ministre français depuis 2014. Elle est administratrice au sein du groupe Bouygues et des sociétés Eurotunnel, Nexans, TGS Nopec (Norvège) et Crompton Greaves (Inde). Colette Lewiner est administratrice d'EDF depuis avril 2014.

Gérard Magnin : licencié en sciences économiques de l'université de Besançon, titulaire d'un diplôme en génie électrique de l'université de Belfort et d'un diplôme d'études supérieures (DES.) de sciences économiques de l'université Lyon II, Gérard Magnin, 64 ans, a enseigné durant huit ans les sciences économiques et sociales. Il est par la suite, de 1985 à 1994, Délégué régional de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) pour la région de Franche-Comté. Fondateur en 1990 du réseau européen de villes *Energy Cities*, Gérard Magnin en est le Délégué Général de 1994 à juin 2014. Depuis octobre 2013, il est membre du conseil économique, social et environnemental de Franche-Comté. Gérard Magnin est administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2014.

Christian Masset : ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC), Christian Masset, 58 ans, a débuté à la Direction des Affaires politiques du ministère des Affaires étrangères en 1984. En 1987, il est nommé Premier secrétaire auprès de l'ambassade de France à Londres, avant de rejoindre, en 1989, la Direction des Affaires économiques du ministère des Affaires étrangères à Paris. De 1991 à 1994, il est Premier conseiller auprès de l'ambassade de France à Pretoria, puis, de 1994 à 1997, Conseiller à la Représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne. De 1997 à 1999, il exerce la fonction de Conseiller technique auprès du cabinet du Ministre des Affaires étrangères. Ministre conseiller auprès de l'ambassade de France à Rome entre 1999 et 2002, il est Représentant permanent adjoint de la France auprès de l'Union européenne entre 2002 et 2007, puis est nommé Directeur des Affaires économiques et financières du ministère des Affaires étrangères. En 2009, il est nommé Directeur de la Direction Générale de la Mondialisation, du Développement et des Partenariats. À ce titre, il occupe les fonctions de Président du Conseil d'administration de l'Agence pour l'enseignement du français à l'étranger ainsi que du groupement d'intérêt public France coopération internationale. De janvier 2012 à juillet 2014, il est ambassadeur de France au Japon. Depuis le 1^{er} août 2014, il est Secrétaire général du ministère des Affaires étrangères et du développement international. Christian Masset est administrateur d'EDF depuis septembre 2014.

Laurence Parisot : titulaire d'une maîtrise de droit public de l'université de Nancy II, titulaire d'un DEA d'études politiques de l'Institut d'études politiques de Paris, Laurence Parisot, 55 ans, a commencé sa carrière professionnelle en 1983 en qualité de collaboratrice d'Alain Lancelot, Président du CEVIPOF (Centre d'études de la vie politique française). En 1985, elle entre en tant que chargée d'études à l'institut de sondages Louis Harris dont elle devient Directrice Générale en 1986. En 1990, elle rejoint l'institut de sondages et d'études de marchés IFOP et en est nommée Présidente-Directrice Générale. Elle est aujourd'hui Vice-présidente du Directoire du groupe IFOP. En 2005, elle est élue Présidente du MEDEF (Mouvement des entreprises de France) et réélue en 2010. Elle est par ailleurs administratrice de BNP Paribas et membre du Conseil de surveillance de Michelin. Elle est membre du Conseil économique, social et environnemental et préside le Conseil scientifique de la Fondapol. Laurence Parisot est administratrice d'EDF depuis le 23 novembre 2014.

Philippe Varin : ancien élève de l'École polytechnique et de l'École des Mines de Paris, Philippe Varin, 62 ans, a rejoint le groupe Pechiney en 1978 en tant que chercheur. Il occupe par la suite différents postes de direction au sein de ce Groupe (contrôle de gestion, stratégie, direction de projet) avant d'être nommé en 1995 Directeur de la Division Rhenalu puis Directeur Général du secteur de l'aluminium et membre du Comité exécutif du Groupe en 1999. En 2003, il rejoint le groupe sidérurgique anglo-néerlandais Corus en tant que *Chief Executive Officer*. Nommé Président du Directoire de PSA Peugeot Citroën en juin 2009, il quitte le groupe en juin 2014. Il est actuellement Président du Conseil d'administration d'AREVA et administrateur de Saint-Gobain. Philippe Varin est administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2014.

Administrateur Représentant de l'État

Régis Turrini : diplômé des facultés de lettres et de droit ainsi que de l'Institut d'études politiques de Paris, ancien élève de l'École nationale d'administration, Régis Turrini, 56 ans, est avocat au Barreau de Paris. Il a débuté en tant que Conseiller de Tribunal administratif et de Cour administrative d'appel, avant d'intégrer les cabinets Cleary Gottlieb Steen & Hamilton (1989-1992) puis Jeantet & Associés (1992-1995), en qualité d'avocat d'affaires. Il intègre en 1995 Arjil & Associés Banque (groupe Lagardère) en tant que Conseiller de la Gérance, puis Gérant et enfin, à compter de 2000, Associé-gérant. Régis Turrini rejoint Vivendi en janvier 2003, en tant que Directeur des Cessions, Fusions & Acquisitions, Directeur de la Stratégie et du Développement et membre du Comité de Direction Générale. Il est Commissaire aux participations de l'État rattaché au Ministre des Finances et des comptes publics et au Ministre de l'Économie et de l'Industrie et du Numérique depuis septembre 2014. Administrateur de la société BPI Groupe, de Renault et de Thales depuis septembre 2014, Régis Turrini est également administrateur d'EDF depuis septembre 2014.

Administrateurs élus par les salariés

Christine Chabauty : diplômée en Droit, Christine Chabauty, 43 ans, a acquis une expérience professionnelle dans les milieux juridiques et a rejoint, en 2000, la Direction Commerce d'EDF en qualité d'attachée commerciale sur le segment des clients grands comptes. Elle travaille désormais au département Marketing et Opérations de la Direction Grands Comptes. Depuis décembre 2008, elle exerce également un mandat de Conseillère prud'homale. Parrainée par la CGT, réélue en mai 2014, Christine Chabauty est administratrice d'EDF depuis novembre 2009.

Jacky Chorin : diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris et docteur en droit, Jacky Chorin, 55 ans, a débuté sa carrière à EDF en qualité de juriste au Service central de la Direction de l'Équipement en 1983. Il est actuellement chargé de mission auprès du Directeur des Ressources humaines de la Direction Production-Ingénierie d'EDF. Membre du Conseil économique, social et environnemental (section des activités économiques) depuis 2010 et du Conseil supérieur de l'énergie depuis 2012, il est également membre du Conseil national de la transition écologique. Parrainé par le syndicat Force Ouvrière (FO), administrateur d'EDF de septembre 2004 à novembre 2009, il a été réélu en mai 2014. Jacky Chorin est administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2014.

Marie-Hélène Meyling : diplômée en communication de l'université Paris V, Marie-Hélène Meyling, 54 ans, a rejoint EDF en 1982 pour y exercer successivement différentes fonctions dans le domaine de la communication. Elle s'oriente ensuite vers des activités liées à l'ouverture du marché de l'électricité ainsi qu'au soutien aux énergies renouvelables. De 2008 à 2011, elle siège au Comité central d'entreprise d'EDF. Elle est actuellement ingénieur senior à la Direction Optimisation Amont/Aval et Trading d'EDF. En novembre 2012, Marie-Hélène Meyling a en outre obtenu le certificat d'administrateur de sociétés délivré conjointement par l'Institut d'études politiques de Paris et l'Institut français des administrateurs. Parrainée par la CFDT, réélue en mai 2014, Marie-Hélène Meyling est administratrice d'EDF depuis septembre 2011.

Jean-Paul Rignac : titulaire d'un doctorat de l'Institut national polytechnique de Toulouse dans le domaine de l'énergie, Jean-Paul Rignac, 52 ans, a occupé la fonction de Secrétaire du Comité mixte à la production d'EDF Recherche et Développement durant cinq années. Depuis mars 1991, il est ingénieur-chercheur à la Direction Recherche et Développement d'EDF (Centre des Renardières) et travaille actuellement sur l'efficacité énergétique dans le domaine des bâtiments industriels. Parrainé par la CGT, réélu en mai 2014, Jean-Paul Rignac est administrateur d'EDF depuis novembre 2007.

Christian Taxil : diplômé de l'École des Mines de Douai, Christian Taxil, 39 ans, a débuté en 1999 chez EDF Gaz de France Distribution dans des fonctions de management clientèle collectivités locales et concessionnaires. De 2004 à 2008, il est chargé du dialogue social de la branche des Industries électriques et gazières au sein de l'équipe dirigeante de la fédération

CFE-CGC Énergies. En 2008, il rejoint EDF et intègre la Direction de l'Audit du groupe EDF avant d'être élu, de juin 2009 à septembre 2014, Secrétaire général de la fédération CFE-CGC Énergies. Parrainé par la CFE-CGC, il a été élu en mai 2014. Christian Taxil est administrateur d'EDF depuis le 23 novembre 2014.

Maxime Villota : Maxime Villota, 55 ans, est entré chez EDF en 1981. Il a débuté sa carrière au centre nucléaire de production d'électricité (CNPE) de Dampierre-en-Burly avant de rejoindre le CNPE de Tricastin en 1987, où il est aujourd'hui Coordinateur politique achats. Il exerce des responsabilités syndicales au sein de la fédération CGT Mines-Énergie. Parrainé par la CGT, réélu en mai 2014, Maxime Villota est administrateur d'EDF depuis décembre 2006.

14.2 Comité exécutif

14.2.1 Composition du Comité exécutif

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe (voir section 16.3 (« Organes créés par la Direction Générale »)).

À la date de dépôt du présent document de référence, la composition du Comité exécutif est la suivante :

Noms	Fonction
Jean-Bernard Lévy	Président-Directeur Général
Antoine Cahuzac	Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Energies Renouvelables
Henri Lafontaine	Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Clients, Services et Action Régionale
Marianne Laigneau	Directrice Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe
Bruno Lescoeur	Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Gaz et Italie
Dominique Minière	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique
Thomas Piquemal	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe
Vincent de Rivaz	Directeur Exécutif Groupe
Simone Rossi	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Internationale
Pierre Todorov	Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe
Philippe Torrion	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation
Xavier Ursat	Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire

Alexandre Perra est Secrétaire du Comité exécutif.

14.2.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif

Antoine Cahuzac, 60 ans, diplômé de l'École polytechnique et de l'École de la météorologie nationale. Après un premier poste d'ingénieur au ministère des Transports, Antoine Cahuzac intègre en 1982 la Direction des Études et Recherches d'EDF. En 1985, il rejoint le service des swaps du Crédit commercial de France (CCF), dont il prend la direction en 1988. Après un passage de trois ans chez Vinci où il est chargé de mission auprès du Directeur Général de la société, il revient au CCF en 1994 où il occupe successivement différentes fonctions au sein de la Banque d'investissement

du CCF puis d'HSBC à compter de 2000 en étant, durant de nombreuses années, coresponsable du secteur *Energy and Utility* pour le groupe HSBC. Avant de rejoindre la France en 2008 pour suivre les ETI pour le compte du Directeur Général d'HSBC France, il est basé à Dubaï, près de trois ans, pour suivre la zone MENAT pour le compte de la Banque d'investissement. Depuis mai 2011, il était responsable des activités de Banque privée d'HSBC en France. Il était également membre du Comité de Direction d'HSBC France depuis de nombreuses années. Antoine Cahuzac est Directeur Général d'EDF Énergies Nouvelles depuis 2012 et Directeur Exécutif Groupe chargé du Pôle Énergies Renouvelables depuis mars 2015. Il est également administrateur d'EDF Luminus et d'EDF Trading.

Henri Lafontaine, 58 ans, ingénieur diplômé de Supélec, titulaire d'une maîtrise de mathématiques. Henri Lafontaine intègre EDF en 1983, où il

Comité exécutif

occupe différentes responsabilités à la Direction de la Distribution. En 1997, il devient Directeur Délégué d'EDF GDF Services Corse puis Directeur d'EDF GDF Services Marseille en 2000. En 2002, il est nommé Directeur Général d'Edenor, premier distributeur d'énergie électrique en Argentine avec 25 % du marché. Edenor est alors l'une des principales filiales internationales du groupe EDF. En 2005, il est nommé Directeur du projet « Filialisation du distributeur » qui a conduit à la création d'ERDF, puis Directeur des Systèmes Énergétiques Insulaires d'EDF en 2007 avant de devenir Directeur d'EDF Entreprises à la Direction Commerce en 2010. Il devient Directeur Exécutif Délégué en septembre 2012, puis Directeur Exécutif Groupe en juillet 2013, chargé du Commerce, de l'Optimisation, du Trading et des Systèmes Énergétiques Insulaires. En mars 2015, il est nommé Directeur Exécutif Groupe chargé du Pôle Clients, Services et Action Régionale. Il assure la Direction opérationnelle de la Direction Commerce d'EDF et supervise Dalkia, TIRU et Citelum. Il est également Président de Citelum et administrateur des sociétés Dalkia, EDF Energy, EDF Fenice, EDF International et de la Fondation EDF.

Marianne Laigneau, 50 ans, ancienne élève de l'École normale supérieure de Sèvres et de l'École nationale d'administration (ENA), agrégée de lettres classiques et diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris. Marianne Laigneau est Conseillère d'État. À sa sortie de l'ENA, Marianne Laigneau intègre le Conseil d'État et est notamment conseillère juridique du ministère de la Coopération, chargée de mission pour la coopération internationale au Commissariat à la réforme de l'État, membre des missions électorales de l'ONU au Mozambique et de l'Union européenne à Gaza. En 1997, elle est détachée au ministère des Affaires étrangères et occupe le poste de Premier conseiller à l'ambassade de France à Tunis chargée des négociations, des affaires politiques, communautaires et juridiques et de la communication. De 2000 à 2002, au sein du Conseil d'État, elle fut notamment chargée de mission auprès de la directrice de l'ENA, Conseillère juridique du ministère de la Culture, maître de conférences de droit public à l'ENA. En 2003, Marianne Laigneau rejoint Gaz de France comme chef de service des Affaires institutionnelles à la Direction Générale, puis en septembre 2004 devient Déléguée aux Affaires publiques. Elle rejoint le groupe EDF en 2005 comme Directrice Juridique puis Secrétaire Générale adjointe et devient en 2007 Secrétaire Générale, membre du Comité exécutif. Marianne Laigneau est Directrice des Ressources humaines du Groupe EDF depuis le 1^{er} décembre 2010. Elle est par ailleurs membre du Conseil général de la Banque de France et Présidente de l'Association des anciens élèves de l'ENS Ulm.

Bruno Lescœur, 61 ans, ancien élève de l'École Polytechnique (1973), diplômé de l'École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique (ENSAE) et de l'Institut d'Études Politiques de Paris (1978). Il intègre EDF en 1978 au service des Études Économiques Générales et est responsable des questions tarifaires. Chef de la subdivision de distribution mixte (EDF et GDF) de Mulhouse en 1987, il rejoint Londres en 1990 où il négocie et établit la position d'EDF dans la nouvelle organisation de l'industrie électrique de Grande-Bretagne. Directeur d'EDF GDF Services Var de 1991 à 1993, il rejoint alors la direction financière d'EDF et en devient Directeur Délégué, en charge de la trésorerie, du financement et des fusions-acquisitions en France et à l'international. Il est nommé en 1998 Président de London Electricity, qu'il développe pour en faire ce qui devient EDF Energy. De début 2002 à fin 2004, il est Directeur de la Production, de l'Ingénierie et du Trading du Groupe, au moment où EDF restructure son parc thermique et choisit de construire le nouveau réacteur nucléaire EPR à Flamanville. En décembre 2004, il est nommé Directeur Général Adjoint d'EDF, membre du Comité exécutif, en charge de l'international, il négocie notamment la sortie d'EDF d'Amérique Latine et participe à la promotion de l'EPR à l'international tant aux États-Unis (accord de 2007 avec Constellation) qu'en Chine (Taishan). En 2008, chargé du développement des activités gazières d'EDF, il négocie l'accord de coopération avec Gazprom (incluant la participation d'EDF dans le projet South Stream), et conduit le développement du terminal de regazéification de Dunkerque, en partenariat avec TOTAL et Fluxys. En 2010, membre du nouveau Comité de Direction du Groupe, il devient également responsable de l'Italie et l'Europe du sud. Il est nommé en avril 2011 administrateur délégué d'Edison dont EDF prend ensuite le contrôle, et qui devient la plateforme gazière du groupe. Il est alors confirmé comme administrateur délégué d'Edison, directeur gaz du Groupe et responsable de l'Italie et l'Europe du sud. Bruno Lescœur est,

depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Gaz et Italie. Il est également Président de l'Observatoire Méditerranéen de l'Énergie.

Dominique Minière, 56 ans, diplômé de l'École des Mines de Paris (1978). Entré en 1982 comme jeune ingénieur chez EDF, il exerce rapidement des responsabilités au sein du département Maintenance de la Direction chargée de l'Exploitation des centrales de production d'électricité nucléaire et thermique françaises ; près du tiers du parc actuellement en fonctionnement est mis en service sur cette période. De 1986 à 1989, il participe au démarrage de la centrale nucléaire de Golfech (Tarn-et-Garonne), puis, de 1993 à 1997, au démarrage de la centrale nucléaire de Daya Bay en Chine. Il rejoint, en 1997, la centrale de Cattenom (Moselle), dont il prend la direction en 1999. De 2002 à 2013, il occupe successivement les postes de Directeur adjoint puis de Directeur de la Division Production nucléaire, qui supervise les 58 unités de production nucléaire d'EDF en France. En mars 2013, il devient Directeur Délégué de la Direction Production Ingénierie, qui porte la responsabilité de l'ensemble du parc de production d'électricité nucléaire, thermique et hydraulique d'EDF. Il est, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique.

Thomas Piquemal, 45 ans, diplômé de l'École supérieure des sciences économiques et commerciales (ESSEC). Thomas Piquemal commence sa carrière en 1991 au sein du cabinet d'audit Arthur Andersen, où il se spécialise dans la restructuration d'entreprises en difficulté. En 1995, il rejoint le Département Fusions-Acquisitions de la banque Lazard Frères, pour en devenir Associé-gérant cinq ans plus tard. Dans ce cadre, il dirige plusieurs grandes opérations financières et stratégiques dans les secteurs des *utilities*, de la distribution, des services financiers et de l'immobilier, dans le cadre de restructurations de capital, de privatisations ou d'introductions en bourse. En 2008, il prend la responsabilité à Londres du partenariat stratégique signé entre Lazard et le fonds d'investissement américain Apollo dans le domaine de l'investissement en Europe. En janvier 2009, Thomas Piquemal rejoint Veolia Environnement en qualité de Directeur Général Adjoint en charge des Finances et intègre le Comité exécutif du groupe. À ce titre, il s'attache à la réduction de la dette à travers notamment un plan de cession d'actifs. Engagé dans la lutte contre l'exclusion, Thomas Piquemal fonde en 2008, aux côtés de Christophe Tiozzo, triple champion du monde de boxe, l'Académie Christophe-Tiozzo, avec pour objectif de favoriser l'insertion sociale et professionnelle des jeunes issus des quartiers dits « sensibles ». Thomas Piquemal est depuis février 2010 Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Financière Groupe.

Vincent de Rivaz, 61 ans, ingénieur diplômé de l'École nationale supérieure d'hydraulique de Grenoble. Vincent de Rivaz commence sa carrière au sein du groupe EDF en 1977 comme ingénieur hydraulicien du Département Ingénierie Externe, participant à la construction d'ouvrages hydroélectriques en Afrique, Guyane et Nouvelle-Calédonie. De 1985 à 1991, il est responsable de la région Extrême-Orient à la Direction Internationale et œuvre au développement du Groupe en Chine, dans les domaines nucléaire, thermique, hydraulique et distribution. Entre 1991 et 1994, il est Directeur du Centre National d'Équipement Hydraulique d'EDF, en charge de l'ingénierie des projets hydrauliques du groupe EDF, en France et à l'étranger, et pilote notamment le démarrage du projet de Nam Theun 2 au Laos. En 1995, il est nommé Directeur Adjoint de la Direction Internationale puis en devient le Directeur des Grands Projets. À ce titre, il assure le développement des projets d'investissement d'EDF dans les IPP notamment en Chine, en Égypte, au Mexique, au Vietnam et au Laos ainsi que les acquisitions de sociétés en Pologne, en Suisse et en Angleterre, dont London Electricity en 1998. En 1999, Vincent de Rivaz est nommé Directeur Délégué de la Direction Financière puis devient en 2000 le Directeur des Stratégies et Opérations Financières. Nommé Président-Directeur Général de LE Group en Angleterre en février 2002, il dirige les opérations d'acquisition et d'intégration de la société Seaboard, avec l'ancien London Electricity et les réseaux de l'Est de l'Angleterre, créant EDF Energy en 2003. En 2008 et 2009, l'acquisition puis l'intégration de British Energy, le grand opérateur nucléaire britannique, font d'EDF Energy le leader sur le marché de l'électricité britannique, premier producteur et premier fournisseur d'électricité. En 2010, il dirige la mise en œuvre de la cession de l'activité des réseaux de distribution d'EDF Energy. Il conduit le développement des projets de nouveau nucléaire d'EDF en Grande-Bretagne, avec le projet Hinkley Point C comme premier objectif. Vincent de Rivaz est actuellement Président-Directeur Général d'EDF Energy et, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe d'EDF.

Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts
des membres des organes d'administration et de Direction Générale

Simone Rossi, 46 ans, diplômé de l'université Bocconi (Milan) en administration des affaires. Simone Rossi commence sa carrière comme consultant, d'abord chez KPMG Consulting en *corporate finance*, puis à partir de 1996 chez McKinsey & Company, où il se spécialise principalement dans les secteurs de l'énergie, des institutions financières et des technologies d'information et de communication. En 2004, il entre chez Edison SpA à Milan, en tant que responsable stratégie, avant d'être promu Directeur du Contrôle financier et des Systèmes d'Information en 2007. Fin 2009, il est nommé Directeur Financier de Constellation Energy Nuclear Group (CENG), société basée à Baltimore aux États-Unis. Il devient ensuite *Chief Financial Officer* d'EDF Energy en avril 2011. Simone Rossi est, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Internationale d'EDF.

Pierre Todorov, 57 ans, ancien élève de l'École Normale Supérieure (Ulm) et de l'École Nationale d'Administration (ENA), agrégé de philosophie. Pierre Todorov est auditeur, puis maître des requêtes au Conseil d'État de 1986 à 1990. Il rejoint à cette date le Groupe Lagardère, au sein duquel il exerce diverses fonctions dans la branche médias, notamment celle de Directeur Général Adjoint International d'Hachette Filipacchi. En 1997, il est nommé Secrétaire Général du Groupe Accor, fonction qu'il exerce jusqu'en 2008. Entre 2008 et 2011, il est associé du cabinet d'avocats Hogan Lovells LLP, puis il rejoint PSA Peugeot Citroën en 2011, en qualité de Secrétaire Général, membre du Comité de Direction générale. Pierre Todorov est Secrétaire Général et membre du Comité Exécutif du Groupe EDF depuis le 2 février 2015.

Philippe Torrion, 60 ans, ancien élève de l'École polytechnique et diplômé de l'École nationale supérieure des Mines. Philippe Torrion commence sa carrière à EDF en 1977 en tant que cadre à la Direction Régionale Paris et occupe jusqu'en 1999 différentes fonctions au sein de l'entreprise : cadre technique

au centre de distribution de Boulogne-sur-Mer, ingénieur économiste puis chef de Département Économie interne au Service des études économiques générales. Il devient Directeur du centre EDF-GDF Services Gard-Cévennes en 1992, puis cinq ans plus tard chef du service Économie du système à la Direction Production-Transport. En 1999, il est nommé Directeur de la Stratégie, puis en 2001 Délégué à l'Action régionale et Délégué Régional PACA, avant de devenir Directeur Général d'EDF Trading en 2005. À partir d'août 2008, il dirige la Direction Optimisation Amont-Aval & Trading (DOAAT). Philippe Torrion est, depuis mars 2015, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation d'EDF. Il assure également la Présidence du Conseil d'administration d'EDF Trading.

Xavier Ursat, 48 ans, diplômé de l'École Polytechnique et de Télécom Paris. Il entre à EDF en 1991 où il exerce d'abord diverses fonctions au sein de l'ingénierie hydraulique jusqu'en 2002. Il pilote notamment la réalisation des centres de conduite hydraulique d'EDF et contribue à des projets internationaux, notamment en Amérique du Sud. De 2002 et 2005, il est Chargé de mission auprès du Directeur Général Adjoint d'EDF en charge de la Production et de l'Ingénierie. De 2005 à 2007, il est Directeur Adjoint de l'Unité de Production Alpes à Grenoble et de 2007 à 2010, Directeur de l'Unité de Production Sud-Ouest à Toulouse. De 2010 à 2014, il est successivement Directeur Délégué et Directeur de la Division Production et Ingénierie Hydraulique. Depuis mars 2015, Xavier Ursat est Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire. Il est également membre du Conseil d'administration de l'ONEMA (Office National de l'Eau et des Milieux Aquatiques), administrateur d'EDF Energies Nouvelles et d'EDF Norte Fluminense, membre du Comité National de l'Eau et gouverneur du Conseil Mondial de l'Eau.

14.3 Absence de liens familiaux, de condamnation et de conflits d'intérêts des membres des organes d'administration et de Direction Générale

14.3.1 Absence de liens familiaux

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun lien de nature familiale entre les membres des organes d'administration ou de Direction Générale.

14.3.2 Absence de condamnation

À la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a fait l'objet, au cours des cinq dernières années au moins : (i) d'une condamnation pour fraude, (ii) d'une faillite, mise sous séquestre ou liquidation ni (iii) d'une incrimination ou sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires.

Par ailleurs, à la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur au cours des cinq dernières années.

14.3.3 Conflits d'intérêts

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date de dépôt du présent document de référence aucun conflit d'intérêts potentiel à l'égard d'EDF entre les devoirs des membres du Conseil d'administration et de la

Direction Générale de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs (concernant les règles applicables aux membres du Conseil d'administration en matière de conflits d'intérêts, voir la section 16.2.1.3 (« Obligations et devoirs des administrateurs »)). Du fait du mandat de Président du Conseil d'administration d'Areva de Monsieur Philippe Varin, la Société a mis en place une procédure spécifique visant à régler les situations qui pourraient engendrer des risques de conflits d'intérêts éventuels.

Sous réserve des dispositions légales et réglementaires particulières applicables à la composition du Conseil d'administration de la Société (voir sections 14.1.1 (« Composition du Conseil d'administration ») et 16.2.1.1 (« Composition du Conseil »)), il n'existe à la connaissance de la Société aucun arrangement ou accord conclu avec des actionnaires, clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration ou un membre de la Direction Générale a été nommé en cette qualité.

À la connaissance de la Société, il n'existe aucune restriction acceptée par un membre du Conseil d'administration concernant la cession dans un certain laps de temps de sa participation dans le capital de la Société, à l'exception des restrictions résultant du Code de déontologie boursière d'EDF (voir section 16.5 (« Code de déontologie boursière »)).

En outre, les mandataires sociaux qui détiendraient des parts de Fonds Communs de Placement du Plan d'épargne entreprise du groupe EDF investis en actions EDF, ou qui auraient acheté des actions à l'État dans le cadre des lois de privatisations, peuvent être soumis aux règles de blocage ou d'incessibilité résultant des dispositions applicables à ces opérations.

Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants

14.4 Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants

14.4.1 Participation des administrateurs

Au 31 décembre 2014, les membres du Conseil d'administration de la Société détenaient un total de 3 316 actions. Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par les administrateurs en fonction au 31 décembre 2014 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2014
Christine CHABAUTY	6
Jacky CHORIN	217
Philippe CROUZET	200
Bruno LAFONT	150
Colette LEWINER ⁽¹⁾	1 771
Marie-Hélène MEYLING ⁽²⁾	28
Christian TAXIL ⁽³⁾	912
Maxime VILLOTA ⁽³⁾	32
TOTAL	3 316

(1) Actions détenues en propre et par l'intermédiaire d'un FCPE.

(2) Actions détenues en propre.

(3) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

M^{mes} Lepetit et Parisot et MM. Appert, Léchevin, Lévy, Magnin, Masset, Rignac, Turrini et Varin ne détenaient aucune action EDF au 31 décembre 2014.

Le tableau ci-dessous détaille le nombre d'actions EDF détenues individuellement par les administrateurs en fonction au 31 décembre 2013 :

	Nombre d'actions EDF détenues au 31/12/2013
Henri PROGLIO ⁽¹⁾	51
Christine CHABAUTY ⁽²⁾	23
Philippe CROUZET ⁽¹⁾	200
Mireille FAUGÈRE ⁽¹⁾	106
Alexandre GRILLAT ⁽²⁾	59
Michael JAY ⁽¹⁾	200
Bruno LAFONT ⁽¹⁾	150
Philippe MAÏSSA ⁽¹⁾⁽³⁾	39
Pierre MARIANI ⁽¹⁾	1
Marie-Hélène MEYLING ⁽¹⁾	28
Maxime VILLOTA ⁽²⁾	30
TOTAL	887

(1) Actions détenues en propre.

(2) Actions détenues par l'intermédiaire d'un FCPE.

(3) Administrateur jusqu'au 31 janvier 2014.

M^{me} Lepetit et MM. Appert, Azéma, Léchevin, Morin, Rignac et Sellal ne détenaient aucune action EDF au 31 décembre 2013.

**Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF
par les mandataires sociaux et les dirigeants****14.4.2 Opérations réalisées
sur les titres de la Société**

Aux termes de l'article L. 621-18-2 du Code monétaire et financier, les dirigeants des sociétés dont les actions sont admises aux négociations sur un marché réglementé doivent déclarer les opérations effectuées sur les titres de la société à l'AMF et à la société dans un délai de cinq jours de négociation suivant leur réalisation.

Le règlement général de l'AMF¹ dispose par ailleurs que le Conseil d'administration d'EDF doit rendre compte dans son rapport annuel à l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires des opérations qui ont été déclarées par les dirigeants et les personnes assimilées² au cours du dernier exercice.

Aucune opération sur les titres EDF n'a été déclarée à l'AMF ou à la Société au cours de l'exercice 2014 par les membres du Conseil d'administration et du Comité exécutif de la Société.

1. Article 223-26 du règlement général de l'AMF.

2. Au sein d'EDF, les personnes « assimilées aux dirigeants » sont les membres du Comité exécutif de la Société.

15

Rémunération et avantages



EDF – Stéphanie Jayet ▲ Christel Sasso ▼



15.1	Rémunération des mandataires sociaux	226
15.1.1	Rémunération globale du Président-Directeur Général	226
15.1.1.1	Modalités de détermination de la rémunération	227
15.1.1.2	Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général	227
15.1.1.3	Autres éléments de rémunération	227
15.1.2	Rémunération globale des administrateurs	228
15.2	Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages	229
15.3	Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites	229

15.1 Rémunération des mandataires sociaux

Les rémunérations et avantages de toutes natures versés durant l'exercice 2014 aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés contrôlées sont détaillés ci-dessous.

Les tableaux figurant ci-après ont été établis selon le format préconisé par le code consolidé de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF modifiée le 5 décembre 2014.

15.1.1 Rémunération globale du Président-Directeur Général

Le tableau ci-dessous présente la synthèse des rémunérations de toutes natures dues à Henri Proglio, Président-Directeur Général jusqu'au 22 novembre 2014, au titre des exercices 2013 et 2014.

Tableau de synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées aux dirigeants mandataires sociaux ⁽¹⁾

(en euros)	Exercice 2014	Exercice 2013
Henri Proglio, Président-Directeur Général jusqu'au 22 novembre 2014		
Rémunérations dues au titre de l'exercice	415 818	457 696
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice ⁽²⁾	néant	néant
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice ⁽²⁾	néant	néant
TOTAL	415 818	457 696

(1) Tableau n° 1 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.

(2) Comme indiqué à la section 15.3, la Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions.

Concernant la rémunération de M. Jean-Bernard Lévy, nommé Président-Directeur Général d'EDF par décret du 27 novembre 2014, voir la section 15.1.1.2.

Tableau récapitulatif des rémunérations des dirigeants mandataires sociaux ⁽¹⁾

Le tableau ci-dessous détaille les rémunérations de toutes natures dues et versées à Henri Proglio, Président-Directeur Général jusqu'au 22 novembre 2014, au titre des exercices 2013 et 2014.

(en euros)	Exercice 2014		Exercice 2013	
	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Henri Proglio, Président-Directeur Général jusqu'au 22 novembre 2014				
Rémunération fixe	402 632 ⁽²⁾	402 632 ⁽²⁾	450 000	450 000
Rémunération variable	0	0	0	286 250 ⁽³⁾
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Jetons de présence	néant	néant	néant	néant
Avantages en nature ⁽⁴⁾	13 186	13 186	7 696	7 696
TOTAL	415 818	415 818	457 696	743 946

(1) Tableau n° 2 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.

(2) Montant calculé au prorata jusqu'à la date de fin du mandat de Président-Directeur Général de M. Henri Proglio le 22 novembre 2014.

(3) Correspond au solde de la part variable due au titre de l'exercice 2012, versé courant 2013.

(4) Ces avantages en nature consistent en la mise à disposition d'un véhicule de fonction et l'avantage en nature énergie.

Concernant la rémunération de M. Jean-Bernard Lévy, voir section 15.1.1.2.

15.1.1.1 Modalités de détermination de la rémunération

En application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953 et de l'article L. 225-47 du Code de commerce, les éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général sont fixés par le Conseil d'administration de la Société sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations et approuvés par le Ministre chargé de l'économie après consultation des Ministres intéressés.

Le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 a modifié le décret du 9 août 1953 en instaurant un plafonnement à 450 000 euros pour la rémunération des mandataires sociaux des entreprises publiques auxquelles ce décret est applicable.

15.1.1.2 Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

Rémunérations de M. Henri Proglio au titre des exercices 2013 et 2014

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration d'EDF réuni le 3 avril 2013 a décidé de fixer, à compter du 1^{er} octobre 2012, la rémunération du Président-Directeur Général au niveau du plafond institué par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012, soit une rémunération fixe annuelle de 450 000 euros sans part variable.

Cette rémunération a été maintenue au titre de l'exercice 2014.

Conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF, les éléments de la rémunération du Président-Directeur Général au titre de l'exercice 2013 ont été soumis pour la première fois pour avis consultatif à l'Assemblée générale du 15 mai 2014. L'Assemblée s'est prononcée favorablement sur les éléments qui lui ont été soumis à 99,96 % des voix.

Rémunérations de M. Jean-Bernard Lévy au titre des exercices 2014 et 2015

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration réuni le 8 avril 2015 a décidé de fixer à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général au titre des exercices 2014 et 2015 et que cette rémunération serait calculée, au titre de l'exercice 2014, prorata temporis à compter de la nomination de M. Jean-Bernard Lévy en qualité de Président-Directeur Général par intérim le 23 novembre 2014, soit un montant à verser au titre de l'exercice 2014 correspondant à 47 368 euros bruts.

Le Conseil d'administration a également décidé l'attribution au Président-Directeur Général d'une indemnité de rupture dans les conditions décrites au paragraphe 15.1.1.3 ci-dessous.

15.1.1.3 Autres éléments de rémunération

En 2014, MM. Henri Proglio¹ et Jean-Bernard Lévy² n'ont perçu aucun jeton de présence au titre de leurs mandats de Présidents du Conseil d'administration et administrateurs d'EDF. Ils n'ont par ailleurs perçu aucun jeton de présence au titre de mandats exercés dans des sociétés contrôlées par EDF, ni aucune rémunération de quelque nature que ce soit de la part de sociétés contrôlées.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au Président-Directeur Général en 2014, et aucune option n'a été exercée au cours de l'exercice. De même, aucune action n'a été attribuée gratuitement au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé, et aucune n'est devenue disponible.

MM. Henri Proglio et Jean-Bernard Lévy n'ont reçu aucune prime d'arrivée de la part d'EDF.

Contrat de travail, retraite supplémentaire, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Dirigeant mandataire social ⁽¹⁾	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement des fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Henri Proglio, Président-Directeur Général jusqu'au 22 novembre 2014	non	non	non	non

(1) Tableau n° 11 de la position-recommandation n° 2009-16 de l'AMF.

M. Henri Proglio n'a bénéficié d'aucune indemnité liée à la cessation de ses fonctions au sein de la Société en 2014.

Dirigeant mandataire social ⁽¹⁾	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement des fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général depuis le 27 novembre 2014 ⁽²⁾	non	non	oui	non

(1) Tableau n°11 de la position-recommandation 2009-16 de l'AMF.

(2) M. Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014.

1. Jusqu'au 22 novembre 2014.

2. Depuis le 23 novembre 2014.

Sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations, le Conseil d'administration réuni le 8 avril 2015 a décidé l'attribution à M. Jean-Bernard Lévy d'une indemnité de rupture conforme aux dispositions du Code de commerce et aux recommandations du code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF en cas de cessation de son mandat de Président-Directeur Général d'Electricité de France. Cette indemnité est soumise aux conditions et modalités suivantes :

- **fait générateur de l'indemnité** : octroi définitif de l'indemnité sur décision du Conseil d'administration, uniquement en cas de départ contraint (révocation sauf pour faute grave ou lourde) ;
- **modalités de calcul et plafond** : montant initial de l'indemnité de rupture de 200 000 euros bruts après un an d'ancienneté à compter de la date de première nomination, soit le 23 novembre 2014, ensuite augmenté de 60 000 euros bruts par trimestre d'ancienneté supplémentaire, dans la limite du plafond d'un an de rémunération ;
- **critère de performance** : le paiement de l'indemnité de rupture ne sera dû que dans le cas où l'EBITDA Groupe budgété est atteint à hauteur de 80 % au moins sur deux des trois derniers exercices écoulés au moment de la cessation des fonctions ; dans l'hypothèse où la cessation des fonctions interviendrait au cours de la deuxième année d'exercice du mandat, le

Conseil appréciera l'atteinte de ce critère sur la base du dernier exercice écoulé ; dans l'hypothèse d'une cessation des fonctions au cours de la troisième année du mandat, l'atteinte du critère sera mesurée sur les deux derniers exercices écoulés.

Voir en annexe C le rapport spécial des commissaires aux comptes sur un engagement réglementé visé à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce.

15.1.2 Rémunération globale des administrateurs

Aucune rémunération exceptionnelle au titre de leur mandat n'a été versée aux administrateurs au cours de l'exercice 2014.

Le tableau ci-dessous fait apparaître le montant des jetons de présence versés en 2013 et 2014 aux membres du Conseil d'administration.

Les montants versés au cours d'un exercice correspondent aux jetons de présence attribués au titre de la part fixe à hauteur de 50 % pour le premier semestre de cet exercice et de 50 % pour le second semestre de l'exercice précédent, ainsi que 100 % de la part variable de l'exercice précédent.

Tableau des jetons de présence versés aux administrateurs ⁽¹⁾

(en euros)	2014	2013
Philippe Crouzet	30 000	36 783
Mireille Faugère ⁽²⁾	33 448	47 972
Michael Jay	39 310	38 182
Bruno Lafont	23 104	34 685
Colette Lewiner ⁽³⁾	4 444	-
Pierre Mariani	44 138	42 378
Henri Proglio ⁽⁴⁾	n. a.	n. a.
TOTAL	174 444	200 000

n. a. : non applicable.

(1) Montants bruts.

(2) Administrateur jusqu'au 8 avril 2014.

(3) Administrateur depuis le 11 avril 2014.

(4) Administrateur jusqu'au 22 novembre 2014.

Enveloppe et répartition des jetons de présence

Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le Président du Conseil d'administration d'EDF ne perçoit pas de jeton de présence.

En application de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, les jetons de présence alloués aux administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance et ayant la qualité d'agent public de l'État sont versés au budget de l'État. Il en va de même des jetons de présence dépassant un plafond fixé par arrêté du Ministre chargé de l'économie ¹ à percevoir par les autres administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État et n'ayant pas la qualité d'agent public de l'État.

Concernant le Représentant de l'État nommé en application de l'article 4 de l'ordonnance du 20 août 2014, toute rémunération qu'il perçoit à raison de l'exercice de son mandat est versée au budget de l'État.

Après avis du Comité des nominations et des rémunérations et approbation par le Ministre chargé de l'économie et le Ministre chargé de l'énergie en application de l'article 3 du décret n° 53-707 du 9 août 1953, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires le montant de l'enveloppe des jetons de présence à allouer ensuite aux administrateurs suivant la répartition décidée par le Conseil d'administration. L'Assemblée générale du 24 mai 2011, sur proposition du Conseil d'administration, avait approuvé un montant de 200 000 euros pour l'enveloppe annuelle des jetons de présence pour l'exercice 2011 et les exercices ultérieurs et ce, jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée.

Compte tenu des modifications apportées à la composition du Conseil d'administration d'EDF en application de l'ordonnance du 20 août 2014, l'Assemblée générale du 21 novembre 2014, sur proposition du Conseil d'administration après avis du Comité des nominations et des rémunérations, a décidé d'augmenter l'enveloppe de jetons de présence alloués au Conseil pour l'exercice 2014 pour la porter à 226 000 euros et de fixer l'enveloppe annuelle de jetons de présence alloués au Conseil pour 2015 et les années ultérieures à 440 000 euros.

1. Un arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6-V de l'ordonnance du 20 août 2014 précise que la Société verse au budget de l'État la rémunération excédant un plafond de 30 % de la rémunération qui devrait être perçue par ces administrateurs.

Les modalités de répartition de l'enveloppe annuelle de jetons de présence, applicables depuis l'exercice 2011, ont été adoptées par le Conseil d'administration du 22 juin 2011 sur proposition du Comité des nominations et des rémunérations. Le montant total de l'enveloppe se répartit entre une part fixe et une part variable, représentant chacune la moitié de l'enveloppe, réparties comme suit :

- la part fixe est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés ;
- la répartition de la part variable entre les administrateurs est déterminée par application d'un coefficient variable selon le type de réunions (Conseil ou Comité) et selon les fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) : un coefficient 2 pour la présence à une séance du Conseil d'administration, un coefficient 2 pour la présence d'un Président à une réunion de Comité, et enfin un coefficient 1 pour la présence d'un administrateur en tant que membre à une réunion de Comité. La part variable est divisée par le total des coefficients de l'exercice afin de déterminer la valeur unitaire du coefficient.

15.2 Sommes provisionnées pour pensions, retraites ou autres avantages

Les mandataires sociaux de la Société ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite supplémentaire (voir section 15.1.1.3 (« Autres éléments de rémunération »)).

15.3 Options de souscription ou d'achat d'actions – actions gratuites

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions¹.

1. À l'exception, le cas échéant, des administrateurs élus par les salariés, qui peuvent bénéficier des dispositifs mis en place par la Société au profit de l'ensemble de ses salariés.

16

Fonctionnement des organes d'administration et de direction



EDF – Bruno Conty ▲ Marc Didier ▼



16.1	Code de gouvernement d'entreprise	232
16.2	Fonctionnement du Conseil d'administration	233
16.2.1	Composition et fonctionnement du Conseil d'administration	233
16.2.1.1	Composition du Conseil	233
16.2.1.2	Durée du mandat des administrateurs	234
16.2.1.3	Obligations et devoirs des administrateurs	234
16.2.1.4	Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général	234
16.2.1.5	Pouvoirs et missions du Conseil d'administration	234
16.2.1.6	Évaluation de l'indépendance des administrateurs	235
16.2.1.7	Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration	235
16.2.1.8	Information et formation des administrateurs	235
16.2.1.9	Rémunérations	235
16.2.2	Activité du Conseil d'administration en 2014	236
16.2.3	Les Comités du Conseil d'administration	236
16.2.3.1	Comité d'audit	236
16.2.3.2	Comité de suivi des engagements nucléaires	237
16.2.3.3	Comité de la stratégie	237
16.2.3.4	Comité d'éthique	238
16.2.3.5	Comité des nominations et des rémunérations	238
16.3	Organes créés par la Direction Générale	238
16.4	Commission Éthique & Déontologie du Groupe	239
16.5	Code de déontologie boursière	239
16.6	Rapport du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce	239

16.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code consolidé AFEP-MEDEF révisé en juin 2013, qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce¹, sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF et en particulier de l'application à la Société de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 et de ses textes d'application, de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, sont détaillées dans le présent document de référence

et concernent notamment les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir section 15.1.1.1 (« Modalités de détermination de la rémunération du Président-Directeur Général »)) ou encore le mode d'exercice de la Direction Générale (voir section 16.2.1.4 (« Mode d'exercice de la Direction Générale – nomination et attributions du Président-Directeur Général »)).

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Objet de la recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence correspondante
Composition du Conseil d'administration	Le Conseil d'administration d'EDF est composé de dix-huit membres, dont onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale (cinq nommés sur proposition de l'État) et un représentant de l'État. Il comprend par ailleurs un tiers d'administrateurs élus par les salariés.	Cette composition du Conseil résulte de l'application à la Société de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014.	Voir les sections 14.1.1 (« Composition du Conseil d'administration ») et 16.2.1.1 (« Composition du Conseil »).
Renouvellement échelonné du Conseil d'administration	Le renouvellement en bloc du Conseil d'administration n'est plus obligatoire en application de l'ordonnance du 20 août 2014.	Le renouvellement en bloc du Conseil d'administration n'étant plus obligatoire, la Société vient de modifier ses statuts en conséquence lors de l'Assemblée générale du 21 novembre 2014, ce qui lui permettra d'envisager l'échelonnement des renouvellements des mandats des membres du Conseil.	Voir la section 16.2.1.2 (« Durée du mandat des administrateurs »).
Modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF	Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration, après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat.	Les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF résultent de l'ordonnance du 20 août 2014 et de l'article 13 de la Constitution.	Voir la section 16.2.1.4 (« Mode d'exercice de la Direction Générale – nomination et attributions du Président-Directeur Général »).
Détention par les administrateurs d'actions de la Société	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que les administrateurs doivent posséder un nombre relativement significatif d'actions au regard des jetons de présence perçus.	En application de la loi du 26 juillet 1983, les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit. Par ailleurs, les jetons de présence perçus par les membres proposés par l'État ayant la qualité d'agents publics sont versés au budget de l'État. S'agissant des représentants de l'État n'ayant pas la qualité d'agents publics, ils ne peuvent percevoir que 30 % des jetons de présence qui leur sont dus, le solde étant versé au budget de l'État. Enfin, le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jetons de présence. Pour ces raisons, une règle spécifique propre aux seuls administrateurs percevant des jetons de présence n'a pas été adoptée. En outre, chaque administrateur doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient.	Voir la section 14.4 (« Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »).

1. Le Conseil d'administration de la Société, après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés, avait dès le 17 décembre 2008 exprimé son accord sur ces recommandations, considérant qu'elles s'inscrivaient dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF et qu'elles étaient déjà mises en œuvre par la Société.

Objet de la recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence correspondante
Règles de répartition des jetons de présence	Une part significative mais non « prépondérante » des jetons de présence est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités.	Des règles de répartition spécifiques ont été adoptées, qui tiennent compte en particulier du niveau de responsabilités et du temps consacré par les administrateurs à leurs fonctions. Si la part variable de la rémunération versée à titre de jetons de présence n'est pas prépondérante, la Société estime qu'elle est néanmoins significative et appropriée puisque le montant total de l'enveloppe de jetons de présence est divisé entre une part fixe et une part variable (de 50 % chacune du total de l'enveloppe) réparties comme suit : (i) la part fixe est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés et (ii) la part variable est répartie entre ces administrateurs par application d'un coefficient variable selon le type de réunions et les fonctions particulières occupées par chacun.	Voir la section 15.1.2 (« Rémunération globale des administrateurs »)

16.2 Fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités spécialisés dont il s'est doté exercent leurs missions. Il précise également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général.

Lors de sa réunion du 10 décembre 2014, le Conseil d'administration a mis à jour son règlement intérieur pour le mettre en conformité avec les modifications statutaires et les évolutions législatives et réglementaires (voir section 16.1 (« Code de gouvernement d'entreprise »)).

16.2.1 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

16.2.1.1 Composition du Conseil

Jusqu'à l'Assemblée générale des actionnaires du 21 novembre 2014 et conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration de la Société était composé de dix-huit membres répartis en trois collèges : six administrateurs étaient nommés par l'Assemblée générale, six administrateurs représentant l'État étaient nommés par décret et enfin six administrateurs étaient élus par les salariés.

L'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société afin de mettre en œuvre les dispositions nouvelles de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique. En application de cette ordonnance, EDF est désormais administré par un Conseil d'administration composé de trois à dix-huit membres, comprenant des membres nommés par l'Assemblée générale, le cas échéant sur proposition de l'État conformément

à l'article 6 de l'ordonnance, un Représentant de l'État choisi par le Ministre chargé de l'économie parmi les agents publics conformément à l'article 4 de l'ordonnance, et un tiers de représentants des salariés élus conformément aux dispositions de la loi du 26 juillet 1983¹.

À la date de dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration comprend dix-huit membres : six administrateurs élus par les salariés, un Représentant de l'État et onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale dont cinq sur proposition de l'État.

La liste des administrateurs et les renseignements personnels les concernant figurent à la section 14.1 (« Conseil d'administration »).

Le Commissaire du Gouvernement² et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société³ ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative.

Représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration

En application de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle, EDF, en tant que société anonyme cotée en bourse et entreprise publique, est soumise aux dispositions applicables aux sociétés cotées et aux dispositions applicables aux entreprises publiques.

Conformément à la loi du 27 janvier précitée, à la date du dépôt du présent document de référence, le Conseil d'administration d'EDF compte cinq femmes, dont deux parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de 27,8 % de femmes par rapport à l'ensemble du Conseil et de 25 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF (c'est-à-dire hors administrateurs représentant les salariés).

1. Les représentants des salariés mentionnés au I de l'article 7 de l'ordonnance du 20 août 2014 sont soumis, pour leur élection et leur statut, aux mêmes dispositions que celles prévues, pour les représentants des salariés des entreprises relevant de la loi du 26 juillet 1983, aux chapitres II et III du titre II de cette loi.

2. Article 15 de l'ordonnance du 20 août 2014.

3. Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément à l'article 8 du décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

16.2.1.2 Durée du mandat des administrateurs

Aux termes de l'ordonnance du 20 août 2014 précitée, la durée du mandat des administrateurs n'est plus impérativement fixée à cinq ans comme le prévoyait l'article 11 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le renouvellement du Conseil d'administration n'a plus à intervenir en bloc au terme des cinq ans.

En application de la faculté accordée par l'ordonnance du 20 août 2014, l'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société et réduit la durée du mandat des administrateurs à quatre ans. Par exception, les statuts prévoient que la durée du premier mandat des administrateurs représentant les salariés entré en vigueur après l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 sera de cinq ans et que la durée du mandat des administrateurs nommés par l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 prendra fin à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Les administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires peuvent être révoqués à tout moment par l'Assemblée générale ordinaire. Conformément à l'article 12 de la loi de démocratisation du secteur public, les administrateurs élus par les salariés peuvent être révoqués individuellement pour faute grave dans l'exercice de leur mandat par décision du Président du Tribunal de Grande Instance rendue en la forme d'un référé à la demande de la majorité des membres du Conseil. Cependant, dans le cas où des dissensions graves entravent l'administration de la Société, la révocation prononcée par l'Assemblée générale peut s'étendre aux représentants des salariés. Le Représentant de l'État cesse ses fonctions par démission ou s'il perd la qualité en vertu de laquelle il a été nommé ; il peut être remplacé à tout moment pour la durée du mandat restant à courir.

16.2.1.3 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil de toute situation de conflit d'intérêts et s'abstenir de participer au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF. Les membres du Conseil et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Chaque administrateur reçoit un guide de l'administrateur régulièrement mis à jour, qui regroupe notamment les documents suivants : statuts de la Société, règlement intérieur du Conseil d'administration et de ses Comités, Code de déontologie boursière (voir section 16.5 (« Code de déontologie boursière ») ci-après), Charte éthique Groupe, engagements de Responsabilité d'Entreprise du Groupe, code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF.

16.2.1.4 Mode d'exercice de la Direction Générale – Nomination et attributions du Président-Directeur Général

Conformément à la faculté prévue à l'article 18 de l'ordonnance du 20 août 2014, les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » est donc inscrit dans les statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, assure un équilibre entre le dirigeant mandataire social

et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité, l'efficacité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 20 de l'ordonnance du 20 août 2014.

En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, le Président est nommé après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. M. Jean-Bernard Lévy a été nommé, au terme de ce processus, Président-Directeur Général d'EDF par décret du 27 novembre 2014.

En cas de vacance du mandat du Président-Directeur Général, l'article 21 de l'ordonnance du 20 août 2014 prévoit que l'État peut désigner une personne chargée de l'intérim¹ jusqu'à la désignation du nouveau dirigeant.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires, et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir section 16.2.1.5 (« Pouvoirs et missions du Conseil d'administration ») ci-dessous), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

16.2.1.5 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Conformément à la loi, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Il définit les grandes orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser les opérations suivantes :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 200 millions d'euros ; ce seuil est abaissé à 50 millions d'euros pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières dès lors que leur montant excède la valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du Conseil ; le Conseil a fixé pour l'exercice 2014 (i) à 1,5 milliard d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties (le Président-Directeur Général rend compte au Conseil de toutes opérations de cette nature d'un montant unitaire supérieur à 100 millions d'euros, consenties au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société) et (ii) à 5 milliards d'euros le montant nominal de certaines opérations financières. Pour 2015, le Conseil d'administration a décidé de reconduire les mêmes seuils d'autorisation ;
- les marchés (de fournitures, travaux ou services avec ou sans engagement financier) dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs conclus au cours de la même année, est égal ou supérieur à 200 millions d'euros, ou compris entre 100 et 200 millions d'euros si ces marchés correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier du Groupe ;

1. M. Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014.

- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO₂ par la Société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement, portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information détaillée lors de la séance du Conseil d'administration qui suit leur signature) et 250 millions d'euros pour le charbon et le dioxyde de carbone ;
- les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs de couverture des engagements nucléaires d'EDF, se prononce notamment sur la gestion actif-passif, la stratégie d'allocation des actifs, la qualité des actifs et le mode de sélection des éventuels intermédiaires financiers. En cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires sur un projet d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir la section 16.2.3.2 « Comité de suivi des engagements nucléaires »). Il détermine les limites aux risques de marché, de contrepartie et de liquidité.

Enfin, en application de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle, le Conseil d'administration doit délibérer annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale.

16.2.1.6 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF révisé en juin 2013 recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir la part des administrateurs indépendants.

Compte tenu du cadre légal spécifique applicable à la Société, le Conseil d'administration compte, sur un total de dix-huit membres, un Représentant de l'État qui ne peut pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF, ainsi que six administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas comptabilisés pour établir la proportion d'administrateurs indépendants. De même, le Président-Directeur Général en sa qualité de dirigeant mandataire social ne peut être considéré comme indépendant au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF en la matière.

Lors des réunions conjointes du 21 novembre 2014 et du 10 décembre 2014, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation individuelle des administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires du 21 novembre 2014. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 21 novembre 2014, à l'évaluation de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a qualifié d'administrateurs indépendants M^{mes} Colette Lewiner et Laurence Parisot ainsi que MM. Philippe Crouzet et Bruno Lafont, le Conseil ayant estimé que ces administrateurs n'entretiennent pas de relation avec la Société, son Groupe ou sa Direction de nature à compromettre l'exercice de leur liberté de jugement. En particulier, le Conseil d'administration a examiné l'existence éventuelle de liens d'affaires pouvant exister entre les administrateurs et la Société et leur caractère significatif, et constaté l'absence de liens d'affaires significatifs s'agissant de chacun des administrateurs qu'il a qualifiés d'indépendants. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration, lors de sa séance du 10 décembre 2014, a considéré que M. Philippe Varin ne pouvait être considéré comme administrateur indépendant dès sa nomination en qualité de Président du Conseil d'AREVA en janvier 2015.

À la date du présent document, le Conseil d'administration de la Société compte donc quatre administrateurs indépendants sur les douze pris en

compte pour établir le calcul conformément au code AFEP-MEDEF révisé, soit une proportion d'administrateurs indépendants du tiers, conformément aux recommandations du code.

16.2.1.7 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Conformément aux dispositions du code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues au sein du Conseil. En outre, tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe sous la direction du Comité d'éthique.

La dernière évaluation par un cabinet externe spécialisé a été réalisée en 2013. En 2014, l'évaluation annuelle a été réalisée en interne, avant le renouvellement du Conseil, au moyen d'un questionnaire, validé par le Conseil d'administration sur proposition du Comité d'éthique. Des résultats examinés par le Comité d'éthique le 13 novembre 2014 et présentés au Conseil d'administration le 10 décembre 2014, il ressort que les administrateurs sont d'une manière générale satisfaits du fonctionnement du Conseil. Ils estiment que le nombre et la périodicité des séances sont adaptés aux besoins de la Société. Ils apprécient notamment la richesse des débats tant au sein du Conseil que de ses Comités spécialisés, l'exhaustivité de l'information mise à leur disposition ou encore la qualité des dossiers présentés par la Société, et notamment les notes de synthèse les accompagnant. Ils soulignent l'utilité des différents supports d'information mis à leur disposition (Guide de l'administrateur, Document « Actualités », Analyse médias mensuelle...). Ils se considèrent suffisamment formés et informés pour répondre aux exigences qui découlent de leur mandat.

16.2.1.8 Information et formation des administrateurs

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, celui-ci reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie et les engagements de la Société et du Groupe ainsi que des éléments tels que le bilan financier des marchés passés par la Société pour l'achat des combustibles nucléaires, une revue de performance des filiales principales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, la politique commerciale, la politique en matière d'achats et de sous-traitance et la politique ressources humaines.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché et le contexte économique, financier et institutionnel est préparé pour chaque séance du Conseil d'administration.

Les principaux événements relatifs à la Société intervenant entre deux séances du Conseil ainsi que le suivi des décisions prises par le Conseil d'administration sont portés à la connaissance des administrateurs.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe.

En outre, sont organisées des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier. Ainsi, les administrateurs élus par les salariés peuvent suivre une formation à la gestion des entreprises et aux spécificités industrielles et opérationnelles de la Société qui peut être étendue aux autres administrateurs.

16.2.1.9 Rémunérations

Les règles applicables ainsi que les principes arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations du dirigeant mandataire social, les modalités de répartition des jetons de présence, ainsi que les montants versés aux administrateurs en 2013 et 2014, sont détaillés au chapitre 15 du présent document de référence.

16.2.2 Activité du Conseil d'administration en 2014

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

Au cours de l'exercice 2014, le Conseil d'administration s'est réuni onze fois, et trente-quatre réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances. Les séances du Conseil ont duré en moyenne deux heures, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour.

Le taux moyen de participation des administrateurs aux séances du Conseil s'est élevé à 86,7 % pour 2014.

En 2014, le Conseil d'administration a examiné et autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets tels que l'accord entre EDF et Veolia Environnement aux termes duquel EDF a repris l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (y compris Citelum), tandis que les activités de Dalkia International ont été reprises par Veolia Environnement ; l'évolution de l'avenant au contrat de partenariat industriel entre EDF et le consortium Exeltium ; la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF ; le lancement par ERDF du programme de déploiement de la première tranche de compteurs communicants (Linky) ; le développement par EDF Energy d'un projet pilote dans la perspective du déploiement de compteurs intelligents au Royaume-Uni ; la prise d'une participation de 51 % par EDF Norte Fluminense dans la société Companhia Energetica SINOP (CES), attributaire du contrat de concession pour la construction de la centrale hydraulique de 400 MW au Mato Grosso (Brésil) ; l'accord de restructuration des activités renouvelables du Groupe en Italie entre Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i ; des projets de développement d'EDF Énergies Nouvelles (Chili, États-Unis).

Le Conseil d'administration a également été informé de la signature de l'avenant au contrat Exeltium et d'un partenariat entre EDF et Amundi relatif au financement de la transition énergétique, de l'approbation par la Commission européenne des accords relatifs au projet de développement de réacteurs nucléaires (Hinkley Point C) au Royaume-Uni ainsi que de la signature du rachat par Gazprom de la participation de 15 % d'EDF International dans la société South Stream Transport BV.

16.2.3 Les Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les administrateurs membres de ces Comités sont choisis par le Conseil d'administration. Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs choisis par le Conseil d'administration, qui désigne le Président de chaque Comité. Les statuts de la Société prévoient que les Comités créés par le Conseil comprennent au moins un administrateur représentant les salariés.

À la date du présent document, les Présidents des Comités du Conseil sont :

- M. Jean-Bernard Lévy pour le Comité de la stratégie ;
- M^{me} Lepetit pour le Comité d'audit ;
- M. Philippe Crouzet pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;
- M^{me} Colette Lewiner pour le Comité d'éthique ;
- M. Bruno Lafont pour le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition de chacun des Comités est décrite ci-après.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société assistent aux réunions des Comités avec voix consultative.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de comptes-rendus écrits et de rapports du Président du Comité au Conseil d'administration. Leur durée permet un examen et une discussion approfondis des matières relevant de leurs compétences.

Le règlement intérieur du Conseil prévoit un délai minimum de trois jours ouvrables entre la réunion du Conseil d'administration dont l'ordre du jour comporte l'examen de questions entrant dans les missions d'un Comité et la réunion dudit Comité, à l'exception du Comité des nominations et des rémunérations qui peut se tenir à tout moment. Il prévoit par ailleurs que chaque Comité peut avoir recours à des experts extérieurs en tant que de besoin.

16.2.3.1 Comité d'audit

Fonctionnement et composition

Le Comité exerce les missions qui lui sont dévolues conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce. Cet article dispose notamment qu'au moins un membre du Comité doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration.

Le Comité d'audit est présidé par M^{me} Marie-Christine Lepetit, administratrice nommée par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres du Comité sont M^{mes} Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling, MM. Jacky Chorin, Christian Taxil et Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés. Il comprend donc trois administrateurs indépendants sur les quatre pris en compte pour le calcul de la proportion d'indépendants (donc hors administrateurs représentant les salariés), soit une proportion de trois quarts pour un minimum de deux tiers recommandés par le code AFEP-MEDEF.

Le Comité ne comprend aucun dirigeant mandataire social, conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

Lors de la réunion conjointe du 10 décembre 2014, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de M^{mes} Colette Lewiner et Laurence Parisot et de M. Philippe Crouzet et émis un avis présenté au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni le 10 décembre 2014 a constaté que M^{mes} Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet présentent des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) dans son rapport sur le Comité d'audit en date du 22 juillet 2010. Le 21 novembre 2014, le Conseil d'administration a par ailleurs qualifié d'administrateurs indépendants M^{mes} Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet. Ils répondent donc à la fois aux critères de compétence et d'indépendance, conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce.

Le Comité d'audit s'est réuni six fois en 2014. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 89 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne deux heures et vingt minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

Missions

Le Comité examine et donne notamment son avis, avant examen par le Conseil, sur :

- la situation financière de la Société ;
- le plan à moyen terme et le budget ;

- les projets de rapport financier préparés par la Direction Financière (comptes sociaux de la Société, comptes consolidés et rapport de gestion du Groupe) ;
- le suivi des risques de la Société (en particulier, l'examen chaque semestre de la cartographie des risques du Groupe et des méthodes de contrôle des risques) ;
- l'audit et le contrôle interne : organisation, déploiement et évaluation du dispositif de contrôle interne, programme d'audit annuel, principaux constats et actions correctrices en découlant, suivi de leur mise en œuvre, ainsi que le projet de rapport annuel du Président du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques ;
- la politique en matière d'assurances ;
- le choix des Commissaires aux comptes, en s'assurant de leur indépendance, et les honoraires qui leur sont versés ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir section 16.2.1.5 (« Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »)) ;
- les évolutions de la perception du Groupe par les analystes ;
- la politique risques marchés énergies et la politique risque de défaillance de contrepartie du Groupe.

L'examen des comptes par le Comité est accompagné d'une présentation des Commissaires aux comptes soulignant les bases de préparation des comptes, le référentiel comptable applicable de manière obligatoire, l'approche d'audit mise en œuvre et les conclusions de leurs travaux d'audit.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction du Contrôle des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

Activité en 2014

En 2014, le Comité d'audit a notamment examiné les états financiers semestriels et annuels ainsi que les communiqués de presse y afférents, la présentation par les Commissaires aux comptes des points essentiels des résultats de leurs diligences sur les comptes annuels et semestriels, les communiqués de presse sur le chiffre d'affaires trimestriel, la cartographie des risques et les méthodes de contrôle des risques, la synthèse des audits internes et le programme d'audit. De plus, les engagements hors bilan ont fait l'objet d'une présentation au Comité.

Le Comité peut recourir en tant que de besoin à des experts extérieurs. Il n'a pas utilisé cette faculté au cours de l'exercice 2014.

16.2.3.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

Fonctionnement et composition

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN), institué par l'article 9 du décret du 23 février 2007, est présidé par M. Philippe Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres du Comité sont M^{me} Marie-Christine Lepetit et M. Olivier Appert, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et M. Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le CSEN s'est réuni cinq fois en 2014. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 100 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne une heure et quarante minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement entre actif et passif et d'allocation stratégique, ainsi que de vérifier la conformité de la gestion des actifs constitués par la Société dans le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs dédiés. À ce titre, il peut s'appuyer sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), qui est composé de six experts indépendants¹ et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs non cotés pour tout projet supérieur à un montant unitaire de 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) supérieur à un montant unitaire de 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

Activité en 2014

En 2014, le Comité a examiné en particulier l'évolution du cadre de la politique de constitution, de gestion des actifs dédiés et de maîtrise des risques financiers, l'état d'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et du projet de centre industriel de stockage géologique (Cigéo) pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue, la lettre annuelle 2014 d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme, le taux d'actualisation des engagements nucléaires, ainsi que les décisions et perspectives d'investissements dans la classe d'actifs non cotés.

16.2.3.3 Comité de la stratégie

Fonctionnement et composition

Le Comité de la stratégie est présidé par M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général. Les autres membres sont M^{me} Laurence Parisot et MM. Olivier Appert et Christian Masset, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, M. Régis Turrini, Représentant de l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et MM. Jacky Chorin, Jean-Paul Rignac et Christian Taxil, administrateurs élus par les salariés.

Le Président invite aux réunions du Comité de la stratégie les administrateurs qui n'en sont pas membres afin d'impliquer encore davantage le Conseil d'administration dans le débat stratégique.

Le Comité de la stratégie s'est réuni six fois en 2014. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 89,3 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne deux heures et dix minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

Missions

Le Comité de la stratégie donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le référentiel stratégique, la politique industrielle et commerciale, le Contrat de service public, les accords stratégiques, les alliances et partenariats, la politique en matière de recherche et développement, les projets de croissance externe et interne ou de cession devant être autorisés par le Conseil d'administration.

Activité en 2014

En 2014, le Comité de la stratégie a examiné en particulier la situation des marchés et des acteurs en Europe, la stratégie du cycle du combustible nucléaire, le projet industriel pour le parc nucléaire existant en France, la stratégie services énergétiques pour le segment B to B ainsi que la stratégie internationale hors Europe.

1. Désignés le 26 novembre 2013 par le Conseil d'administration pour trois ans.

16.2.3.4 Comité d'éthique

Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par M^{me} Colette Lewiner, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres sont MM. Bruno Léchevin et Gérard Magnin, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que M^{mes} Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling et M. Jacky Chorin, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité d'éthique s'est réuni dix fois en 2014. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 89,2 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne une heure et dix minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

Missions

Le Comité d'éthique veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine les rapports du Médiateur, de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection ainsi que de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

De plus, le Comité d'éthique pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités, et dirige tous les trois ans une évaluation formalisée des travaux du Conseil et de ses Comités, confiée à un consultant externe spécialisé (voir la section 16.2.1.7 (« Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration »)).

Activité en 2014

En 2014, le Comité d'éthique a notamment examiné les résultats de l'enquête de satisfaction auprès de la clientèle, le *reporting* éthique et les engagements relatifs à la responsabilité d'entreprise du Groupe, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF et la politique santé-sécurité du Groupe.

16.2.3.5 Comité des nominations et des rémunérations

Fonctionnement et composition

Le Comité des nominations et des rémunérations est présidé par M. Bruno Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres du Comité sont M^{me} Colette Lewiner, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires, M. Régis Turrini, Représentant de l'État, ainsi que M. Maxime Villota, administrateur élu par les salariés. Le Comité est présidé par

un administrateur indépendant et il est composé majoritairement d'administrateurs indépendants puisqu'il comprend deux administrateurs indépendants sur les trois pris en compte pour le calcul de cette proportion (hors administrateurs représentant les salariés), conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni sept fois en 2014. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 92,9 %. Les séances du Comité ont duré une demi-heure en moyenne.

Missions

En application du règlement intérieur, le Comité des nominations et des rémunérations transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il adresse, pour approbation, au Ministre chargé de l'économie et des finances et au Ministre chargé de l'énergie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général portant sur le salaire, la part variable (critères de détermination de la part variable et appréciation des résultats obtenus au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques du Président-Directeur Général. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros.

Le Comité examine, le cas échéant, les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués. Il transmet ses propositions et son avis, pour approbation, aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie, et le communique également au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il transmet au Conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (parts fixe et variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité exécutif.

Activité en 2014

En 2014, le Comité des nominations et des rémunérations a notamment examiné la politique de rémunération des principaux dirigeants du Groupe, la proposition de nomination et renouvellement d'administrateurs à présenter à l'Assemblée générale et l'évolution de l'enveloppe des jetons de présence pour prendre en compte l'augmentation du nombre d'administrateurs en bénéficiant à compter du renouvellement du Conseil d'administration, le 23 novembre 2014. Le Comité a par ailleurs examiné les critères de bonus pour déterminer la part variable de la rémunération des dirigeants du Groupe.

16.3 Organes créés par la Direction Générale

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe.

Ce Comité est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils. Le Comité exécutif se réunit en principe chaque semaine.

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements ou des risques

encourus avant décision du Comité exécutif. Aucun dossier d'investissement de la Société ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

À la date du dépôt du présent document de référence, le Comité exécutif compte 12 membres et un secrétaire. La liste des membres et les renseignements personnels les concernant figurent à la section 14.2 (« Comité exécutif »).

L'organisation de la Direction Générale est complétée par un Comité de Direction, organe d'échange et d'information qui réunit, autour des membres du Comité exécutif, les principaux dirigeants internationaux du Groupe et les responsables de zones géographiques ainsi que des Directeurs fonctionnels de la Société.

16.4 Commission Éthique & Déontologie du Groupe

La décision prise par la Direction du Groupe de renouveler et d'adapter son référentiel éthique a conduit en 2012 à l'élaboration concertée et à l'adoption de la charte éthique Groupe (ci-après « la Charte »), par le Comité

de Direction du Groupe et le Conseil d'administration d'EDF. Une Commission Éthique & Déontologie Groupe a également été créée en 2013 (voir la section 17.2.3.1 (« Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes »)).

16.5 Code de déontologie boursière

Le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un Code de déontologie mis à jour en mars 2011 afin de tenir compte des recommandations de l'AMF de novembre 2010 et présenté au Comité exécutif d'EDF le 4 avril 2011. En parallèle de la diffusion de ce Code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* pendant lesquelles les initiés

permanents ainsi que le personnel du Groupe ayant une connaissance précise des comptes de la Société avant leur publication doivent impérativement s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société.

Le Code rappelle également les obligations pesant sur les dirigeants de déclarer à l'AMF et à la Société les opérations effectuées sur les titres EDF (voir section 14.4 (« Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »)).

16.6 Rapport du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le Président du Conseil d'administration doit rendre compte, dans un rapport joint au rapport de gestion, de la composition, des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil, ainsi que des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société. Ce rapport est reproduit en annexe A du présent document de référence.

Le rapport des Commissaires aux comptes établi en application du dernier alinéa de l'article L. 225-235 du Code de commerce sur le rapport du Président du Conseil d'administration d'EDF pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière est reproduit en annexe B.

17

Informations environnementales et sociétales – Ressources humaines



EDF – Stéphanie Jayet ▲ Stephan Gladieu ▼



17.1	Engagements de responsabilité d'entreprise	243
17.1.1	Matrice de matérialité : prioriser les enjeux	243
17.1.2	Les Engagements de responsabilité d'entreprise : mesure de la performance du Groupe	244
17.2	Informations environnementales et sociétales	246
17.2.1	Pilotage du Développement durable	246
17.2.1.1	La gouvernance	246
17.2.1.2	Sensibilisation et formation des <i>managers</i> et des salariés au développement durable	246
17.2.1.3	La R&D au service du développement durable	247
17.2.2	Informations environnementales	248
17.2.2.1	Contrôle de la performance environnementale	248
17.2.2.2	Sûreté des équipements industriels et sécurité des salariés et des tiers	249
17.2.2.3	Changement climatique	250
17.2.2.4	Gestion durable des ressources	256
17.2.2.5	Impact sur l'eau	258
17.2.2.6	Utilisation et protection des sols	260
17.2.2.7	Consommation de matières premières	260
17.2.2.8	La gestion des déchets	261
17.2.2.9	Ville et territoire durables	263
17.2.2.10	Protection de la biodiversité	265
17.2.3	Informations sociétales	268
17.2.3.1	Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes	268
17.2.3.2	Dispositifs de dialogue avec les parties prenantes	270
17.2.3.3	Les actions dans le domaine sociétal	273
17.3	Ressources humaines	279
17.3.1	L'excellence professionnelle : emploi et développement des compétences	280
17.3.1.1	Une stabilisation des effectifs du Groupe en 2014	280
17.3.1.2	Une gestion prévisionnelle des emplois et des compétences renforcées	281
17.3.1.3	Une dynamique de recrutement confirmée en 2014 en France	281
17.3.1.4	Le développement des compétences : préparer l'avenir	282
17.3.1.5	Une gestion de carrière adaptée	283
17.3.2	La santé et la sécurité de nos salariés : une priorité absolue	284
17.3.2.1	Garantir les meilleures conditions de santé et de sécurité au travail	284
17.3.2.2	Faire de la santé au travail un objet de dialogue social	286
17.3.2.3	Réunir les conditions de bien-être : organisation et qualité de vie au travail	286
17.3.3	Rémunération et protection sociale : un employeur attractif	287
17.3.3.1	Une politique de rémunération globale juste et compétitive	287
17.3.3.2	La politique de protection sociale	288

17.3.4	Un employeur engagé aux côtés de ses parties prenantes	290
17.3.4.1	La sous-traitance responsable : une réalité	290
17.3.4.2	Une contribution forte au développement des territoires par l'insertion professionnelle	291
17.3.4.3	La promotion et le respect de toutes les diversités	292
17.3.4.4	L'anticipation et la gestion maîtrisée des réorganisations et des restructurations	294
17.3.4.5	Un dialogue social de qualité	294
17.3.4.6	Le regard des salariés : l'enquête d'engagement <i>My EDF</i>	295
17.4	Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014	295
17.4.1	Dispositif de <i>reporting</i>	295
17.4.2	Notation extrafinancière	295
17.4.3	Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux	296
17.4.3.1	Indicateurs économiques	296
17.4.3.2	Indicateurs environnementaux	297
17.4.3.3	Indicateurs sociaux	299
17.4.4	Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes	302
17.4.5	Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales	306
17.4.5.1	Périmètre de <i>reporting</i>	306
17.4.5.2	Précisions sur les données environnementales	307
17.4.5.3	Précisions sur les données sociales	309

Ce chapitre comprend les informations que le groupe EDF est tenu de publier conformément aux dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce et du décret d'application de la loi Grenelle 2 du 24 avril 2012,

qui obligent les entreprises à présenter la manière dont elles prennent en compte les conséquences sociales et environnementales de leurs activités et leurs engagements sociétaux en faveur du développement durable.

17.1 Engagements de responsabilité d'entreprise

17.1.1 Matrice de matérialité : prioriser les enjeux

En 2014, EDF a conduit une analyse de matérialité¹ avec pour objectif d'identifier les risques et opportunités et de garantir que le Groupe prend en compte et communique sur les enjeux économiques, sociaux, sociétaux et environnementaux les plus importants et qu'il met à jour sa démarche de Développement durable au regard des attentes de ses parties prenantes clés.

Analyse de matérialité

L'analyse a été réalisée avec l'appui méthodologique d'un cabinet d'expertise, sur la base d'entretiens avec des parties prenantes internes (salariés, Directeurs et responsables représentant tous les métiers du Groupe et les

principaux pays d'implantation : France, Royaume-Uni, Italie, Pologne, Belgique) et externes (membres du panel et du Conseil Développement durable et représentants de l'État français, principal actionnaire). Les enquêtes et baromètres internes (enquêtes de satisfaction clients, baromètres prestataires, enquêtes auprès du grand public, etc.), ainsi que les analyses sectorielles des agences de notation extrafinancière, ont également nourri cette évaluation.

La liste des enjeux analysés a été définie afin de couvrir l'ensemble des thématiques de la norme ISO 26000 relative à la responsabilité sociétale des organisations. Ainsi, la lutte contre le changement climatique a notamment été subdivisée en plusieurs enjeux, correspondant aux leviers d'action d'EDF : mix décarboné nucléaire et hydraulique, développement des nouvelles énergies renouvelables, efficacité énergétique de la production et de la distribution, maîtrise de la demande énergétique.

Principaux enseignements

La matrice ci-dessous montre les résultats de l'analyse.

Prioritaire Importance pour les parties prenantes Significatif			Éthique et droits de l'homme Gouvernance Déchets nucléaires Sous-traitance et achats responsables Prix et lutte contre la précarité énergétique	Sécurité des installations Mix décarboné nucléaire et hydraulique Développement des nouvelles énergies renouvelables Maîtrise de la demande énergétique Santé et sécurité
		Pollution atmosphérique	Biodiversité Efficacité énergétique de la production et distribution Gestion de la ressource en eau Développement des compétences et gestion de carrière Dialogue avec les parties prenantes et transparence	Innovation Développement socio-économique des territoires et des communautés locales Relation clients Qualité et continuité du service
		Autres déchets Diversité et lutte contre les discriminations Rémunération et protection sociale Accès à l'électricité Mécénat et solidarité	Dialogue social	
	Performance énergétique du parc immobilier d'EDF Pollution des sols Qualité de vie au travail Nuisances sonores et olfactives	Protection des données personnelles	Pollution visuelle	
	Significatif	Importance pour EDF		Prioritaire

Légende : • Vert : enjeux environnementaux • Vert clair : enjeux sociaux • Noir : enjeux sociétaux • Gris : enjeux transversaux

1. En accord avec la définition du principe de matérialité figurant dans l'article 225 du Grenelle 2, la norme AA 1000, les lignes directrices du GRI G4, la norme ISO 26000 et le cadre de référence de l'IIRC sur le rapport intégré.

Engagements de responsabilité d'entreprise

Les enjeux les plus matériels comprennent la sûreté des installations, un mix énergétique décarboné (nucléaire et hydraulique), le développement des nouvelles énergies renouvelables, la maîtrise de la demande énergétique ainsi que la santé et la sécurité.

Les Engagements de responsabilité d'entreprise (voir section 17.1.2 (« Les Engagements de responsabilité d'entreprise : mesure de la performance du Groupe » ci-dessous)) couvrent les principaux enjeux identifiés comme majeurs par cette revue.

17.1.2 Les Engagements de responsabilité d'entreprise : mesure de la performance du Groupe

Dans chaque pays où il opère, le groupe EDF exerce ses activités dans un principe d'intérêt général, qui repose sur la recherche permanente de la sécurité des personnes, la sûreté des installations industrielles et la protection de l'environnement, tout en contribuant à la sécurité d'un approvisionnement électrique de qualité et compétitif.

Fort des valeurs de respect, de responsabilité et de solidarité inscrites dans sa Charte éthique, le groupe EDF met en œuvre une démarche de responsabilité d'entreprise (RE), en lien avec sa stratégie à horizon 2020. Cette démarche se concrétise à travers les Engagements de responsabilité d'entreprise du groupe EDF, adoptés en 2013. Ces engagements ont vocation à fédérer les sociétés du groupe EDF autour de onze objectifs communs assortis

d'indicateurs de mesure et de suivi, pour générer davantage de valeur et de performance globale.

Ils se déclinent selon trois axes : employeur responsable, industriel responsable, partenaire responsable.

Différentes politiques au niveau Groupe contribuent à cette démarche de responsabilité d'entreprise :

- la politique de Développement durable de niveau Groupe, signée en 2009 par les principales sociétés du Groupe, déclinée sur trois enjeux : (i) lutter contre le changement climatique et préserver la biodiversité, (ii) faciliter l'accès à l'énergie et développer des liens de proximité avec les territoires où le Groupe opère et (iii) contribuer au débat par le dialogue, l'information et la communication ;
- la politique de sûreté nucléaire du Groupe ;
- une démarche globale en matière de ressources humaines et dans le domaine social, baptisée « Vision RH 2020 » ; elle se décline dans des politiques Groupe (diversité, égalité professionnelle, handicap, etc.) et à travers un accord mondial de Responsabilité Sociale de l'Entreprise signé avec les organisations syndicales de 16 sociétés du Groupe.

Industriel responsable

La responsabilité d'EDF porte d'abord sur l'exercice de ses métiers – producteur et commercialisateur d'un bien particulier, l'électricité, essentiel pour le développement humain et économique de la planète. En tant que premier opérateur nucléaire mondial, il conduit l'exercice de son métier dans une exigence de sûreté, guidé par le souci de l'intérêt général.

Objectifs/indicateurs	Unité	2014	2013 retraité ⁽¹⁾
Maintenir le meilleur niveau de sécurité des installations			
Critères de sécurité nucléaire de l'indice de référence international FTSE4Good atteints		Reconduction	Reconduction
Rester le meilleur des grands énergéticiens dans le développement des énergies bas carbone			
Maintien des émissions directes de CO ₂ (pour la production d'électricité et de chaleur) du Groupe dans la limite de 150 g/kWh	g/kWh	102 ⁽²⁾	123 ⁽³⁾
Investir dans les énergies renouvelables et renforcer leur compétitivité			
Capacités installées de production d'électricité du Groupe à partir d'énergies renouvelables			
Hydraulique	MWe	21 889	21 902
Éolien	MWe	5 340	4 782
Solaire	MWe	536	562
Autres ENR	MWe	500	456
Contribuer significativement à l'amélioration de l'efficacité énergétique des logements			
Nombre de logements accompagnés vers l'efficacité énergétique par les sociétés ⁽⁴⁾ du Groupe			
EDF	Nombre	394 300	328 800
EDF Energy	Nombre	51 200	53 400
Électricité de Strasbourg	Nombre	2 780	1 960

(1) Données consolidées Groupe retraitées de l'impact des normes IFRS 10 et 11 ; Dalkia France intégré à 100 % sur toute l'année.

(2) Données consolidées Groupe selon les règles IFRS en vigueur en 2014 (CENG, Sloe Centrale et Estag sont considérés comme des coentreprises et sont consolidés par mise en équivalence à partir du 1^{er} janvier 2014) ; Dalkia France intégré à 100 % sur toute l'année.

(3) La donnée publiée en 2013 (non retraitée) était de 116,3 g/kWh.

(4) Sociétés du périmètre consolidé du Groupe qui commercialisent de l'énergie auprès de clients résidentiels.

Employeur responsable

Fort de ses 158 161 salariés, le groupe EDF souhaite conforter sa position d'employeur de référence dans des domaines prioritaires comme le recrutement, la formation, la santé-sécurité ou la protection sociale des salariés, et développer l'exemplarité en matière de diversité et de lutte contre les discriminations, par la sensibilisation de tous et par la formation des *managers*.

Objectifs/indicateurs	Unité	2014	2013
Réduire résolument les accidents de travail des salariés et des sous-traitants			
Diviser par 2 en cinq ans le taux de fréquence des accidents avec arrêt de travail dont sont victimes les salariés du Groupe (objectif 2017 : 2,2) ⁽¹⁾		3,1 ⁽²⁾	3,1
Maintenir l'excellence professionnelle et la performance des équipes par la formation et la promotion de la diversité			
Plus de 75 % des salariés du Groupe bénéficiaires, chaque année, d'au moins une action de formation	%	85	85
Atteindre 30 % de femmes en 2015 dans le vivier des futurs « top dirigeants »	%	24	25
Ne tolérer, dans toutes les sociétés du Groupe et chez les fournisseurs, aucune violation des droits de l'homme, aucune fraude ni corruption.			
13 sociétés ayant inclus en 2015 une clause éthique/Développement durable dans les contrats d'achats ⁽³⁾	Nombre	13	8
13 sociétés ayant obtenu en 2017 le niveau Avancé (<i>Advanced</i>) du Pacte mondial (<i>Global Compact</i>) des Nations unies	Nombre	2	2

(1) L'objectif 2017 précédent de 1,9 a été ajusté en 2014 suite à l'intégration de Dalkia et Citelum, compte tenu des spécificités de leurs métiers.

(2) Données consolidées Groupe selon les règles IFRS en vigueur en 2014 ; Dalkia France et Citelum intégrés à 100 % sur les six derniers mois de l'année.

(3) À l'exception des achats d'énergie sur le marché spot.

Partenaire Responsable

Parce que les questions d'énergie concernent tout le monde, parce que l'électricité produite transforme la vie des populations et modifie aussi leurs environnements, le groupe EDF est investi dans un dialogue et agit avec ses parties prenantes, à toutes les échelles du territoire.

Objectifs/indicateurs	Unité	2014	2013
Favoriser la transparence et le dialogue sur les sujets sensibles			
8 sociétés ayant mis en place un espace de dialogue formalisé avec les parties prenantes en 2015	Nombre	3	3
Contribuer par l'emploi au développement des territoires			
Nombre d'emplois directs (effectifs physiques du Groupe) et indirects (liés aux commandes aux fournisseurs et prestataires) générés par les activités du groupe EDF			
Emplois directs ⁽¹⁾	Nombre	158 161	158 467
Emplois indirects ⁽²⁾	Nombre	475 545 ETP	475 498 ETP
Lutter de façon volontariste contre la précarité énergétique et promouvoir l'accès à l'électricité			
Nombre d'actions engagées ⁽³⁾ pour accompagner les clients précaires, menées par les sociétés du Groupe qui commercialisent de l'énergie			
EDF	Nombre	1 031 000	804 300
EDF Energy	Nombre	389 600	233 000
EDF Luminus	Nombre	31 240	39 207
EDF Démász	Nombre	2 600	1 870
Edison	Nombre	26 600	n. c.
Préserver la ressource en eau dans toutes les activités			
Publication, à compter de 2015, de l'« empreinte eau » à l'échelle du Groupe		(4)	(4)

n. c. non collecté. Intégration d'Edison pour la première année en 2014.

(1) Données consolidées Groupe, calculées selon les normes IFRS en vigueur pour chacune des années. En 2014, les données « équivalent temps plein » (ETP) sont de 148 025, en cohérence avec les normes internationales.

(2) Application de la même méthode auditable qu'en 2013.

En 2014, le calcul de l'indicateur, hors cycle du combustible nucléaire et achats d'uranium, inclut EDF, ERDF, EDF Energy, EDF Polska, Edison, EDF Luminus, EDF Énergies Nouvelles, Électricité de Strasbourg et Tiru. Les données sont présentées en ETP.

(3) Conseil en accompagnement énergie, plan de paiement négocié, octroi d'aides financières, etc.

(4) Depuis 2013, EDF pilote le développement d'un outil d'évaluation des interactions de tous les secteurs énergétiques avec l'eau, applicable partout dans le monde, en collaboration avec les communautés scientifiques et les instances internationales représentatives des secteurs du charbon, du nucléaire, des hydrocarbures et des énergies renouvelables.

En 2014, la méthodologie a été finalisée pour être testée sur 12 sites : 8 sites EDF (quatre centrales nucléaires en France, deux thermiques dont une en Pologne, deux centrales hydrauliques), 2 sites thermiques de GDF Suez (États-Unis et Australie) et 2 centrales hydrauliques d'Hydro-Québec. La méthodologie a été présentée lors du Forum mondial de l'eau de Daegu, en Corée du Sud, en avril 2015. Elle sera mise en application sur des sites prioritaires du Groupe courant 2015.

17.2 Informations environnementales et sociétales

17.2.1 Pilotage du Développement durable

17.2.1.1 La gouvernance

La gouvernance du développement durable s'articule autour des organisations, systèmes et instances de pilotage suivants :

- une Direction du Développement Durable Groupe, dont la mission est de coordonner et d'accompagner les directions d'EDF et les sociétés du Groupe dans la réalisation des engagements de la politique de Développement durable, ainsi que d'en assurer le *reporting*. La Direction du Développement Durable a défini trois axes prioritaires : le dialogue avec les parties prenantes, l'accompagnement du Développement durable dans les projets et le *management* du développement durable au sein du Groupe ;
- un Comité de développement durable Groupe (*Group Sustainable Development Committee*), qui réunit les responsables du Développement durable des principales filiales et directions du Groupe. Dans le respect des règles d'autonomie des entités du Groupe, il a pour mission d'assurer la mise en œuvre de la politique de Développement durable du Groupe, de coordonner les actions dans le cadre de la certification ISO 14001 Groupe, et de favoriser le partage d'expériences et de bonnes pratiques entre les sociétés et entités qui le composent. En 2014, il s'est réuni trois fois, notamment pour partager les réflexions de la Direction Commerce d'EDF sur les nouvelles offres et services énergétiques aux clients particuliers, professionnels et collectivités territoriales, pour échanger autour des pratiques des sociétés du Groupe sur les actions en faveur de la précarité énergétique et débattre des enjeux du nucléaire dans le cadre du programme de « Grand carénage » et du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte ;
- un système de *management* environnemental (SME) déployé dans toutes les entités (voir section 17.2.2.1.1 (« Système de *management* environnemental (SME) »)).

Par ailleurs, la Direction du Développement Durable participe au criblage des projets qui sont présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG). Les projets d'investissements les plus importants du Groupe (supérieurs à 50 millions d'euros) sont soumis, avant leur examen par le CECEG, à une évaluation sous l'angle Développement durable et en particulier au regard de leur exposition aux risques de « non-réalisation d'engagements de développement durable ».

17.2.1.2 Sensibilisation et formation des *managers* et des salariés au développement durable

La politique de développement durable du Groupe affiche parmi ses objectifs la formation et la sensibilisation des personnels sur les questions environnementales.

En outre, le processus de certification ISO 14001 dans lequel l'entreprise est engagée depuis une dizaine d'années l'enjoint à maintenir et à développer les compétences des salariés en matière d'environnement et de développement durable.

17.2.1.2.1 Sensibilisation des *managers* et des salariés au développement durable

EDF et les sociétés du Groupe poursuivent leurs actions de sensibilisation et de prise en compte des enjeux du Développement durable pour les *managers* et les salariés. Elles concernent essentiellement :

- les réseaux intranet des sociétés et du Groupe (Communauté Développement durable), les outils de sensibilisation aux enjeux environnementaux et sociétaux du secteur énergétique et aux attentes des parties prenantes du Groupe ;
- la création et la diffusion de magazines, guides ou dossiers thématiques, adaptés à chaque société ;
- la mise à disposition des salariés de modules de sensibilisation sous forme d'*e-learning* notamment ;
- la réalisation régulière de *challenges*, concours internes ou quiz autour des thématiques du Développement durable. Les principales actions en 2014 ont été réalisées par : EDF (4^e édition du concours « Déchets »), EDF Energy (programme *Better Energy Ambition*), EDF Luminus et BE ZRt ;
- l'organisation de conférences thématiques, avec le soutien d'intervenants externes. Les principales actions ont été réalisées en 2014 par EDF (programme « Ville durable ») et Edison (conférence d'acculturation à destination des cadres dirigeants et de proximité, en partenariat avec l'*Unesco Chair in Energy for Sustainable Development* du *Politecnico* de Milan).

Plus particulièrement, pour la filière « achats », concernée au premier chef par les enjeux du développement durable :

- la sensibilisation systématique des acheteurs à la question de l'insertion par l'activité économique ;
- la réalisation et la diffusion auprès de tous les prescripteurs et acheteurs d'un court-métrage qui vise à combattre les idées reçues sur les prestations effectuées par les entreprises des secteurs protégés et adaptés, afin de renforcer la part des achats solidaires dans les achats d'EDF.

Enfin, plus spécifiquement, EDF intègre au sein des dispositifs de rémunération variable deux critères de responsabilité d'entreprise dans le calcul de l'intéressement des salariés, participant à hauteur de 40 % à l'intéressement global. Pour la période 2014-2016, les critères sont : réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les bâtiments tertiaires (- 1 000 tonnes d'équivalent CO₂ à fin 2014 par rapport à 2013) et taux de salariés ayant suivi une formation de prévention des risques santé et sécurité. De son côté, EDF Energy intègre dans son dispositif CIP (*Company Incentive Plan*) des critères d'intéressement de ses salariés fondés sur la tenue des engagements de performance économique, environnementale et sociale de l'entreprise.

17.2.1.2.2 Formation des *managers* et des salariés au développement durable

EDF et les sociétés du Groupe mettent en œuvre des formations au Développement durable, qu'elles soient dédiées ou intégrées dans des cursus métier ou professionnalisants. Notamment, certaines sociétés intègrent systématiquement cette dimension dans les parcours d'insertion des nouveaux arrivants et embauchés : les métiers de la production (nucléaire, thermique et hydraulique), de l'ingénierie nucléaire et des achats d'EDF, EDF Energy (formation qui doit être réalisée dans les trois mois suivant l'arrivée), EDF Énergies Nouvelles, en France comme dans de nombreux pays (formation à suivre au cours de la première année) et Dalkia.

Depuis 2013, EDF a enrichi en France le document réglementaire « Orientations de formation et d'entreprise » d'un volet « Développement durable », pour renforcer l'intégration du Développement durable dans les plans de formation des directions métiers.

Informations environnementales et sociétales

En complément, un catalogue unique d'offre de formations dédiées au Développement durable est proposé à l'ensemble des unités et Directions. Il répond aux principaux enjeux définis par la Direction du Développement Durable : dialogue avec les parties prenantes, calcul de l'empreinte de l'eau, réglementation de la biodiversité, gestion des déchets ou maîtrise des risques chimiques environnementaux. La formation « Développer et piloter un projet », qui s'accompagne du référentiel « Management de projet », outil d'aide au diagnostic territorial et de la méthodologie Durabilis¹, a été organisée 10 fois en 2014 au sein des entités et des Directions d'EDF.

En 2014, les directions métiers d'EDF continuent d'enrichir leur offre de formation Développement durable :

- la Direction de l'Immobilier Groupe a développé une formation dédiée à l'exploitation des *green buildings*, visant à sensibiliser les participants à l'exploitation efficace de ces bâtiments économes en énergie, à maîtriser les exigences des référentiels de certification environnementale et à savoir procéder à une évaluation de la qualité environnementale des bâtiments et des pratiques selon le référentiel ;
- la Direction des Achats a développé un module *e-learning*, en prérequis à la formation « Achats et Développement durable » ;
- l'ingénierie nucléaire a intégré une formation et un outil (« Eco-k ») sur la prise en compte de l'environnement à la conception.

Au niveau international, BE ZRt en Hongrie organise chaque année pour tous ses salariés une session obligatoire par *e-learning*, dédiée au Développement durable et à ses aspects opérationnels (tri des déchets notamment).

17.2.1.3 La R&D au service du développement durable

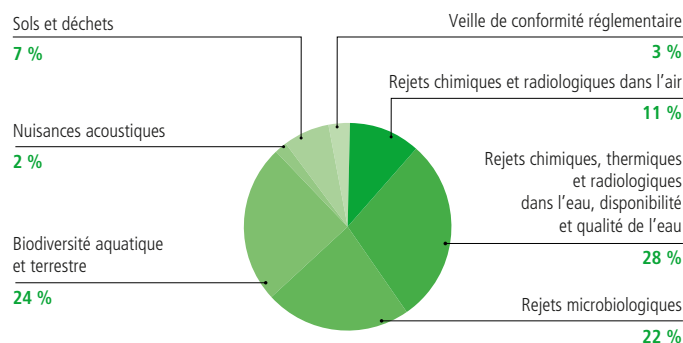
La R&D du groupe EDF prépare les relais de croissance à moyen et long termes du Groupe, et a la charge d'anticiper les défis majeurs auxquels il va être confronté, tout particulièrement :

- l'usage et l'épuisement des ressources fossiles et le réchauffement climatique, qui impliquent des questionnements et régulations sur le taux d'émission des gaz à effet de serre ;
- le partage de l'eau, la gestion de l'environnement et de la biodiversité ;
- le développement rapide de pays émergents, qui déplace les centres de gravité de consommation ;
- le développement des nouvelles technologies de l'information dans le milieu de l'énergie, qui donne au métier d'électricien des opportunités nouvelles ;
- les clients, consommateurs et collectivités, qui deviennent aussi producteurs d'énergie et souhaitent optimiser leurs consommations et vivre dans des villes plus autonomes en énergie.

Dans ce contexte, la Direction R&D a défini trois priorités de recherche (voir aussi section 11.2 (« Les priorités de la R&D »)) :

- consolider et développer des mix de production compétitifs et décarbonés ;
- préparer les systèmes électriques de demain ;
- développer et expérimenter de nouveaux services énergétiques pour les clients.

En France, EDF consacre plus de 21 % de son budget R&D au domaine de l'environnement. Le programme « Environnement production », qui traite des impacts environnementaux de l'ensemble du parc de production, a mobilisé 25 millions d'euros en 2014 (24,5 millions d'euros en 2013), répartis comme suit :



La R&D initie également d'autres formes de recherche collaborative, notamment avec l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) ou l'Institut d'excellence pour les énergies décarbonées (IEED). Elle est aussi partenaire de six fonds de capital-risque dans le domaine des technologies propres, dont Electranova Capital, qui dispose d'une capacité d'investissement d'environ 90 millions d'euros, dont 30 apportés par EDF, seul investisseur industriel (voir section 11.1 (« Organisation de la R&D et chiffres clés »)). Ce partenariat place EDF parmi les trois principaux investisseurs *cleantech* européens. Sept investissements ont été réalisés depuis mi-2012, date de création du fonds. En 2014, le fonds a réalisé trois nouveaux investissements : dans la société allemande Sunfire (concepteur de piles à combustible et d'électrolyseurs de nouvelle génération), dans la société française Leosphère (expérimentation de lidar² flottant pour mesurer avec précision les vents sur les parcs éoliens *offshore*) et enfin dans la société française Techniwood (concepteur et fabricant de systèmes constructifs innovants bois et isolant).

Dans ce cadre, les principaux axes de travail en 2014 dans le domaine du Développement durable ont été les suivants :

- l'adaptation et la lutte contre le changement climatique : étude pour le renforcement de la robustesse des sources froides des centrales nucléaires et thermiques en France, démonstrateur de captage de CO₂ au Havre, combustion du carbone en boucle chimique, oxy-combustion du carbone dans le cadre de projets européens, veille sur la séquestration géologique du CO₂ ;
- les performances d'un parc de production bas carbone : tests de matériaux à hautes performances pour les centrales ultra-supercritiques au charbon, co-combustion de biomasse solide, hybridation de technologies thermo-solaires dans les Cycles Combinés Gaz, études d'évaluations du productible éolien en zone à vent faible, analyse du vieillissement des panneaux photovoltaïques ;
- l'efficacité énergétique : solutions énergétiques pour les centres de données (*data centers*), dispositif de diagnostic MDE de parcs moteurs, pompes à chaleur industrielles pour récupérer la chaleur fatale, modélisation de réseaux de chaleur, développement de pompes à chaleur hybrides ou à eau de mer à coût compétitif pour logements basse consommation, thermostats intelligents pour piloter à distance des installations de chauffage, panneaux photovoltaïques bifaciaux pour mieux correspondre à la courbe des besoins énergétiques des bâtiments ;

1. Outil d'aide aux chefs de projets pour élaborer des plans d'action de Développement durable et les inciter à mieux identifier les parties prenantes concernées par leur projet, les conséquences du projet sur l'emploi local ainsi que les impacts sur la biodiversité.
2. Lidar : technologie qui conjugue technologies laser et radar.

- la maîtrise des consommations : projets SCORE (meilleure compréhension des variations de consommations dans un foyer), OFFEX (outil de facturation intégrant des offres de MDE comme l'effacement ou les variations fréquentes de prix), Click'Conso (adaptation de services existants en France métropolitaine au contexte des départements d'outre-mer), ARCOS (étude des comportements liés aux consommations d'énergie et à l'appropriation sociale d'innovations technologiques apportées par le compteur Linky ou les *smart grids*) ;
- la lutte contre la précarité énergétique (voir section 17.2.3.3.1 (« Contribution à la lutte contre la précarité énergétique et accès à l'énergie »)) ;
- la préservation de la biodiversité (voir section 17.2.2.10 (« Protection de la biodiversité »)) ;
- les énergies renouvelables (voir section 17.2.2.4.4 (« La recherche, enjeux d'avenir pour les énergies renouvelables »)) ;
- la ville durable : réalisation d'une plateforme de modélisation urbaine, qui prend en compte et combine l'intégration des énergies renouvelables dans les bâtiments, la gestion des réseaux énergétiques, la gestion de l'eau, la mobilité douce (voir section 17.2.2.9 (« Ville et territoire durables »)) ;
- les réseaux et *smart grids* : expérimentations de nouveaux matériaux à pertes réduites ou à tenue thermique plus élevée afin de réduire les pertes d'électricité en ligne, adaptation du réseau basse et moyenne tension pour l'intégration des énergies renouvelables décentralisées fatales, expérimentations grandeur nature de systèmes de stockage d'électricité chez les clients en Corse et dans les départements d'outre-mer.

17.2.2 Informations environnementales

17.2.2.1 Contrôle de la performance environnementale

17.2.2.1.1 Système de management environnemental (SME)

Le système de *management* environnemental (« SME ») est organisé, à l'échelle du Groupe, de façon à coordonner l'ensemble des actions, des objectifs et des indicateurs selon les engagements environnementaux de la politique de Développement durable du Groupe au moyen d'une animation assurée par un Comité Développement durable Groupe, un Directoire Environnement pour EDF et des groupes thématiques.

Le groupe EDF est certifié ISO 14001 depuis 2002. En 2014, le périmètre certifié représente 98 % du chiffre d'affaires consolidé d'EDF et de ses filiales et participations.

En mai 2014, la certification ISO 14001 a été renouvelée pour la quatrième fois, pour une période de trois ans, par l'organisme de certification indépendant Afnor. Un nouveau certificat ISO 14001 du Groupe a été délivré, intégrant les certificats existants des sociétés du Groupe telles que Edison, EDF Luminus, EDF Énergies Nouvelles Réparties (activité solaire) et la centrale de la Réunion Port-Est du groupe PEL.

L'audit de l'Afnor a notamment relevé que le niveau moyen de maturité et de performance environnementale des entités a progressé dans une cohérence d'ensemble alignée sur la stratégie du Groupe et sur les Engagements de responsabilité d'entreprise et l'écoute des parties prenantes.

En France, le programme de *management* environnemental, actualisé annuellement et validé lors de la revue du SME en Directoire Environnement du 19 mars 2014, matérialise sous forme d'actions opérationnelles les objectifs de la politique de Développement durable d'EDF.

En 2014, les actions les plus significatives du programme ont été :

- poursuivre la réduction des émissions de CO₂ du Groupe par l'optimisation de la production du parc nucléaire, par l'adaptation du parc de production thermique et le développement des ENR ;
- intégrer les exigences des nouveaux textes réglementaires dans les métiers ;
- maîtriser la gestion des déchets radioactifs sans incident et optimiser les rejets d'acide borique ;
- poursuivre la réalisation des guides de biodiversité et préparer l'intégration d'EDF à la stratégie nationale « biodiversité française » (voir section 17.2.2.10 (« Protection de la biodiversité »)) ;
- s'assurer de la prise en compte de la dimension « eau » dans les processus et activités ;
- passer au crible des critères de Développement durable les projets d'investissement de développement et de maintenance des installations industrielles (projets d'un montant supérieur à 50 millions d'euros) ;
- assurer le maintien et le bon niveau de renouvellement des compétences des salariés (communication et formation) ;
- poursuivre la sensibilisation des prestataires et renforcer le contrôle de la chaîne de sous-traitance.

Au niveau du Groupe, lors de la revue annuelle de juin 2014, les membres du Comité de Développement durable (*Sustainable Development Committee*) ont défini les grandes orientations suivantes :

- poursuivre le travail sur la thématique de l'eau, qui reste centrale pour EDF et ses parties prenantes ;
- continuer l'intégration de la démarche « Achats responsables » au sein des sociétés internationales, afin de renforcer le partage autour des normes d'achats, des résultats d'audits fournisseurs et de la connaissance de la chaîne d'approvisionnement ;
- étudier la pertinence, pour EDF, d'intégrer le SBP (*Sustainable Biomass Partnership*¹), dans le cadre de l'achèvement de sa politique Groupe sur la durabilité de la biomasse ;
- adapter le certificat ISO 14001 du Groupe à la nouvelle version 2015 de la norme ISO 14001.

17.2.2.1.2 Pilotage et prévention des risques environnementaux

Identification des risques

La cartographie et la mesure du niveau de maîtrise des risques globaux sont réalisées par la Direction du Contrôle des Risques Groupe sur la base des analyses filiales et des entités du Groupe. Elle intègre dans son périmètre les risques environnementaux d'EDF.

Ces risques sont totalement intégrés au SME et au dispositif de contrôle interne du Groupe. Ils font l'objet de plans d'action découlant des orientations de la politique de Développement durable du Groupe.

L'actualisation de 2014 conforte l'analyse des risques et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. Néanmoins, la mise en place de la Directive européenne dite « Seveso 3 » a pour conséquence le reclassement en seuil haut de plus de dix sites industriels d'EDF en France, ainsi que le renforcement des dispositifs de maîtrise des risques associés. Cette Directive entrera en vigueur au 1^{er} juin 2015.

En 2014, comme en 2013 et 2012, les éléments les plus significatifs, en termes d'enjeux économiques et financiers relatifs aux risques environnementaux portent sur les sujets suivants :

- déploiement des actions d'efficacité énergétique et obtention des certificats associés ;

1. Initiative émanant du secteur de l'industrie, créée en 2013 par les grands électriciens européens utilisant la biomasse, principalement sous la forme de granulés de bois, dans les centrales thermiques majeures.

- impacts des activités d'EDF sur l'air, l'eau, les sols et la production de déchets ;
- préservation de la biodiversité et des services rendus par les écosystèmes ;
- gestion de la ressource en eau ;
- émissions de gaz à effet de serre.

Prévention des risques et pollutions

Pour maîtriser les risques d'incidents ou d'accidents industriels pouvant porter atteinte au milieu naturel ou à la santé publique, EDF met en œuvre :

- un système de *management* environnemental Groupe suivi et amélioré en permanence dans les entités et sur les sites avec des audits externes de certification ISO 14001 ;
- une politique active d'investissements et un programme de déconstruction d'actifs industriels dont l'exploitation est arrêtée, qui comporte si nécessaire des opérations de dépollution¹ ;
- un programme de formation du personnel et de sensibilisation de toutes les parties impliquées ;
- des inspections et des audits sur les sites de production (voir sections 17.2.2.2.1 (« La sûreté nucléaire ») et 17.2.2.2.2 (« La sûreté hydraulique »)) ;
- des exercices de crise : en France en 2014, en complément des exercices périodiques effectués localement sur chaque site nucléaire, 11 exercices nationaux, dont 5 avec les pouvoirs publics français et 3 avec les contreparties internationales, ont été réalisés sur les 19 centrales du parc nucléaire. Au niveau international, les sociétés testent régulièrement leurs procédures par des exercices de crise. En 2014 au Royaume-Uni, EDF Energy a réalisé plusieurs exercices similaires sur ses 8 centrales nucléaires.

Pour réduire ses risques, le Groupe met également en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances (PCB, produits chimiques) par des produits plus respectueux de l'environnement.

Localement, chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les événements qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler, réalise les exercices de crise correspondants, met en œuvre un suivi et communique sur les événements environnementaux relevant de sa responsabilité.

Durant l'année 2014, il n'y a pas eu d'événement environnemental à enjeu². Quelques incidents mineurs, sans impact environnemental ou sanitaire majeur, ont principalement concerné des fuites ou déversement d'huiles, d'hydrocarbures ou d'acide, ou des émissions gazeuses (SF₆ ou HFC). Ils ont été maîtrisés selon les procédures d'urgence en vigueur.

Certains de ces événements peuvent être suivis de contentieux, issus de plaintes déposées par des ONG ou de mises en demeure des autorités de régulation nationales (ASN, préfecture, etc.). En 2014, deux condamnations ont été prononcées à l'encontre d'EDF en France, pour un montant global d'environ 25 000 euros.

17.2.2.2 Sûreté des équipements industriels et sécurité des salariés et des tiers

Premier opérateur nucléaire mondial, premier producteur hydraulique européen, le groupe EDF fait de la sûreté de ses installations industrielles une priorité absolue. La sûreté d'exploitation des installations nucléaires et hydrauliques figure à ce titre au premier rang des Engagements de responsabilité d'entreprise du Groupe (voir section 17.1.2. (« Les Engagements de responsabilité d'entreprise : mesure de la performance du Groupe »)).

17.2.2.2.1 La sûreté nucléaire

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte dès la conception des ouvrages et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires.

Dispositifs de contrôle et de surveillance

La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO³ et audits OSART⁴ conduits par les experts de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA)).

En France, la sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'ASN. Les événements sont classés sur une échelle à sept niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES⁵). Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés « d'écarts » ou encore nommés « événements de niveau 0 ».

La création d'un dispositif supplémentaire de gestion de crise, la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), a également été retenue par l'ASN, à la suite d'évaluations complémentaires de sûreté (ECS) réalisées par EDF après l'accident de Fukushima.

Dans l'objectif de maintien d'un parc nucléaire performant et sûr au-delà des 40 ans de fonctionnement, EDF met en œuvre un projet industriel cohérent. Il vise notamment à améliorer les performances de sûreté nécessaires à l'obtention, par l'ASN, des autorisations de poursuite de l'exploitation.

Au Royaume-Uni, l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) est l'autorité indépendante de contrôle de la sécurité dans le secteur du nucléaire civil. Il veille au respect des règles de sécurité, y compris pour le transport de matières radioactives.

Résultats 2014

Comme en 2013, aucun événement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer en France et au Royaume-Uni en 2014 et, pour la deuxième année consécutive, le groupe EDF n'a pas connu d'événement significatif pour la sûreté (« ESS ») de niveau supérieur ou égal à 2 sur l'échelle internationale INES.

La France a connu une nouvelle baisse (- 4 % par rapport à 2013) du nombre d'ESS classés au niveau 1 de l'échelle INES (1,14 par réacteur contre 1,19 en 2013). Le nombre d'arrêts automatiques de réacteurs (AAR) atteint 0,53 par réacteur (0,59 en 2013), 34 des 58 réacteurs n'ayant pas connu d'AAR en 2014. Il retrouve son meilleur niveau des années 2011-2012 et renoue avec les meilleures performances internationales (très proches de celles du parc des 69 réacteurs à eau pressurisée des États-Unis).

En 2014, des progrès sont encore accomplis dans le domaine incendie, risque potentiel majeur dans les installations nucléaires, avec un faible nombre de départs de feux et l'absence d'événements incendie notable (2 en 2013). Le parc français enregistre également de très bons niveaux de disponibilité des systèmes de sauvegarde, parmi les meilleurs mondiaux (taux d'indisponibilité de 0,04 % pour l'injection d'eau de secours, de 0,03 % pour l'alimentation de secours des générateurs de vapeur et de 0,02 % pour les diesels de secours). Le taux d'indisponibilité des réacteurs demeure à un niveau bas (2,4 %), identique à celui du parc REP aux États-Unis.

Fait notable, la *Corporate OSART* menée en 2014 par l'AIEA sur la sûreté nucléaire d'EDF a conclu qu'EDF est totalement conforme aux standards définis par l'AIEA et relève notamment comme bonnes pratiques la mise en place de la FARN, le contrôle de sûreté interne (filiale indépendante de sûreté) et la politique soutenue de formation.

1. Ces opérations de dépollution peuvent concerner des situations de contamination et de dénaturation antérieures à la phase d'exploitation par EDF.
 2. Événement environnemental à enjeu : événement affectant gravement l'environnement (espaces, ressources et milieux naturels, sites et paysages, qualité de l'air, espèces animales et végétales, diversité et équilibres biologiques) et ayant un fort impact médiatique ou ayant un impact financier supérieur à 3 millions d'euros. L'événement affectant l'environnement susceptible de porter atteinte à la santé humaine entre dans le champ d'application de l'événement à enjeu pour le groupe EDF.
 3. World Association of Nuclear Operators, Association mondiale des exploitants nucléaires.
 4. Operational Safety Review Team.
 5. International Nuclear Event Scale.

Des progrès sont attendus concernant le respect des spécifications techniques d'exploitation (STE), le nombre de cas de non-conformité aux STE par réacteur étant passé de 1,34 en 2013 à 1,55 en 2014.

Au Royaume-Uni, les pratiques de déclaration du nombre d'ESS classés INES 0 et 1 sont différentes de celles opérées en France, compte tenu des exigences des autorités de sûreté respectives. Peu comparable à celui d'EDF, le nombre d'ESS déclarés par EDF Energy retrouve un niveau équivalent aux années 2011-2012 (4,5 par réacteur contre 5,1 en 2013). Plus comparable, le nombre d'événements classés sur l'échelle INES, tous limités au niveau 1, diminue fortement, passant de 0,80 par réacteur en 2013 à 0,33 cette année. Il est toutefois à noter qu'une anomalie détectée lors d'un arrêt de tranche sur le réacteur 1 de la centrale de Heysham¹ a été déclarée *Nuclear Reportable Event*² et a conduit en août 2014 EDF Energy à arrêter, de manière conservatoire, les trois autres réacteurs de même conception susceptibles d'être concernés par cette anomalie. Tous les réacteurs avaient redémarré fin 2014 et courant janvier 2015. Sur les réacteurs AGR, le bon niveau de disponibilité des systèmes de sauvegarde se confirme (taux d'indisponibilité de 0,23 % pour l'injection d'eau de secours, de 0,06 % pour l'alimentation de secours des générateurs de vapeur et de 0,30 % pour les diesels de secours) ; le taux d'indisponibilité de ces systèmes est même nul sur le réacteur REP de Sizewell B. 2014 a également confirmé les progrès des deux années précédentes relatifs à l'exploitation des machines de manutention du combustible dans les réacteurs AGR, suite à des efforts importants de fiabilisation. Les recommandations formulées lors des *peer reviews* de la WANO ont été intégrées avec un taux supérieur à 90 %, ce qui fait d'EDF Energy une des références au sein de cette organisation indépendante. Pour autant, après deux ans de stabilité, le parc britannique a connu en 2014 une augmentation significative des arrêts automatiques et manuels de réacteur (1,79 par réacteur) et du taux d'indisponibilité fortuite des réacteurs (10,9 %), avec une hétérogénéité notable entre les sites, qui appelle à la mise en œuvre d'un dispositif d'appui approprié pour aider les sites en retrait à retrouver le niveau de performances attendues.

Les résultats détaillés 2014 sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur Général de la sûreté nucléaire et disponible sur Internet.

17.2.2.2.2 La sûreté hydraulique

Voir section 6.2.1.1.4 (« Production hydraulique »).

EDF exploite en France 436 centrales hydrauliques et gère les retenues de 239 grands barrages. L'âge moyen du parc hydraulique français est d'environ 70 ans. La sûreté hydraulique vise à maîtriser les risques de rupture d'ouvrage, les risques liés à l'exploitation des aménagements en période de crue, ainsi que ceux liés aux variations de débit des cours d'eau pendant l'exploitation. À l'instar de la politique de sûreté nucléaire, la politique de sûreté hydraulique vise un haut niveau de sûreté et une amélioration continue.

En 2014, la sûreté hydraulique du parc d'EDF s'est maintenue à un niveau satisfaisant. Un seul événement important pour la sûreté hydraulique (EISH) classé « orange » (événement ayant entraîné une mise en danger de personnes au sens de l'arrêté du 21 mai 2010) est survenu, sans avoir entraîné de blessure, pour 19 EISH classés « jaunes » (événements traduisant une non-conformité sans mise en danger des personnes). Les principaux indicateurs continuent d'afficher un bon niveau :

- bonne détection des événements significatifs sans caractère de gravité (ESSH 0) par les équipes de terrain, avec plus de 3 100 événements détectés ;
- faible proportion d'événements ayant eu des conséquences externes (ESSH \geq 1). 37 événements sont survenus ;
- réduction du nombre de sites, à l'aval des ouvrages, présentant une sensibilité élevée aux risques liés aux variations de débit, qui passe de 114 en 2005 à 18 en 2014 (19 en 2013, 16 en 2012). L'année 2014 n'a pas connu d'événement exceptionnel similaire aux événements climatiques

exceptionnels survenus dans les Pyrénées en 2013. Elle a néanmoins été humide et a connu des précipitations et des écoulements excédentaires accompagnés de nombreuses crues, parfois répétitives. Cependant, la gestion des aménagements hydroélectriques a été correctement maîtrisée lors de ces événements.

Enjeu majeur de la sûreté hydraulique, la maîtrise des risques liés au vieillissement des installations a été renforcée et la politique de maintenance à long terme a été actualisée en 2012.

Engagé en 2007, le programme de rénovation du patrimoine hydraulique « SuPerHydro » (sûreté et performance du parc) est réalisé à 91 %. Il est relayé par un programme de maintenance à long terme, destiné à lui succéder, qui comporte un volet dédié à la sûreté hydraulique : le programme IPHE-S (Ingénierie du parc hydraulique en exploitation – volet sûreté) dont les activités réalisées en 2014 ont dépassé en nombre et en ressources annuelles celles de SuPerHydro.

Dans ce cadre, des mesures d'actions immédiates de maintenance ont été prises pour s'assurer que les marges de sûreté sont bien identifiées et les parades actives, dans l'attente de la réalisation des travaux. À fin 2014, 607 dispositifs et moyens particuliers sont effectifs et suivis sur les cinq familles d'ouvrages prioritaires : galeries, canaux, barrages, conduites forcées et vannes.

Au total, sur la période 2007-2015, plus de 800 millions d'euros auront été consacrés à la sûreté.

Ces deux programmes sont renforcés par le projet « RenouvEau », dont l'objectif est d'améliorer tant la sûreté que la performance et la compétitivité du parc hydraulique. Il est en cours de déploiement sur l'ensemble des grandes installations du parc hydraulique et en cours de montée en performance d'utilisation.

Le décret du 11 décembre 2007 a fixé de nouvelles obligations réglementaires au propriétaire ou concessionnaire d'un barrage, dont la réalisation d'études exhaustives contributives à la sûreté : études de danger pour les ouvrages de classes A (barrages dont la hauteur est supérieure ou égale à 20 mètres) et B (barrages dont la hauteur est supérieure à 10 mètres et dont le volume dépasse un seuil fixé par la réglementation), revues de sûreté pour les ouvrages de classe A. EDF respecte le calendrier attendu : les 240 études de danger de première génération ont été délivrées aux services de contrôle de l'État. Le calendrier des revues de sûreté est également en bonne voie, avec 106 revues délivrées en 2014, sur les 157 attendues pour 2017. Elles consolident une vision d'ensemble, satisfaisante, des ouvrages et des parades associées.

Pour en savoir plus, consultez le rapport 2014 de l'Inspecteur de la sûreté hydraulique, disponible sur le site internet d'EDF.

17.2.2.3 Changement climatique

17.2.2.3.1 Bilan des émissions de gaz à effet de serre d'EDF

Grâce à son parc de production constitué d'une part importante de nucléaire (72 913 MW, soit 54 %) et d'énergies renouvelables, incluant l'hydraulique (28 265 MW, soit 21 %) faiblement émetteur de CO₂, le groupe EDF s'engage à rester l'électricien de référence dans la lutte contre le changement climatique et dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il s'inscrit dans le futur objectif européen de réduction d'au moins 40 % des émissions en 2030, comparées à celles de 1990, dans le respect de la diversité des situations énergétiques locales.

Pour lutter contre le changement climatique, le Groupe investit dans des moyens de production à faible ou sans émissions de CO₂, dont les énergies renouvelables (voir section 17.2.2.4 (« Gestion durable des ressources »)) et le nucléaire, et vise une production à 75 % non émettrice de CO₂ à l'horizon 2020 (pour une capacité brute totale installée d'environ 160 GW³).

1. Fissure sur un générateur de vapeur pouvant remettre en cause le dimensionnement de sûreté des tranches nucléaires.

2. Niveau le plus élevé de déclaration des événements aux autorités britanniques.

3. Intégration des capacités à 100 % pour les sociétés consolidées en intégration globale et au prorata de la quote-part d'intérêt dans le capital pour les sociétés consolidées en intégration proportionnelle ou mises en équivalence.

Le Groupe s'engage également à réduire ses émissions indirectes, par exemple celles de ses immeubles tertiaires, grâce à une gestion adaptée du bâti et à la mobilisation des salariés.

Depuis 2011, EDF publie annuellement le bilan de ses émissions de gaz à effet de serre, incluant également les émissions indirectes, allant ainsi au-delà de ses obligations légales (article 75 de la loi Grenelle 2). Ce bilan couvre l'ensemble des activités d'EDF, de la fabrication du combustible à la production, jusqu'au fonctionnement de l'entreprise.

Bilan comparatif 2011-2013 ⁽¹⁾ des émissions d'EDF

(en kilotonnes équivalent CO ₂)	2013	2012 ⁽³⁾	2011 ⁽³⁾
Scope 1 ⁽²⁾ – émissions directes	17 000	17 000	14 800
Scope 2 ⁽²⁾ – émissions liées aux consommations énergétiques pour le fonctionnement propre de l'entreprise	29	29	28
Scope 3 ⁽²⁾ – émissions indirectes	19 300	20 100	19 700

(1) Données 2014 non disponibles à la date de publication du document. Les données seront publiées dans le document « Performance 2014 » accessible sur internet.

(2) Scopes définis par le GHG Protocol, couvrant les six gaz à effet de serre du protocole de Kyoto (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, SF₆).

(3) Valeurs des années 2011 et 2012 recalculées pour intégrer les changements de méthodologie effectués pour 2013 et permettre la comparaison des résultats.

L'évolution observée des émissions de gaz à effet de serre entre 2011 et 2013 est largement corrélée aux variations climatiques.

Les émissions directes des centrales de production (scope 1) restent le poste prépondérant, avec une part significative provenant de SEI. Par ailleurs, outre le CO₂, EDF émet principalement, en faible quantité, du CH₄ provenant des retenues d'eau et du SF₆ issu des transformateurs. La hausse de 23 % des émissions directes entre 2011 et 2012 s'explique principalement par une année 2012 plus froide, ce qui a engendré un recours accru aux centrales thermiques à flamme pour la production d'électricité. La stabilité des émissions directes entre 2012 et 2013 masque des évolutions contrastées entre la France continentale et les systèmes insulaires, en baisse toutefois de 13 % par rapport à 2010, année de référence choisie par EDF en application de la loi Grenelle 2.

Les émissions du scope 2, qui correspondent aux achats d'électricité, de chaleur et de froid pour les besoins propres d'EDF, sont très limitées par rapport au reste du bilan. Les efforts significatifs d'efficacité énergétique engagés par EDF dans ses bâtiments ont permis de stabiliser les émissions liées à ce poste, et ce malgré l'effet climat.

Concernant le scope 3, les émissions associées à l'achat d'électricité, notamment les obligations d'achat en France continentale (principalement la cogénération), constituent le poste le plus important de ce scope, bien qu'EDF n'ait pas de marge de manœuvre pour le réduire. Les autres postes significatifs sont liés à l'amont des combustibles fossiles et nucléaires (extraction, transport, enrichissement, etc.), aux achats de biens et services, aux immobilisations dont les émissions sont « amorties » chaque année en parallèle à leur amortissement comptable, au transport et à la distribution de l'électricité, et enfin à la combustion du gaz vendu aux clients.

Enfin, au-delà de son engagement à maîtriser ses émissions directes, EDF s'engage à diminuer ses émissions diffuses (bâtiments tertiaires, véhicules et déplacements professionnels). Le groupe EDF gère un parc immobilier tertiaire important (plus de 4,5 millions de mètres carrés hors centrales de production d'électricité). Que ce soit en tant que propriétaire ou en tant qu'occupant, EDF cherche à diminuer l'impact environnemental de ce parc. Dans le cadre de sa politique Développement durable, la Direction Immobilier d'EDF s'est fixé un objectif de réduction de 8 GWh par an des consommations d'énergie du parc d'immeubles qu'il gère, au travers de plusieurs leviers :

- actions de maîtrise de la demande en énergie par l'exploitation des installations ;
- optimisation de l'occupation des surfaces ;

- renouvellement du parc en propriété ;
- utilisation des meilleures technologies disponibles, notamment dans le cadre des travaux de maintenance ;
- mise en place de contrats de performance énergétique pour tous les locaux dont l'exploitation est déléguée.

En 2014, EDF a consacré près de 10 millions d'euros à l'amélioration de la performance énergétique de son parc immobilier.

Cet engagement, porté par tous les salariés de l'entreprise, est également traduit dans l'accord d'intéressement, qui pour la période 2014-2016 intègre un critère relatif à la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les bâtiments tertiaires (- 1 000 tonnes d'équivalent CO₂ à fin 2014 par rapport à 2013), pesant pour 20 % sur le montant total de l'intéressement.

EDF adhère à l'*International Sustainability Alliance* (ISA), organisation dont le principal objectif est de contribuer au développement du bâtiment durable aux niveaux européen et mondial. Ce développement passe en premier lieu par la connaissance des performances réelles du parc immobilier existant. Les membres de l'ISA ont joint leurs efforts à ceux du *Building Research Establishment*¹ pour créer une base de données environnementale de leur parc, qui rassemble d'ores et déjà environ 10 000 bâtiments.

17.2.2.3.2 Réduire les émissions de CO₂ des outils industriels

En 2014, le Groupe a émis 64,3 millions de tonnes de CO₂ à l'échelle mondiale, dont 8 millions de tonnes de CO₂ en France, même si près de 98 % de la production électrique est sans émission de CO₂.

En France continentale, EDF a pour ambition de diviser par 2 ses émissions de CO₂ d'ici 2016 par rapport au niveau de 1990, soit une réduction de 12 millions de tonnes de CO₂ et une baisse significative des émissions spécifiques (17 g/kWh en 2014 pour 67 g/kWh en 1990).

À l'échelle européenne, la dernière étude de PWC² souligne que « le groupe EDF contribue de façon très significative à maintenir le facteur carbone moyen européen à des valeurs relativement basses » (le facteur carbone 2013 hors EDF s'élève à 428 kg CO₂/MWh, mais seulement à 328 kg CO₂/MWh en prenant en compte l'électricien français).

1. Organisme parapublic anglais en charge de la définition des normes des bâtiments, de la qualification des procédés et des matériaux de construction au regard de leurs caractéristiques thermiques et mécaniques.

2. Étude PWC de décembre 2014.

Émissions de CO₂ dues à la production d'électricité et de chaleur

(en g/kWh)	2014	2013 retraité	2012
Groupe EDF	102	123 ⁽¹⁾	117
EDF	17	35	35

(1) La donnée publiée en 2013 (non retraitée) était de 116,3 g/kWh.

Ces résultats sont le fruit d'une politique industrielle volontaire et constante du Groupe, qui dispose, pour réduire et maintenir à un des plus bas niveaux européens ses émissions de gaz à effet de serre, dans la limite de 150 g/kWh (engagement de responsabilité d'entreprise), de plusieurs leviers à court et long termes :

- l'intégration du critère carbone dans les arbitrages industriels du Groupe entre les différents moyens de production, à la fois pour leur exploitation et les investissements à long terme ;
- la modernisation du parc thermique à flamme ;
- l'exploitation du parc nucléaire, non émetteur de gaz à effet de serre ;
- l'optimisation de la production hydraulique, en modernisant les moyens de production ;
- le développement des autres énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque), le Groupe figurant en 2013 au 5^e rang européen de ces énergies (hors hydraulique) et au 1^{er} rang européen pour le développement de parcs photovoltaïques.

Les engagements de court et long termes du Groupe en matière de réduction des émissions directes de CO₂ sont les suivants :

- au niveau international : maintenir les émissions directes de CO₂ du Groupe dans la limite de 150 g/kWh ;
- en France continentale : diviser par deux ses émissions spécifiques d'ici 2016 par rapport à 1990 ;
- dans les systèmes insulaires (Corse et départements d'outre-mer) : réduire les émissions absolues de CO₂ entre 2005 et 2020, avec un objectif intermédiaire en 2015 de 480 g CO₂/kWh ;
- au Royaume-Uni : réduire l'intensité de carbone de la production d'électricité à 250 g CO₂/kWh d'ici à 2020, et à moins de 100 g CO₂/kWh d'ici à 2030.

Optimisation des performances environnementales
du parc thermique à flamme (THF)

Les performances environnementales des centrales THF ont été sans cesse améliorées pour répondre au renforcement progressif des exigences réglementaires. Les programmes d'investissement intègrent à la fois les exigences d'amélioration de la qualité de l'air et de réduction des émissions atmosphériques et les réglementations relatives aux gaz à effet de serre, tout en prenant en compte la sécurité d'approvisionnement et les coûts des combustibles fossiles.

Depuis la mise en service des systèmes de réduction des oxydes d'azote (« dé-NO_x ») ces dernières années, les rejets atmosphériques du Groupe ont considérablement diminué.

En France, les tranches fioul utilisent désormais du combustible à très très basse teneur en soufre (à 0,55 % de soufre).

En Italie, le parc thermique d'Edison est entièrement constitué de centrales à Cycle Combiné Gaz à haut rendement et à faible émission de CO₂. Ces installations thermiques performantes, combinées à des installations hydroélectriques et d'énergies renouvelables (parcs éoliens notamment) placent Edison parmi les électriciens les plus faiblement émetteurs en Italie.

En Pologne, les centrales thermiques sont particulièrement confrontées aux rejets de polluants dans l'air. La majorité des chaudières d'EDF Polska est désormais équipée de brûleurs à faible émission de NO_x. En préparation de l'application au 1^{er} janvier 2016 de la Directive européenne sur les émissions industrielles qui limitera les rejets de SO_x et de NO_x à 200 mg/Nm³, EDF Polska équipe ses unités de cogénération de Cracovie, de Kogeneracja et de Gdansk et Gdynia (ex-EDF Wyrzeże) de systèmes de désulfuration, et a lancé un programme de dénitrification de ses installations. Combinée à l'usage d'un charbon de meilleure qualité environnementale, cette action porte déjà ses fruits en 2014, avec une baisse de 12 % des émissions de SO₂ et de 13 % des émissions de NO_x par rapport à 2013.

Le Groupe est par ailleurs actif sur ce champ de recherche. En France, EDF poursuit avec la R&D des études sur la réduction des émissions de NO_x avec le projet « Sperone Q600 » (études de configuration bas NO_x pour optimiser le fonctionnement des chaudières). En Pologne, le centre R&D de Cracovie, référent du Groupe en matière de combustion charbon et co-combustion de biomasse, poursuit le projet « Ecoalboiler » (amélioration de la performance des chaudières des centrales à charbon).

Modernisation du parc de production THF

En France, le Groupe a mis en service depuis 2011 trois Cycles Combinés Gaz (« CCG »), sur les sites de Blénod (430 MW) en 2011 et de Martigues en 2012 et 2013 (Martigues 5 et 6, de 465 MW chacun). En 2014, le programme se poursuit avec les travaux de construction du CCG de Bouchain dans le Nord (510 MW), pour une mise en service prévue courant 2016. Ce CCG de nouvelle génération sera équipé de la technologie « FlexEfficiency50 », bénéficiant des meilleures performances techniques (rendement porté à 61 %, + 3 à 4 % par rapport à un CCG classique) et environnementales (réduction de 10 % des émissions de CO₂).

En 2014, des tranches thermiques à flamme parmi les plus polluantes ont été arrêtées (voir section 6.2.1.1.5.2 (« Les enjeux de la production thermique à flamme »)). Entre 2012 et 2016, EDF aura fermé et remplacé 2 850 MW de centrales charbon peu performantes par des Cycles Combinés Gaz et des turbines à combustion. Au total sur cette période, ces actions permettront de diminuer de plus d'un tiers les émissions de CO₂ par kilowattheure produit par le parc thermique d'EDF en France.

Depuis 2013 au Royaume-Uni, les trois nouvelles tranches du nouveau Cycle Combiné Gaz de West Burton B de 1 300 MW sont en exploitation. Avec 1,5 million de clients desservis annuellement pendant 25 ans (durée de vie prévisionnelle), cette centrale contribuera à la réalisation de l'objectif 2020 d'EDF Energy de réduction de ses émissions spécifiques de CO₂.

Par ailleurs en Pologne, EC Zielona Góra a terminé en 2013 la modernisation de sa centrale et remplacé le combustible charbon par du combustible gaz. Un programme similaire est prévu en 2017 pour la centrale de Toruń.

Enfin, concernant la technologie *Carbon Dioxide Capture and Storage*, le groupe EDF participe avec des partenaires industriels internes et externes à des projets de captage en postcombustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le stockage et le transport de CO₂. En 2013, le démonstrateur de captage de CO₂ construit sur le site du Havre en partenariat avec Alstom et Veolia Environnement et avec le soutien de l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie) a été mis en service. Ce pilote a fonctionné 2 500 heures et a capté 1 900 tonnes de CO₂. Un bilan complet technique, économique et organisationnel est en cours.

17.2.2.3.3 **Maîtrise de la demande en énergie (MDE)**

La promotion de l'efficacité énergétique auprès des clients est intégrée dans la politique de Développement durable du groupe EDF comme un des leviers principaux de sa lutte contre le changement climatique. Un axe de travail essentiel concerne la rénovation thermique des logements occupés par des personnes en situation de précarité (voir section 17.2.3.3.1 (« Contribution à la lutte contre la précarité énergétique et accès à l'énergie »)). En réponse à leurs obligations réglementaires, les sociétés du Groupe ont développé des solutions d'efficacité énergétique adaptées à leurs marchés et, pour aller au-delà, le Groupe a créé une Direction des Services Énergétiques qui regroupe depuis deux ans l'ensemble des activités de services énergétiques aux clients, entreprises et collectivités, principalement en Europe. Cette récente stratégie paneuropéenne répond aux demandes d'efficacité énergétique des gros consommateurs d'énergie : ainsi, en 2014, l'association d'EDF Energy, EDF, Dalkia et EDF Fenice a permis d'apporter des audits et solutions aux groupes Jaguar, Land Rover et Total pour leurs sites anglais. En France, l'intégration de Dalkia en 2014 apporte l'expertise d'un leader des services énergétiques, tandis qu'à l'international EDF Fenice développe des solutions d'optimisation aux clients industriels italiens, espagnols, polonais et russes.

En France, EDF propose une gamme d'offres pour accompagner ses clients en termes d'efficacité énergétique ainsi que pour les inciter à maîtriser leur demande énergétique et à solliciter en priorité les moyens de production les moins émetteurs de carbone. Cette démarche lui permet notamment d'obtenir en contrepartie des Certificats d'Économie d'Énergie, dans le cadre du dispositif qui impute à chaque fournisseur d'électricité et de gaz des obligations d'économie d'énergie chez ses clients (voir section 6.5.6.1 (« Réglementations générales en matière d'environnement, de santé,

d'hygiène et de sécurité » – « Efficacité énergétique »)). Premier producteur français de Certificats d'Économie d'Énergie (25 % du volume total), EDF a rempli ses obligations pour la période allant du 1^{er} janvier 2011 au 31 décembre 2014. En 2014, EDF a mené dans le cadre de ce dispositif 14 300 opérations d'amélioration de la performance énergétique de bâtiments auprès des collectivités territoriales et de ses clients entreprises, et a réalisé 165 000 incitations financières pour la réalisation de travaux de rénovation énergétique chez ses clients particuliers, auxquelles s'ajoutent 168 000 incitations concernant le logement social. Depuis la création du dispositif en 2006, EDF aura généré ainsi 1,6 million de rénovations énergétiques chez les particuliers et près de 1 million dans le logement social. Dalkia en France a structuré son organisation autour de cinq axes :

- le déploiement des services de pilotage de la performance énergétique autour du *Dalkia Energy Saving Center* ;
- la poursuite du programme de renouvellement des unités de cogénération de moins de 12 MW, suite au décret d'octobre 2013 qui donne une meilleure lisibilité des tarifs d'obligation d'achat ;
- le déploiement de la solution *Dalkia Energy Live* : choix des sources énergétiques les mieux adaptées, moyens de lutte contre les déperditions énergétiques, sensibilisation des utilisateurs aux comportements écoresponsables ;
- la mise en place de contrats de performance énergétique pour les gestionnaires de bâtiments ;
- l'accompagnement des clients industriels dans la mise en œuvre de contrats avec clause d'intéressement.

Actions 2014 de MDE et d'efficacité énergétique opérées par EDF sur le marché des particuliers, des entreprises et des collectivités locales

En France

Promotion et formation aux économies d'énergie	<ul style="list-style-type: none"> ■ Site internet dédié aux économies d'énergie www.mamaisonbleuciel.fr pour les clients particuliers, qui a généré 3,5 millions de visites et près de 40 000 demandes de devis. ■ Financement de la formation aux économies d'énergie des salariés et artisans des entreprises du bâtiment à travers le dispositif FEEBAT, pour développer la capacité de ces entreprises à répondre au marché de la rénovation thermique (60 000 professionnels formés en 2014). ■ Octroi de 45 000 prêts bonifiés pour les clients particuliers améliorant l'efficacité énergétique de leur logement avec des partenaires Bleu Ciel d'EDF. ■ Partenariat avec La Banque Postale en Corse pour promouvoir l'éco-prêt à taux zéro et le financement de travaux d'économies d'énergie.
Sensibilisation/information	<ul style="list-style-type: none"> ■ Organisation de campagnes d'information sur les éco-gestes (lettre d'information diffusée à plusieurs millions d'exemplaires, applications mobiles, publicité, kits de sensibilisation, réunions de sensibilisation pour le personnel d'entreprises clientes). ■ Réalisation de manifestations sur la maîtrise des consommations énergétiques pour les entreprises, via le Club Business Entreprises. ■ Lancement d'un magazine trimestriel destiné à 100 000 décideurs publics pour apporter une vision prospective des enjeux énergétiques des territoires.
Offres et conseils efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> ■ 165 000 chantiers de rénovation réalisés par les partenaires Bleu Ciel. ■ Vente de 8 000 offres « Diagnostic Habitat Bleu Ciel », diagnostic effectué à domicile par un expert en économies d'énergies, comportant un bilan thermique, une simulation de gains potentiels, des préconisations, une évaluation des travaux et un conseil de financement. ■ Signatures de 14 plans de productivité énergétiques. Par ces offres, EDF s'engage sur un objectif d'atteinte d'économies d'énergie (rémunération d'EDF en partage des gains réalisés sur une période pluriannuelle). ■ Signature de contrats « sensibilisation aux économies d'énergie », notamment avec 25 agences de Pôle Emploi en région Champagne-Ardenne. ■ Signature d'un partenariat avec la Fédération de la plasturgie pour développer de nouvelles presses électriques plus performantes. ■ Signature de 21 systèmes de <i>management</i> de l'énergie (SME), approche qui vise à donner au client une vision d'ensemble de ses dépenses énergétiques, lui permet d'en avoir une meilleure maîtrise et lui permet d'aboutir à l'obtention d'une certification 50001. ■ Mise en œuvre de solutions et de services énergétiques locaux pour une ville durable, avec plus de 300 projets en cours. Mise en œuvre par Dalkia d'un contrat de performance énergétique pour Colombes Habitat Public, avec adoption de nouvelles sources d'énergie (biomasse, pompe à chaleur, géothermie) qui diminuent de 17 % la quantité d'énergie nécessaire au chauffage de 7 000 foyers.
Expérimentations	<ul style="list-style-type: none"> ■ EDF expérimente des programmes de suivi personnalisés de consommation, notamment les expérimentations « Mon Suivi Électricité » menées auprès de 25 000 clients dans le cadre du programme Smart Electric Lyon, et « Bilan Conso EDF & Moi » auprès de 100 000 clients. ■ Démonstration de la rentabilité économique de l'expérimentation de climatisation par eau de mer menée au CHU de Saint-Pierre à la Réunion (consommations d'électricité réduites de près de 90 %). ■ Récupération et valorisation de la chaleur produite par les groupes Diesel de centrales thermiques en Corse et outre-mer pour alimenter en chaud et en froid les établissements tertiaires et l'habitat collectif à proximité.
Maîtrise de la consommation	<ul style="list-style-type: none"> ■ Signature d'un partenariat entre EDF et Philips pour proposer aux clients particuliers dans plusieurs enseignes de la grande distribution des ampoules LED à des prix compétitifs, afin d'encourager et aider les ménages à rénover leur éclairage domestique, qui représente en moyenne 9 % de la consommation d'électricité d'un logement (hors chauffage, cuisson et eau chaude sanitaire). ■ Lancement de l'offre « Agir Plus » en Corse et outre-mer, gamme de solutions à destination des particuliers, pour réduire leurs consommations et leurs émissions de CO₂ (300 000 lampes basse consommation et 100 000 LED mises en vente). ■ 100 000 MWh économisés dans les 14 500 installations gérées par Dalkia avec clause d'intéressement.

À l'international

Maîtrise de la consommation	<ul style="list-style-type: none"> ■ Au Royaume-Uni, lancement de <i>Heatsmart</i>, un appareil qui étudie le comportement des clients à leur domicile puis leur propose des conseils pour mieux gérer leurs consommations liées au chauffage. ■ Réalisation de 62 000 opérations d'isolation gratuite des logements (murs creux, combles) et de remplacement de chaudières dans le cadre du dispositif gouvernemental <i>Energy Carbon Obligation</i> (voir section 6.3.1.4.1 (« Division Clients »)), qui rend notamment obligatoire la réduction des coûts du chauffage domestique pour les clients démunis ou âgés de plus de 70 ans. ■ En Italie, lancement de l'offre « Energy Control », par laquelle Edison propose aux clients résidentiels un dispositif de <i>management</i> de leur consommation énergétique, couplé à un forum d'échanges et de retours d'expériences sur internet (1 000 offres vendues). ■ En Hongrie, Démász poursuit son offre d'audits énergétiques aux entreprises et met en place des compteurs à prépaiement pour les municipalités et les immeubles de logements sociaux.
Efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> ■ Contrat de performance énergétique remporté par EDF Energy pour l'ensemble des sites industriels d'Iglo au Royaume-Uni, en Allemagne et en Italie. ■ En Italie, lancement de l'offre « E-manager » sur le marché hôtelier, par laquelle Edison aide ces clients à détecter les déperditions énergétiques et leur propose un plan d'intervention. ■ Signature d'un mémorandum entre EDF Fenice et Danone portant sur l'efficacité énergétique et les services environnementaux des activités du géant alimentaire en Russie.

17.2.2.3.4 Stratégie d'adaptation au changement climatique

Le changement climatique a des impacts directs sur les conditions physiques d'exercice de l'activité de production, de distribution et de transport, ainsi que sur la demande d'énergie. L'adaptation au changement climatique concerne essentiellement les ouvrages à cycle de vie long : centrales nucléaires et thermiques, barrages hydrauliques, plateformes hydrocarbures en mer ou réseaux. Prévu pour être exploitées sur une période plus courte – 20 ans environ –, les centrales éoliennes et photovoltaïques sont peu impactées, d'autant qu'il s'agit d'installations légères aux équipements faciles à remplacer.

En France, EDF a mis en place une stratégie d'adaptation au changement climatique, qui constitue notamment une réponse appropriée au Plan national d'adaptation au changement climatique 2011-2015 du pays. Cette stratégie concerne les installations industrielles (actuelles et futures), les offres aux clients, l'optimisation production/consommation et les thèmes de R&D, et s'organise autour des axes suivants :

- évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur les installations et activités ;
- adapter les installations concernées pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques extrêmes ;
- prendre en compte les conditions climatiques futures dans la conception des installations ;
- améliorer la résilience aux évolutions et situations extrêmes plus difficilement prévisibles.

EDF a été missionné pour piloter l'action 3.3 du Plan national d'adaptation au changement climatique : « Dans le secteur de l'énergie, améliorer les performances en termes de prélèvements et de consommations d'eau des centrales existantes et à venir ». Dans ce cadre, EDF a démarré un programme de recherche sur la robustesse des sources froides des centrales nucléaires et thermiques en exploitation, qui intègre les résultats déjà obtenus sur l'évaluation des évolutions de la disponibilité de l'eau dans les principaux bassins français. En 2014, une étude a également été réalisée sur les prévisions d'apports d'eau pour les grands réservoirs hydrauliques, tenant compte des changements de tendance observés ces dernières années sur le remplissage des grands lacs.

Les centrales nucléaires ont été conçues avec un haut niveau de résistance vis-à-vis d'événements climatiques extrêmes. Afin d'améliorer leur efficacité par temps chaud, des travaux de rénovation (près de 400 millions d'euros jusqu'en 2019) sont mis en œuvre sur 15 centrales françaises équipées de tours aéroréfrigérantes.

Selon le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, le niveau des mers et des océans augmente et pourrait croître encore de 18 à 42 centimètres d'ici 2100, en conséquence du changement climatique. Cette hausse potentielle a été intégrée dans la conception des nouvelles centrales

nucléaires EPR du Groupe. Ainsi, l'EPR de Flamanville est construit 4 mètres au-dessus de la prévision maximale de la hausse du niveau des océans.

Au Royaume-Uni, en complément de la stratégie d'adaptation du Groupe, EDF Energy a réévalué ses risques, en particulier ceux liés à la hausse de la température de l'air et de la mer, et son Plan d'adaptation au changement climatique intègre le plan national du Royaume-Uni. L'entreprise a poursuivi son travail au sein du programme JER (*Japanese Earthquake Response*) d'études sur les événements météorologiques extrêmes et a conforté sa collaboration avec le *Met Office* (service national de météorologie britannique) et plusieurs universités sur des études météorologiques de long terme. Elle a investi entre 2012 et 2014 plus de 200 millions de livres sterling pour renforcer la résilience de ses installations.

Outre-mer, les quatre nouvelles centrales thermiques Diesel que construit EDF intègrent dans leur conception les risques liés au changement climatique : digue de protection contre les tsunamis (vagues de 13 mètres de haut) à la Réunion, digue de protection contre les inondations (période de retour de 2 500 ans) à la Martinique. Tous les ouvrants des bâtiments industriels sont protégés contre les vents cycloniques, et des bassins spécifiques permettent de collecter les eaux des gros orages. La réévaluation des calculs de crues extrêmes a été menée en 2014 pour les cours d'eau de Corse et de la Réunion.

Aléas climatiques

Face à la récurrence des phénomènes climatiques d'envergure, EDF et ERDF ont établi un plan « Aléas climatiques ».

EDF a mis en place des mesures pour renforcer la résilience aux aléas climatiques externes (surmonter les événements exceptionnels, puis restaurer l'état initial le plus rapidement possible). Le retour d'expérience de l'accident de Fukushima est intégré dans ces mesures et s'est suivi de la mise en place d'une Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN), déployable depuis le 1^{er} janvier 2013 (voir section 4.2.2.1 (« Gestion des risques liés à la sûreté nucléaire »)).

Le plan d'ERDF décrit les mesures prévues pour réduire la vulnérabilité des réseaux (1,3 million de kilomètres) et diminuer les délais de réalimentation des clients en cas de coupure. Il couvre également les risques d'inondation et de chaleurs estivales. L'essentiel du plan consiste à enfouir des réseaux HTA aériens pour prendre en compte les risques de chutes d'arbres, vent, neige, givre, en priorisant les ouvrages les plus exposés et à fort enjeu vis-à-vis de la réalimentation des clients. Dans ce cadre, ERDF a déposé de 2007 à fin 2014 32 400 kilomètres de lignes aériennes HTA, dont 14 400 à risque climatique avéré. Par ailleurs, 98 % des réseaux neufs HTA sont enfouis et 80 % des réseaux neufs basse tension utilisent des techniques discrètes plus sûres.

En complément de ce programme d'investissement, une Force d'Intervention Rapide Électricité (FIRE) a été conçue. Elle peut mobiliser jusqu'à 2 000 intervenants, aussi bien sur le territoire national qu'à l'étranger. En 2014, elle a été déclenchée à deux reprises : en février sur la tempête Ulla en Bretagne, et en juillet en Martinique.

17.2.2.4 Gestion durable des ressources

Objectifs

Le groupe EDF s'est fixé l'objectif d'un mix énergétique de capacités installées composé de 25 % d'énergies renouvelables d'ici 2020. La part des énergies renouvelables dans son mix s'élève à 21 % en 2014 (contre 19,9 % en 2013) avec 16 % d'hydraulique.

Dans ce contexte et en vue de maîtriser son empreinte carbone, le Groupe, 1^{er} producteur européen d'énergies renouvelables (25,2 GW installés), modernise et optimise ses capacités de production hydraulique, poursuit son développement dans l'éolien, le solaire photovoltaïque et la biomasse et participe à l'émergence de nouvelles technologies (énergies marines, solaire nouvelle génération). Grâce à ces efforts de développement, il renforce ses positions européennes et mondiales dans les énergies renouvelables.

Fort de ses investissements continus, le groupe EDF est aujourd'hui leader européen de la quantité d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables¹.

17.2.2.4.1 Les énergies renouvelables dans le groupe EDF

Hydraulique

En France, le parc hydraulique d'EDF fait l'objet d'un important programme de modernisation et de maintenance. Au travers de quelques 2 000 opérations annuelles de maintenance, EDF adapte son parc aux exigences tant de performance que réglementaires, préservant ainsi son potentiel de production hydraulique. En 2014, les investissements relatifs aux opérations de maintenance et d'exploitation se sont élevés à environ 360 millions d'euros. L'hydroélectricité a également été source de développement en France, soit par re-conception complète à l'exemple de la centrale de Gavet sur la Romanche, soit par suréquipement des aménagements existants comme les sites de La Coche ou de La Bathie en Isère, ou encore par innovations technologiques, comme le démonstrateur d'hydroliennes de Paimpol-Bréhat. En 2014, ces investissements de développement se sont montés à près de 100 millions d'euros, dont 40 % ont été dévolus à l'aménagement du site de Gavet. Face au changement climatique, des programmes sont aussi mis en œuvre pour garantir le maintien du productible hydraulique en France (voir section 17.2.2.5 (« Impact sur l'eau »)).

Hors d'Europe, le groupe EDF s'intéresse aux projets d'installation hydraulique dans des zones où le potentiel hydroélectrique peut permettre la mise à disposition des populations et de l'économie locale d'une électricité fiable, en particulier l'Amérique du Sud, l'Afrique et l'Asie du Sud-Est. L'ingénierie d'EDF bénéficie des compétences et d'un savoir-faire reconnus dans la prise en compte des aspects techniques, environnementaux, sociaux et sociétaux, suite notamment à la réalisation du barrage de Nam Theun au Laos, sur lequel ont été intégrées, en concertation avec les populations locales, l'ensemble des dimensions du Développement durable. Ainsi, à travers sa filiale brésilienne EDF Norte Fluminense, EDF est entré à hauteur de 51 % dans la Compagnie Énergétique de Sinop, en charge de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique du barrage de Sinop. La construction de ce barrage a démarré au printemps 2014, après validation des plans de gestion et des études environnementales et sociales par l'administration brésilienne. Aucun territoire indigène ou zone protégée n'est impacté par le projet. À ce jour, aucune autre décision d'engagement n'a été prise, notamment sur les projets à l'étude au Brésil et au Mozambique, et ces programmes ne seront lancés que si les principes du Groupe sur la prise en compte de l'ensemble des aspects sociaux et environnementaux sont parfaitement respectés.

Éolien et solaire

Pour développer ses capacités installées dans les filières éoliennes et solaires, le Groupe s'appuie principalement sur EDF Énergies Nouvelles, acteur international des énergies renouvelables opérant dans 18 pays et présent sur toute la chaîne de valeur de la production des ENR. Son ambition est d'atteindre 20 GW de capacité brute à l'horizon 2020, soit le doublement de ses capacités nettes, qui devraient passer de 6 à 12 GW. Cette ambition est cohérente avec les prévisions de croissance mondiale des énergies renouvelables, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoyant un doublement des capacités cumulées de 2013 à 2020, puis de 2020 à 2035. En Europe comme aux États-Unis, les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (hors hydraulique) ont diminué. Cependant, les progrès technologiques rendent possible la poursuite de la réduction des coûts de ces moyens de production, ce qui devrait à terme permettre, sur les filières matures que sont l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, de compenser la diminution des aides publiques. Dans les pays émergents, la hausse de la demande en énergie devrait soutenir et favoriser le développement des énergies renouvelables.

Par ailleurs, le gouvernement français s'est fixé l'objectif de développer 6 GW d'éolien en mer d'ici 2020. Dans ce cadre, le Groupe aspire à participer à l'émergence d'une filière industrielle française sur l'éolien en mer. Ainsi, EDF Énergies Nouvelles est le chef de file du consortium retenu en 2012 par les pouvoirs publics pour la réalisation et l'exploitation de 1,5 GW d'éolien en mer. Un des enjeux de la croissance de la filière sera la réduction des coûts de production, sur lesquels travaillent déjà les équipes du Groupe. Les trois projets du consortium représentent l'installation de plus de 200 éoliennes au large des côtes bretonnes et normandes sur les 6 projets actuellement en développement.

Enfin, EDF Énergies Nouvelles a fait le choix stratégique de développer en interne l'expertise industrielle pour assurer l'exploitation et la maintenance des centrales que l'entreprise gère pour son propre compte et pour le compte de tiers. Cette maîtrise des actifs industriels permet d'optimiser leur production et d'assurer une durée de vie maximale des outils de production. À fin décembre 2014, EDF Énergies Nouvelles assure l'exploitation et la maintenance de plus de 11,8 GW (9,0 GW en 2013).

Biomasse et géothermie

Avec l'acquisition de Dalkia, le Groupe devient un acteur français de référence pour l'exploitation de la biomasse. L'entreprise exploite en effet 320 chaufferies utilisant la biomasse (sur 8 700 installations). En 2014, pour fournir de la chaleur à ses réseaux, Dalkia a renforcé l'usage de la biomasse, qui représente désormais 59 % de sa production à partir d'énergies renouvelables (57 % en 2013), soit 13,8 % de son mix énergétique (1,5 % en 2009). À ce titre, l'objectif 2020 de Dalkia est d'atteindre 20 % de biomasse dans son mix énergétique. En lançant « Avenir biomasse » en 2012, Dalkia a développé cette énergie renouvelable sur le marché des bâtiments collectifs (hôpitaux, écoles, bâtiments de bureau et habitat collectif), alors qu'elle était auparavant essentiellement dédiée aux grands marchés industriels ou au chauffage individuel. Le Groupe a déployé depuis début 2015 une politique de durabilité de la biomasse qui vise à accompagner la croissance de l'utilisation de la biomasse solide dans la production d'électricité et de chaleur du Groupe, en soutenant et sécurisant les investissements actuels et futurs dans ce domaine. Cette politique s'appuie sur les principes de réduction des émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie, de préservation des ressources naturelles et de la biodiversité, de respect des droits de l'homme et de collaboration avec les parties prenantes.

Par ailleurs, Dalkia développe la géothermie, qui s'adapte particulièrement bien aux spécificités des réseaux de chauffage urbain. Dalkia est à ce jour le leader français de la géothermie collective, en exploitant plus de 16 installations en Île-de-France. En cinq ans, les consommations d'énergie primaire de Dalkia sont passées de 6,5 % de renouvelables à plus de 20 % en 2014.

¹ Source : Le Facteur européen, étude PWC de décembre 2014.

17.2.2.4.2 Les investissements dans les nouvelles énergies renouvelables

Depuis quatre ans, le Groupe consacre au développement des énergies nouvelles énergies renouvelables la plus grande part de ses investissements opérationnels bruts de développement, davantage que pour le développement du secteur nucléaire. En 2014, la part des énergies renouvelables dans les investissements opérationnels bruts de développement du Groupe s'élève à 37 % (pour 39 % en 2013 et 41 % en 2012).

Pour financer les projets futurs d'énergies renouvelables, le groupe EDF a lancé en novembre 2013 la première émission obligataire verte (*Green Bond*) en euros réalisée par une grande entreprise. Les fonds levés (1,4 milliard d'euros) sont exclusivement dédiés au financement de projets d'énergies renouvelables menés par EDF Énergies Nouvelles. Les projets sélectionnés doivent respecter les cinq critères d'éligibilité établis préalablement avec l'agence de notation extrafinancière Vigeo¹ : (i) respect des droits de l'homme

et gouvernance dans les pays où sont développés les projets, (ii) gestion des impacts environnementaux, (iii) protection de la santé et de la sécurité des employés, (iv) promotion d'une relation responsable avec les fournisseurs et (v) dialogue avec les parties prenantes locales. Gage de traçabilité, la conformité des projets sélectionnés aux critères d'éligibilité, ainsi que la gestion et l'allocation des fonds font l'objet d'un audit *a posteriori* effectué par le cabinet Deloitte & Associés. En 2014, 1 175 millions d'euros ont été investis dans 13 projets en France, aux États-Unis et au Canada, pour une capacité totale cumulée de 1,8 GW (10 projets éoliens, 2 photovoltaïques et 1 biométhane).

Par ailleurs, EDF et Amundi ont conclu en octobre 2014 un partenariat en vue de créer une société de gestion commune qui a pour vocation de lever des fonds auprès d'investisseurs institutionnels et particuliers dédiés à la production d'énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, petits ouvrages hydrauliques), et de gérer pour le compte de tiers des fonds destinés à financer des projets s'inscrivant dans la transition énergétique.

17.2.2.4.3 Réalisations et développements en 2014

Principaux développements en 2014 dans le Groupe

Hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> ■ Décision de construction du barrage de Sinop (400 MW) au Brésil, dont la mise en service est prévue fin 2017.
Éolien terrestre	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en service du parc de Blackspring Ridge (300 MW ; EDF EN à 50 %), des parcs du Granit et de La Mitis (pour un total de 50 MW) et du parc de Rivière-du-Moulin (150 MW) au Canada. ■ Mise en service du parc de Spinning Spur 2 (161 MW) et de Hereford (200 MW) aux États-Unis. ■ Mise en service du parc de Geycek (150 MW) en Turquie. ■ Mise en service des parcs de Conilhac, Plaine de l'Orbieu et Vallée de l'Hérault (34,7 MW) dans le Sud de la France. ■ Mise en service des parcs de Lummen, Olen et Bilzen (26 MW) en Belgique. ■ Mise en service du parc de Basse Thiérache Sud (24 MW ; EDF EN à 50 %) en Picardie, dans le Nord de la France. ■ Mise en service des parcs éoliens de Roade (7,2 MW), M1 (7,2 MW) et Burnfoot North (4,1 MW) au Royaume-Uni.
Éolien en mer	<ul style="list-style-type: none"> ■ Projets de Courseulles-sur-mer, Fécamp et Saint-Nazaire en France, pour une capacité totale de 1 400 MW : poursuite des études environnementales sur le site de Fécamp (connaissance de la faune marine), des évaluations du gisement éolien (vitesse et direction du vent) et des données météo-océaniques (vitesse du courant, hauteur des vagues, turbidité de l'eau). ■ Finalisation de la phase de consultation publique du projet Navitus Bay (joint-venture 50/50 entre EDF Energy et Eneco Wind UK Ltd.) au Royaume-Uni et soumission d'un dossier de <i>design</i> pour une capacité installée allant jusqu'à 970 MW et d'une variante pour 630 MW. ■ Acquisition des droits de développement pour le projet de démonstrateur <i>offshore</i> Blyth dans le Northumberland. Composé de 15 turbines, il permettra de tester en conditions réelles les nouvelles technologies offshore avant leur commercialisation. ■ Prise de participation de 50 % du projet de l'île de Lewis (130 MW) par EDF Energy Renewables au Royaume Uni.
Solaire	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en service du parc de Khilchipur (30 MWc) en Inde, la 1^{re} centrale solaire dans l'État du Madhya Pradesh. ■ Mise en service de 7 centrales solaires (39 MWc) en Israël. ■ Mise en service des centrales de Lepomis et Lancaster (12 MWc) aux États-Unis.

Capacités en cours de construction (liste non exhaustive)

Éolien terrestre	<ul style="list-style-type: none"> ■ Parc de Slate Creek (150 MW) dans le Kansas, aux États-Unis. Le projet est assorti d'un contrat de vente d'électricité de 20 ans avec Great Plains Energy. ■ Spinning Spur 3 (194 MW) aux États-Unis. ■ Ensemble éolien catalan (96 MW) dans les Pyrénées-Orientales en France (mise en service prévue en 2015). Il est équipé de pales dites « discrètes » – une première mondiale – et sera le plus grand parc éolien français. ■ Six nouvelles fermes éoliennes en construction en Belgique (sites de Florette, Spy et Dendermonde). ■ Ferme éolienne de Baselice (12 MW) en Italie, par Edison. ■ Fermes éoliennes de Rhodders (12 MW) et Barmoor (12 MW) au Royaume-Uni. ■ Construction des parcs de Grassridge (60 MW), Chaba (21 MW) et Waainek (23 MW) en Afrique du Sud. ■ Projet éolien Roosevelt County (300 MW) dans le Nouveau-Mexique aux États-Unis.
Solaire	<ul style="list-style-type: none"> ■ 60 MW en Israël. ■ Cinq projets de centrales solaires (125 MWc) au Radjasthan par ACME, dont EDF Énergies Nouvelles est actionnaire à 26 %. ■ Construction par PEI de la centrale de Montjoly (4,8 MWc) en Guyane. ■ Poursuite de l'expérimentation Millener, avec le déploiement de 200 installations photovoltaïques liées à une batterie de stockage en Corse, à la Guadeloupe et à la Réunion.

1. Leader européen de la notation ESG (environnemental, social, gouvernance).

17.2.2.4.4 La recherche, enjeux d'avenir pour les énergies renouvelables

Le groupe EDF mène une politique de R&D ambitieuse autour des énergies renouvelables, en y consacrant plus de 60 millions d'euros chaque année. Les programmes s'établissent autour de quatre objectifs : réduire les coûts et améliorer la performance des technologies matures, identifier les ruptures technologiques à fort enjeu, faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses et contribuer à l'intégration des EnR dans les systèmes électriques.

En 2014, les principaux sujets de recherche ont porté sur :

- le stockage de l'électricité produite par les énergies renouvelables, permettant notamment la gestion de l'intermittence des ENR (programme « Pégase-Toucan » de centrale photovoltaïque intégrant le stockage d'énergie à la Réunion) ;
- la prévision fine de la production d'ENR (programme « Lidar ») ;
- l'amélioration du rendement des cellules photovoltaïques ;
- l'amélioration des techniques de maintenance des éoliennes ;
- l'éolien flottant, avec un premier prototype en test à terre (projet « Provence Grand Large »).

Le Groupe doit également relever le défi de l'intégration des énergies renouvelables, par nature intermittentes, dans les réseaux. ERDF travaille à l'intégration de ces énergies sur le réseau public de distribution français, avec l'objectif d'absorber de 15 à 25 GW d'éolien et de 15 à 20 GW de photovoltaïque supplémentaires d'ici 2030. Aujourd'hui, les procédures de raccordement ont été simplifiées, et le réseau accueille déjà plus de 90 % des installations de production de ce type. Pour faciliter les démarches, RTE et ERDF ont élaboré en commun un site internet (<http://www.capareseau.fr>) qui met à disposition des parties intéressées les capacités d'accueil des installations de production relevant ou non d'un schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables ainsi que les volumes des installations en file d'attente ou raccordées. Ces données, affichées à la maille d'un poste source, sont conformes aux attentes de la CRE.

Avec l'appui de la R&D du Groupe, ERDF expérimente des solutions nouvelles pour lisser les fluctuations de la production d'électricité des éoliennes et pilote notamment avec l'ADEME le démonstrateur Ventea, lancé en 2012. Il s'agit de tester des capteurs mesurant la tension du courant fourni par les éoliennes avec une précision de 1 %, pour transmettre leurs données à un automate de régulation. ERDF participe également au démonstrateur européen NiceGrid4EU à Carros près de Nice, qui teste des solutions facilitant

l'insertion de la production photovoltaïque décentralisée sur les réseaux basse tension à l'échelle d'un quartier, en optimisant production, consommation et stockage d'électricité. Le premier système de stockage résidentiel a été installé en octobre 2014 chez un client particulier. Piloté à distance, la batterie va permettre de stocker le surplus de production photovoltaïque lors des jours ensoleillés pour le restituer en période de pointe de consommation. Une vingtaine de batteries similaires vont être installées pour renforcer le poids de l'expérimentation.

17.2.2.5 Impact sur l'eau

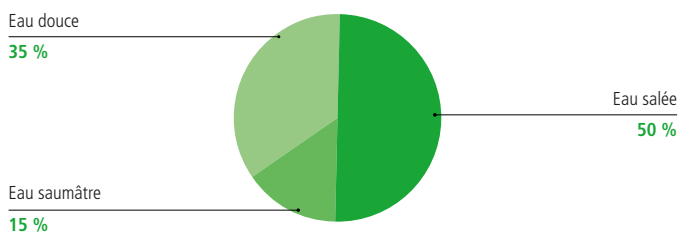
L'eau est nécessaire à la production d'électricité : elle sert au refroidissement des centrales nucléaires et thermiques et au fonctionnement des barrages et des centrales hydroélectriques. Dans un contexte où l'eau douce de la planète ne suffira bientôt plus à couvrir les besoins des populations, la question de l'eau devient un enjeu économique pour les entreprises du secteur de l'énergie et de l'électricité. À l'échelle mondiale, les experts prévoient que, d'ici à 2030, la demande en eau sera supérieure de 40 % à la disponibilité de la ressource¹. L'émergence de crises politiques et économiques liées à l'eau figure parmi les cinq risques majeurs identifiés lors du sommet de Davos en 2014. Les impacts attendus du changement climatique sur la ressource en eau diffèrent d'une région du globe à l'autre : à certains endroits, ils pourraient se matérialiser par des inondations, à d'autres par des sécheresses, par une diminution forte des débits ou encore par une pluviométrie plus irrégulière. Implanté sur quatre continents, le groupe EDF a intégré le risque « eau » dans sa politique de gestion des risques. Chaque décision d'investissement fait donc l'objet d'une analyse de risques détaillée ainsi que d'études d'impacts poussées. En France, un Comité stratégique du domaine eau a établi une politique de l'eau et assure sa mise en œuvre. Cette politique répond à quatre enjeux principaux : préparer l'avenir dans un contexte de partage plus complexe de la ressource ; répondre aux évolutions réglementaires et sociétales ; contribuer à la gestion multi-usage de l'eau et au développement économique local ; optimiser la gestion opérationnelle de l'eau pour l'activité de production.

Exposition du groupe EDF au stress hydrique

L'exposition des moyens de production du Groupe au stress hydrique demeure faible, du fait d'installations principalement implantées en Europe (plus de 93 % de l'eau prélevée totale du Groupe, dont 74 % en France et près de 16 % au Royaume-Uni) et d'installations nucléaires et thermiques majoritairement implantées en bord de mer.

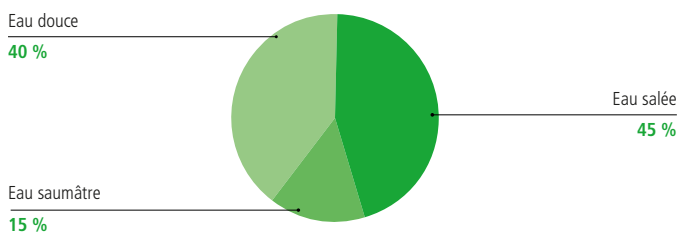
Répartition de l'eau utilisée pour le refroidissement des centrales thermiques du groupe EDF

Dans le Monde



Globalement, 65 % de l'eau prélevée à des fins de refroidissement pour le Groupe et 60 % pour la France sont issus du milieu marin ou estuarien, sans contrainte de disponibilité de ressource. Cette part s'élève à plus de 98 % au Royaume-Uni et à plus de 90 % en Italie. Ces données s'avèrent stables : les variations annuelles des prélèvements d'eau pour refroidissement sont très faibles (de l'ordre de grandeur de l'incertitude) et dépendantes de

En France



la production (voir résultats ci-dessous). La France voit la thermosensibilité de son parc thermique diminuer, avec la fermeture des anciennes centrales à charbon à proximité des rivières. Les nouveaux moyens de production thermique sont désormais situés en bord de mer (CCG de Martigues) ou équipés d'aéroréfrigérants (Blénod 5 et CCG de Bouchain en cours de construction), qui réduisent la dépendance à la ressource en eau.

1. Source : 2030 Water Resources Group (consortium de représentants des Nations unies, de gouvernements, d'entreprises et d'ONG, qui s'est développé au sein du World Economic Forum, avant d'être intégré au sein du World Bank Group).

Volumes d'eau prélevés et restitués par le Groupe

(en milliards de mètres cubes)	2014	2013 retraité	2012
Eau de refroidissement prélevée	49,8	50,8	54,8
dont part d'eau douce	18,1	17,7	
dont part d'eau saumâtre (ou estuaire)	5,8	6,1	28,0
Eau de refroidissement restituée	49,3	50,3	54,2
dont part d'eau douce	17,6	17,4	
dont part d'eau saumâtre (ou estuaire)	5,8	6,1	27,5

Près de 99 % des volumes d'eau prélevés sont restitués au milieu naturel. Conformément aux réglementations locales en matière de rejet, les sociétés du Groupe mettent en œuvre les moyens nécessaires au respect des conditions de qualité et de température de l'eau, et mettent en place des mesures correctives immédiates en cas de dépassement éventuel.

Consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produite par les centrales thermiques fossiles, gaz et nucléaires du Groupe

(en l/kWh)	2014	2013 retraité	2012
Eau consommée/production thermique	0,989	0,924	0,933

Réduction des prélèvements et des consommations d'eau

Le Groupe travaille sur deux leviers :

- la réutilisation des eaux de process industriels pour réduire ses propres prélèvements ou consommations ;
- l'apport des programmes de recherche de sa R&D et du monde universitaire.

La réutilisation des eaux de process et de refroidissement se généralise dans le Groupe : à titre d'exemple, les centrales thermiques de Krakow et Toruń (Pologne) réutilisent désormais 100 % de leurs eaux industrielles. En Hongrie, ce taux atteint 34 % pour la centrale d'Ujpest et 10 % pour celle de Kispest où le travail vient d'être engagé. En Italie, la majorité des centrales de cogénérations d'EDF Fenice installées chez ses clients réutilisent aussi les eaux de process ; en 2014, les installations des sites de Verrone et Cassino ont fait l'objet de nouvelles recherches technologiques en partenariat avec des universités pour renforcer cet usage. Au Brésil, la centrale thermique d'EDF Norte Fluminense, pionnière dans la détection des fuites d'eau des systèmes industriels et dans la récupération des eaux de pluie, étudie la réutilisation de ses effluents après traitement, pour les réinjecter dans le process et diminuer sa pression sur le milieu aquatique.

Dans les départements d'outre-mer, où EDF investit dans de nouvelles centrales de production thermique, la R&D d'EDF a conçu des systèmes de refroidissement des moteurs par « aéroréfrigérants secs », qui réduisent les prélèvements d'eau de mer de 700 000 mètres cubes par an. Par ailleurs, pour leurs autres besoins de refroidissement, ces nouvelles centrales vont substituer les prélèvements d'eau de mer aux prélèvements usuels dans les nappes phréatiques. Les gains annuels sont estimés à 700 000 mètres cubes par an et par centrale. Dans le même registre, Edison a équipé deux centrales à Cycle Combiné Gaz d'équipements de dessalement de l'eau de mer (plus de 200 millions de mètres cubes dessalés en 2014) pour remplacer ses prélèvements en eau douce.

Gestion de la ressource en eau

Météo France a classé l'année 2014 comme l'année la plus chaude depuis le début du xxe siècle. Sans canicule, elle s'est caractérisée toutefois par une bonne hydraulicité (la deuxième meilleure année depuis 2001), et l'outil de production n'a pas connu de crise hydrologique. EDF a pu ainsi faire face à tous ses engagements vis-à-vis de ses parties prenantes en termes de débits restitués, de soutien d'étiage ou à l'agriculture et de respect des niveaux d'eau pour le tourisme, tout en préservant des stocks suffisants à l'amorce de l'hiver 2014-2015. Les pertes de production sous contrainte environnementale de débit ou de température sont inférieures à celles de 2013, du fait d'un été humide et frais.

Par ailleurs, reconnu pour sa maturité sur le partage et les multi-usages de l'eau, EDF pilote un groupe de travail international autour du projet « Multi-usages de l'eau des réservoirs hydroélectriques », qui vise à intégrer les besoins croissants des parties prenantes pour le partage de la ressource en eau des barrages.

Réservoirs en milieu tropical

Tout comme les rivières et les réservoirs naturels, les barrages hydroélectriques situés en zone tropicale peuvent émettre des gaz à effet de serre (GES), principalement sous forme de dioxyde de carbone et de méthane. Ces émissions sont dues à la décomposition de la biomasse présente lors de la mise en eau et à l'apport de matière organique par la rivière dans le réservoir. Selon les conditions climatiques et les caractéristiques locales du réservoir, les processus de production de GES peuvent s'amplifier. C'est pourquoi, dès leur mise en service, EDF a mis en place sur ses deux barrages en milieu tropical, Petit-Saut en Guyane (1994) et Nam Theun 2 au Laos (2010), un laboratoire d'environnement aquatique pour surveiller la composition chimique des masses d'eau en amont et en aval des réservoirs. Depuis près de 20 ans, l'entreprise accompagne également des programmes de recherche sur ce sujet au travers de partenariats avec le CNRS et de collaborations internationales telles que l'IHA (*International Hydropower Association*), l'Unesco ou l'Agence internationale de l'énergie. Pour le réservoir de Petit-Saut, les retours d'expériences récents de la communauté scientifique

permettent désormais une meilleure évaluation de la qualité de l'eau, l'accompagnement vers un nouvel écosystème lacustre et la mise en œuvre d'actions permettant de réduire les émissions de GES. Pour celui de Nam Theun, la moyenne des émissions nettes de GES sur une durée de 100 ans est de l'ordre de 80 g CO₂ éq./kWh, bien inférieures à celles d'une centrale à CCG (entre 410 et 650 g CO₂ éq./kWh¹). Pour EDF, ces phénomènes ne remettent pas en cause l'intérêt des barrages en milieu tropical, en comparaison des émissions de GES des autres modes de production de base qui pourraient être installés dans les pays en voie de développement. Cette question est intégrée dans les critères de décision pour tous les choix d'investissement du Groupe.

Évaluation de « l'empreinte eau »

Le groupe EDF s'est engagé à préserver la ressource en eau dans toutes ses activités et à publier à compter de 2015 son « empreinte eau ». Parce que les méthodologies de calcul existantes ne sont pas appropriées aux besoins des industriels, il pilote le développement d'un outil d'évaluation des impacts sur l'eau de tous les secteurs énergétiques, applicable partout dans le monde. Ce programme *Water for Energy Framework* s'effectue dans le cadre d'une convention avec le Conseil mondial de l'eau, en collaboration avec la communauté scientifique et les instances internationales représentatives des secteurs du charbon, du nucléaire, des hydrocarbures et des énergies renouvelables. Par ailleurs, la proposition portée par EDF portant sur la définition, la validation et la mise en place de cette méthodologie fait partie des neuf propositions retenues par la Commission européenne en 2013, suite à un appel à expression pour contribuer à la mise en œuvre de la politique européenne dans ce domaine.

Au printemps 2014, une première version de la méthodologie d'évaluation a été validée par les différents secteurs énergétiques. Depuis l'été, l'application de la méthodologie est testée sur douze sites : huit sites EDF (quatre centrales nucléaires en France, deux centrales thermiques dont une en Pologne, deux centrales hydrauliques), deux sites thermiques de GDF Suez (aux États-Unis et en Australie) et deux centrales hydrauliques de l'électricien Hydro-Québec. La méthodologie sera présentée publiquement lors du Forum mondial de l'eau de Daegu, en avril 2015.

17.2.2.6 Utilisation et protection des sols

Les activités industrielles du Groupe peuvent entraîner une pollution des sols. Sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe, un plan d'actions est en place. Il se compose de quatre étapes :

- le recensement des sites fonciers (achevé pour EDF qui dispose, en propriété ou concession, de 41 000 hectares de foncier et 85 000 hectares de surface lacustre) ;
- l'identification de ceux qui sont potentiellement pollués ;
- l'analyse des sols sur les sites potentiellement pollués (en priorité les zones sensibles) ;
- leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution, élaborer un plan de gestion et, enfin envisager l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires.

Les moyens de protection sont généralisés sur tous les sites, notamment :

- le maintien en conformité des dispositifs de protection assurant une barrière entre les circuits contenant ou véhiculant des substances radioactives ou chimiques et l'environnement ;
- l'entretien des ouvrages tels que puisards, rétentions, aires de dépotage, étanchéité des canalisations ;
- le maintien de la propreté radiologique et/ou chimique surfacique des sols pour les sites industriels ;
- la surveillance physico-chimique et/ou radiologique de la qualité des eaux souterraines au droit des sites en exploitation ;

- la mise en place de bassins de rétentions sur les lieux de stockage de matériels pouvant polluer les sols ;
- le renforcement des moyens de protection lors des transports de combustibles ou de déchets.

Pour réduire la probabilité du risque de pollution, des synergies fortes se créent au sein du Groupe afin de substituer aux produits dangereux des produits moins nocifs pour l'environnement et la santé, lorsque cela est techniquement possible. C'est le cas entre EDF, EDF Energy, EDF Luminus, EDF Norte Fluminense et BE ZRT, via une animation renforcée au sein du SME.

En Italie, EDF Fenice a lancé un programme de recherche avec l'université de Rome sur la substitution de solvants chlorés. Les actions de R&D pour améliorer les techniques de caractérisation des sols pollués se sont poursuivies, à l'exemple du partenariat Innovasol mené avec l'université de Bordeaux et d'autres industriels.

Pyralène

La Directive européenne n° 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose un inventaire des appareils contenant des PCB² et PCT³ ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances, qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et condensateurs.

La décontamination des appareils pollués à plus de 500 ppm a été achevée en conformité avec l'échéance réglementaire du 31 décembre 2010 (70 000 transformateurs ont été éliminés entre 2006 et 2010). Depuis, en anticipation de la réglementation, ERDF s'est engagé dans la dépollution des transformateurs pollués entre 50 et 500 ppm. L'entreprise s'est fixé un objectif d'élimination totale des PCB à l'horizon 2025. À mi-parcours, pour 2019, ERDF affiche un double objectif : 50 % de réalisation du programme, dont 100 % des postes de transformation sans bac de rétention. Sur les 59 000 transformateurs concernés à fin 2012, près de 6 000 transformateurs ont été traités en 2014 et 7 200 en 2013, en ligne avec l'objectif d'élimination totale en 2025.

Produits phytosanitaires

La Direction Immobilier Groupe a effectué un inventaire des consommations de produits phytosanitaires sur l'ensemble des sites immobiliers qu'elle gère en France.

En 2013, la mise en place du plan d'actions pour la réduction des produits phytosanitaires a eu pour premier résultat une réduction des consommations de 7,3 % par rapport à 2012 (21 % par rapport à 2009). À fin 2014, EDF a réduit de 6 % sa consommation de produits phytosanitaires par rapport à 2013 et de 31 % par rapport à 2009, année de référence.

17.2.2.7 Consommation de matières premières

17.2.2.7.1 Réduction des combustibles en amont

Le Groupe a plusieurs leviers pour réduire sa consommation de ressources naturelles :

- l'augmentation du rendement des installations et la limitation des pertes lors de la production, du transport et de la distribution grâce à des technologies plus performantes, comme :
 - le remplacement des anciennes centrales thermiques au charbon par des centrales de dernière génération charbon (supercritiques) ou par des Cycles Combinés Gaz,
 - le développement de la production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération) ;

1. Source : étude 2014 de l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) portant sur 80 réservoirs majoritairement jeunes, en zone tropicale.

2. PCB : Polychlorobiphényles.

3. PCT : Polychloroterphényles.

- l'utilisation de combustibles fossiles (charbon, fioul, gaz) et fissiles (uranium) plus performants ;
- l'augmentation du rendement de l'uranium par le recyclage (du plutonium à travers le combustible MOX) ou la surgénération (capacité de certains réacteurs nucléaires à produire plus de matières fissiles qu'ils n'en consomment) ;
- le développement des énergies renouvelables comme l'hydraulique, l'éolien terrestre et en mer, l'énergie solaire et plus particulièrement photovoltaïque, la biomasse et les énergies marines (hydroliennes et marémotrices) (voir section 17.2.2.4 (« Gestion durable des ressources »)) ;
- le développement de stations de pompage de grande puissance, pour répondre aux besoins de forte consommation en période de pointe, sans recourir aux ressources fossiles.

Combustible nucléaire

En France, EDF met en œuvre une stratégie d'augmentation progressive des performances du combustible nucléaire. L'objectif est d'accroître le rendement énergétique du combustible par augmentation du taux de combustion, et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales nucléaires tout en permettant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande.

La stratégie d'EDF actuellement retenue en matière de cycle du combustible en accord avec l'État français est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Actuellement, 22 des 34 tranches nucléaires de 900 MW utilisent ce combustible, et deux nouvelles tranches ont reçu l'autorisation de l'ASN pour une utilisation à partir de 2016 et 2017. L'objectif pour les années futures est un chargement de 120 tonnes de MOX par an. Depuis 2010, les capacités de recyclage conduisent à traiter près de 1 050 tonnes de combustible usé par an sur environ 1 200 tonnes de combustible consommé.

Combustible fossile

La consommation de matières premières fossiles est largement corrélée à la demande en électricité des consommateurs finaux et à la répartition entre charbon et gaz à leurs prix relatifs.

La stratégie de maîtrise des consommations du groupe EDF repose principalement sur l'augmentation du rendement de ses installations de production et sur l'efficacité des systèmes de dépollution. En France particulièrement, le *repowering* (processus de transformation d'une centrale fioul en centrale gaz) de la centrale de Martigues a permis une augmentation

du rendement, qui est ainsi de plus de 50 % supérieur à celui des tranches thermiques classiques.

17.2.2.7.2 Réduction des consommations en aval

Par ailleurs, toutes les actions en faveur de la maîtrise de l'énergie étant également source de préservation des ressources, EDF développe et commercialise, pour ses clients, des offres intégrant l'efficacité énergétique des équipements, l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments et l'encouragement à des comportements sobres en énergie.

Ces actions s'organisent à partir :

- d'offres de services de maîtrise de l'énergie (voir section 17.2.2.3.3 (« Maîtrise de la demande en énergie (MDE) »)) : isolation, rénovation des bâtiments, conseils et diagnostics thermiques ;
- du développement et d'une intégration forte des énergies nouvelles réparties aux bâtiments pour la production de chaleur (pompe à chaleur, chauffe-eau solaire, poêle et insert bois) ;
- de la gestion de la courbe de charge pour diminuer ou reporter les consommations de pointe, émettrices de CO₂ ;
- de l'utilisation de compteurs communicants pour optimiser les réseaux et réaliser des services de télémesures et de téléactions permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre ;
- des choix offerts aux clients de consommer de l'énergie dite « verte » non émettrice de CO₂ ou des offres en partie « compensées carbone ».

17.2.2.8 La gestion des déchets

17.2.2.8.1 Les déchets nucléaires

En France, les déchets radioactifs sont classés selon leur activité et leur durée de vie, selon la classification de l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs). Ces déchets sont inventoriés et localisés, les données sont publiques et actualisées régulièrement par l'ANDRA.

Les déchets radioactifs sont gérés selon quatre principes industriels : limiter leurs quantités, les trier par nature, les conditionner sous forme stable et les isoler de l'homme et de l'environnement. Les déchets radioactifs sont produits en quantités limitées : 1 MWh d'électricité nucléaire (l'équivalent de la consommation mensuelle de deux ménages) génère de l'ordre de 11 g de déchets radioactifs, dont 90 % de déchets à vie courte.

Résultats pour EDF en France

	Unité	2014	2013	2012
Déchets radioactifs de Très Faible Activité issus de la déconstruction (TFA)	m ³	2 580	1 214	2 060
Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité issus de la déconstruction (FMA)	m ³	659	513	179
Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité (TFA)	m ³ /TWh	7,6	8,7	7,3
Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA)	m ³ /TWh	15,4	19,0	20,7
Déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie longue (HA-MAVL)	m ³ /TWh	0,88	0,86	0,88
Combustible nucléaire usé évacué	t	1 124	1 099	1 075

Les coûts d'évacuation et de stockage des déchets issus de la déconstruction des centrales sont provisionnés, les charges relatives aux déchets d'exploitation étant traitées en charges annuelles.

Les provisions d'EDF au 31 décembre 2014 sont établies conformément aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007 et s'élèvent à 23 233 millions d'euros pour les provisions pour

déconstruction et derniers cœurs et à 21 087 millions d'euros pour l'aval du cycle nucléaire. Le prix du kilowattheure intègre donc toutes les charges liées à cette responsabilité : le coût de gestion des déchets à vie longue ainsi que celui de la déconstruction des centrales et le conditionnement actuel des déchets.

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en catégories de Haute, Moyenne ou Faible Activité et traités de manière différenciée (voir section 6.3.1.4.2 (« Division Production » – « Production nucléaire »)). Les déchets de Faible Activité sont stockés sur le site des centrales jusqu'à

préparation de leur expédition (pour traitement ou élimination). Ils font l'objet d'inspections régulières. Les déchets de Moyenne Activité sont stockés sur le site des centrales dans des installations dédiées et inspectées conformément aux exigences de sûreté.

Résultats pour EDF Energy

	Unité	2014	2013	2012
Uranium évacué	t	193	177	216
Déchets radioactifs à faible activité évacués	m ³	452	655	698
Déchets radioactifs à moyenne activité générés	m ³	178	178	161

Travaux de R&D

La R&D du groupe EDF mène de nombreux travaux, internes ou en partenariat, sur le sujet des déchets radioactifs. Ces programmes de recherche concernent principalement les questions de transport, d'entreposage, de traitement et de stockage du combustible usé et de ses déchets associés.

Ces travaux sont menés en particulier dans le cadre de l'institut tripartite sur la R&D nucléaire (CEA, EDF et AREVA) créé en 2014, et portent notamment sur les projets « transport et entreposage des combustibles usés » et « conditionnement et stockage de déchets radioactifs ».

La R&D d'EDF et l'ANDRA poursuivent également leur collaboration sur le comportement des colis de déchets en situation de stockage géologique et sur les modèles de simulation du comportement des roches hôtes, l'argilite notamment.

Pour le parc nucléaire britannique, majoritairement de technologie graphite-gaz (RAG – réacteur avancé refroidi au gaz), EDF participe au projet européen *Carbowaste* sur la gestion du graphite issu de la déconstruction, aux côtés d'organismes de recherche allemands, du CEA, de l'université de Manchester et de l'ANDRA. Ce projet a démarré en 2013 pour une durée de quatre ans.

17.2.2.8.2 Les effluents radioactifs

En France, la gestion des effluents radioactifs gazeux et liquides des centrales nucléaires obéit à une réglementation stricte et à la volonté forte de l'entreprise de limiter les impacts environnementaux et sanitaires de ses installations. La performance des centrales en termes de rejets radioactifs dépend tout autant de l'efficacité des systèmes de traitement des effluents que des pratiques d'exploitation.

Les actions engagées en termes de conception et d'exploitation font que les rejets radionucléides sous forme liquide par les centrales nucléaires (hors tritium et carbone 14) ont atteint un niveau « plancher » très bas depuis plusieurs années, après une diminution d'un facteur 100 en 15 ans. Ce résultat est le fruit des efforts accomplis sur la collecte, le tri et l'orientation

des effluents à la source, l'augmentation des traitements par évaporation, la mise en œuvre de procédés de déminéralisation et l'optimisation du recyclage des effluents. Les rejets de tritium et de carbone 14 constituent les seuls rejets radioactifs des centrales nucléaires. De faible radiotoxicité, leur effet sur la dosimétrie est également très faible (très en deçà de la limite annuelle, fixée réglementairement à 1 000 µSv/an pour le public). Des mesures réalisées dans l'environnement par l'exploitant permettent de vérifier l'absence d'impact du fonctionnement des installations.

Enfin, des campagnes de prélèvements et de mesures, effectuées par des laboratoires extérieurs et des universités au titre du suivi radioécologique et hydrobiologique, viennent confirmer l'absence d'impact à long terme.

Au Royaume-Uni, les effluents radioactifs restent stables et dans les limites réglementaires en vigueur, compte tenu des variations de production électrique.

Les résultats des indicateurs de rejets dans l'eau sont disponibles par société dans la section 17.4.3.2 (« Indicateurs environnementaux »).

17.2.2.8.3 Les déchets industriels

Dans sa politique de Développement durable, le groupe EDF s'engage à limiter les impacts environnementaux de ses installations et activités. Appuyée sur le système de *management* environnemental certifié ISO 14001, la gestion des déchets conventionnels privilégie leur réduction à la source, leur tri, leur valorisation (particulièrement pour les déchets de chantier) et le recours en amont aux produits éco-conçus et aux éco-produits.

Gestion et valorisation des déchets

Les entités et sociétés du Groupe sont engagées dans une démarche de progrès permanent, fondée sur la conviction que le « meilleur déchet » est celui qui n'est pas produit. Cette action porte ses fruits et se matérialise notamment par un taux de valorisation en constante amélioration et ce, malgré l'absence de régulation ou de filières organisées dans certains pays.

Résultat du groupe EDF

(en tonnes)	2014	2013 retraité	2012
Volume des déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	392 815	293 752	253 412

Taux de valorisation des déchets

(en %)	2014	2013 retraité	2012
Groupe EDF	79,9	75,1	65,6
EDF	92,6	88,9	86,8
EDF Energy	98,5	90,6	83,4

Impact des activités de déconstruction et maintenance

En 2014 comme en 2013, les activités de construction, de déconstruction ou de maintenance ont augmenté, notamment en France, incluant les systèmes insulaires, mais également au Royaume-Uni et en Hongrie, impactant le volume global de déchets générés et valorisés.

En France, au sein de l'activité d'ingénierie nucléaire, des schémas d'organisation de la gestion des déchets sont désormais systématiquement mis en place préalablement à tout chantier important de construction, de déconstruction ou de maintenance, et associés à un retour d'expérience annuel piloté par les directions métiers d'EDF. Cette démarche se généralise pour les grands chantiers au sein des directions métier du thermique à flamme et de l'hydraulique.

Réduire les volumes de déchets générés

La politique de Développement durable d'EDF a renforcé l'objectif de valorisation de l'ensemble des déchets valorisables, le portant de 75 % en 2011 à 85 % pour 2012 et 2013 et 90 % pour 2014. Le taux de valorisation de l'ensemble des déchets conventionnels issus de la production et de l'ingénierie (hors cendres volantes de charbon et gypse, intégralement valorisés) progresse régulièrement ces dernières années, avec un résultat de 92,6 % en 2014.

Dans les territoires d'outre-mer, où l'isolement et l'absence de certaines filières locales constituent des freins au recyclage et à la valorisation des déchets, le taux de valorisation atteint 95 % en 2014, contre 92 % en 2013 et 84 % en 2012.

Au niveau international, EDF Energy a pris l'engagement de réduire ses déchets de 30 % et de ne plus envoyer aucun déchet de bureau en décharge d'ici 2020. Le travail d'identification de solutions alternatives est lancé. Les « plans déchets », élaborés au niveau des sites industriels, ont permis de limiter le taux de déchets envoyés mensuellement dans les sites d'enfouissement (inférieur à 10 %) avec une prévision de près de 95 % des déchets valorisés.

En 2014, le site de Kogeneracja en Pologne a décidé d'engager des actions pour réduire la quantité de déchets produits non valorisables. L'objectif sera considéré comme atteint lorsque la totalité des déchets électroniques et électriques comme ceux issus de la combustion seront valorisés, ainsi que 70 % des déchets liés aux activités de bureau.

Les déchets comme vecteur de l'économie circulaire

La France est engagée dans la « société européenne du recyclage ». Il s'agit de réussir la transition d'une économie linéaire à une économie circulaire, dans laquelle les déchets et produits usagés, réinjectés dans les circuits de création de valeur, deviennent de véritables ressources pour l'industrie, l'agriculture ou la production d'énergie. Outre l'enjeu majeur de la gestion durable des matières premières partagé au niveau mondial, l'objectif consiste à faire du recyclage et de la valorisation des déchets les leviers d'un développement économique global, associant préservation de l'environnement et santé publique.

En France, depuis de nombreuses années, les cendres de charbon et le gypse produits sont intégralement valorisés. Plus récemment, dans le cadre de la 4^e édition du « concours déchets » au sein d'EDF, le projet de régénération de poudre marcalina a été primé. Cette poudre extinctrice, stockée sur le site de Creys-Malville en prévention de « feu-sodium » du réacteur surgénérateur à neutrons rapides Superphénix, mis à l'arrêt depuis 1998, sera réutilisé par le CEA dans le cadre d'études sur des réacteurs de quatrième génération.

En Pologne, EDF Wybrzeże a mis en service des silos à cendres, permettant la vente de ses cendres volantes et la limitation du transport en décharge. En 2014 comme en 2013, la totalité des scories et cendres produites (plus de 1,4 million de tonnes) par les sociétés d'EDF Polska a été réutilisée, que

ce soit dans les domaines de la construction, des infrastructures routières ou du remplissage de mines de charbon et de remise en état de terres. Depuis 2014, la société valorise également les stocks antérieurs, avec un objectif de réduction de ses stocks de 50 kilotonnes par an.

En Chine, près de 100 % des cendres volantes et des scories générées par la centrale thermique de Figlec ont été vendues en 2014 comme en 2013, pour des usages tels que le pavage des routes, le ciment ou la production de briques.

17.2.2.9 Ville et territoire durables

17.2.2.9.1 La ville durable

D'ici 2050, les villes accueilleront les trois quarts de la population mondiale et représenteront près de trois quarts de l'énergie consommée dans le monde¹. Cette tendance met les villes et territoires face à de nouveaux défis : maîtriser l'étalement urbain, favoriser la qualité de l'environnement, garantir l'accès aux services essentiels, améliorer et mailler les transports, renforcer les solidarités entre les populations en période de crise.

Pour le groupe EDF, la ville de demain devra être économe en énergie, sobre en carbone, verte pour préserver la biodiversité et garantir le confort des habitants, solidaire et inclusive, et enfin attractive par son économie et ses services.

En réponse aux attentes des collectivités locales pour une ville plus durable, EDF propose une approche transverse, structurée en trois phases :

- en amont, du conseil sur les questions énergétiques permettant d'identifier et de caractériser les ressources énergétiques locales, actuelles et à l'horizon 2030, mais aussi d'identifier les secteurs prioritaires en matière d'économies de ressources. Il s'agit ensuite de fournir une analyse des options envisageables, en tenant compte de paramètres multiples : consommation d'énergie, précarité énergétique et transport, dans le but *in fine* de faire les meilleurs choix énergétiques sur le territoire considéré ;
- la conception et la réalisation d'infrastructures énergétiques, assorties d'une offre d'exploitation et de maintenance. Pour les nouveaux quartiers, EDF développe de nouvelles solutions bas carbone (récupération de l'énergie perdue des nappes phréatiques ou de l'eau de mer, biomasse, solaire). Pour la ville existante, EDF aide les collectivités à cibler les logements les plus énergivores et à réaliser les travaux les plus judicieux au regard des investissements requis et des gains attendus. Via sa filiale Citelum, l'entreprise peut intervenir sur l'éclairage public (30 à 40 % du budget énergie d'une ville), qui présente, grâce aux sauts technologiques récents, le meilleur retour sur investissement, inférieur à dix ans. La société cartographie la qualité de l'éclairage du réseau public et propose une solution « pour éclairer juste », avec des technologies adaptées. La ville durable intègre aussi un volet mobilité alternative bas carbone (navettes électriques, autopartage, infrastructures de charge) ;
- en aval, le suivi et la mesure de la performance énergétique des installations (management énergétique), accompagnés d'actions pédagogiques pour sensibiliser les usagers aux économies d'énergie (pédagogie comportementale).

En 2014, EDF a travaillé sur 350 projets liés à la durabilité de la ville, soit 60 de plus qu'en 2013.

Via sa R&D, EDF a développé en 2014 des outils qui permettent de conduire des études de prospective énergétique (testés sur la zone de Nice-Côte-d'Azur), de préfiguration énergétique pour des projets d'aménagement urbains (testés à Marne-la-Vallée) et de potentiel en énergies renouvelables locales (testés sur la société d'économie mixte Rhône Vallée dans la Drôme). Ils seront disponibles dès 2015.

1. Source : Agence internationale de l'énergie.

Devant l'importance de la maîtrise des émissions de carbone, de la qualité de l'air et des ressources énergétiques pour les villes, l'offre d'EDF, en démonstration auprès de grandes métropoles internationales, consiste à accompagner les villes dès les phases de planification urbaine grâce à une expertise sur l'énergie dans la ville et sur la gestion énergétique locale. Cette expertise est couplée à un outil de modélisation et de simulation numérique qui permet d'évaluer les impacts des solutions apportées par le groupe EDF. La ville de Singapour est devenue à cet égard la première référence internationale. L'outil développé par EDF pour la *Housing Development Board*, principal constructeur et gestionnaire de logements de la métropole, prend en compte l'efficacité énergétique des bâtiments, l'intégration des énergies renouvelables décentralisées, les transports et, en partenariat avec Veolia Environnement, le traitement de l'eau et des déchets domestiques. Le travail réalisé sur le district de Yuha à Singapour permet une rénovation qui intègre plus de résilience au changement climatique et de sobriété énergétique. Des opérations similaires sont initiées sur de nouveaux quartiers de Shanghai, où EDF vient de remporter le premier prix d'un concours avec un concept volontariste « bas carbone ».

Le Groupe a la conviction que les régions et les territoires ont un rôle central à jouer dans la lutte contre le changement climatique par le développement de solutions locales décarbonées. Il est partenaire du « R20 – Régions pour l'action climatique¹ » depuis sa création, convaincu de l'intérêt d'expérimenter avec les territoires des solutions innovantes, élaborées en relation avec les élus et les habitants. Dans la région du Maroc oriental, il construit depuis 2012 un projet qui rassemble les acteurs locaux autour du développement de l'efficacité énergétique, de l'éclairage public et de l'utilisation des énergies renouvelables à l'échelle locale. Ces programmes s'accompagnent, en partenariat avec l'ADEME et son équivalent marocain l'ADEREE, d'actions de sensibilisation des populations à la connaissance de l'énergie et des questions climatiques et à l'enjeu de maîtriser la dépense énergétique. EDF a élaboré une charte en cohérence avec la nouvelle réglementation thermique du pays pour obtenir des bâtiments moins énergivores dès leur conception.

Mobilité électrique

Parce que le transport représente la plus grosse part des émissions de CO₂ (36 % des émissions de carbone en France, 127 millions de tonnes de CO₂ en 2013²), le groupe EDF a développé une expertise qui lui permet de répondre aux besoins de mobilité électrique et d'intermodalité des transports. Ses compétences s'étendent des services d'énergie embarquée (location de batteries pour les bus, navettes fluviales, camions de livraison en ville, etc.) à la conception, l'installation et l'exploitation des infrastructures de charge pour les véhicules en autopartage. Il propose également aux communes une vision intégrée de l'électrification des plans de déplacement urbain, de leur flotte de véhicules et des transports en commun afin d'optimiser l'implantation de bornes de recharge.

Depuis 2014, EDF participe aux côtés de la métropole de Grenoble, de Toyota et de Cité Lib, à une expérimentation portant sur un service d'autopartage unique au monde par son ampleur, qui teste des véhicules ultra-compacts et 100 % électriques intégrés aux transports publics de l'agglomération.

Avec Vinci Park, la filiale d'EDF Sodetrel a signé un partenariat pour le déploiement de bornes de recharge en libre-service pour assurer la fourniture des infrastructures, leur installation et leur maintenance. À fin 2014, 50 % des parcs de stationnement Vinci dans les grandes villes sont équipés. EDF, sa filiale Sodetrel ainsi que ses partenaires portent également un projet lancé en 2014 qui va déployer 200 bornes de recharge rapide sur les grands axes urbains et autoroutiers en 2015.

Enfin, EDF a mis en place en Isère deux parkings destinés à sa flotte d'entreprise, équipés de recharges alimentées par panneaux photovoltaïques, qui protègent aussi les véhicules de la chaleur et des intempéries (système *Ombriwatt*). D'autres opérations seront montées en 2015 pour tester, sur des sites encore à définir, des démonstrateurs concernant la recharge dans les parkings d'immeubles d'habitation.

17.2.2.9.2 Les enjeux des réseaux intelligents

L'adaptation du réseau électrique aux nouveaux besoins de la société constitue un enjeu stratégique majeur.

Des réseaux électriques intégrant davantage les nouvelles technologies de l'information et de la communication, favoriseront la transition vers une économie énergétique décarbonée :

- Ils faciliteront l'intégration des énergies renouvelables intermittentes et l'insertion de nouveaux usages (pompes à chaleur, véhicules électriques, véhicules hybrides rechargeables...). C'est un enjeu clé pour l'avenir des réseaux de distribution. L'objectif est de créer des réseaux maillés, équipés d'organes de manœuvre télécommandés et de logiciels pour repérer les parties de réseau endommagées et compenser les défaillances, voire optimiser l'acheminement de l'électricité. Les distributeurs du Groupe coopèrent sur ces nouveaux réseaux. ERDF a participé au lancement de l'association *EDSO for smart grids* avec d'autres distributeurs européens ayant pour objet la mise en commun des expériences et l'élaboration d'un standard.
- Ils doivent par ailleurs permettre aux consommateurs d'être acteurs de leur consommation pour une plus grande efficacité énergétique, en interaction avec le réseau.

En France, ERDF développe le système Linky de compteurs communicants, basé sur une nouvelle génération de compteurs. Il vise la modernisation de ses 35 millions de compteurs électriques répartis sur le territoire national. Au terme d'une expérience réussie et validée par les pouvoirs publics, près de 300 000 compteurs Linky fonctionnent dès à présent à Lyon et en Touraine (voir section 6.2.2.2.5 (« Enjeux futurs (renouvellement, développement, compteurs communicants) »)).

Par ailleurs, ERDF participe à 15 programmes de recherche sur les *smart grids*, en France et en Europe, où sont testés différents protocoles, standards, technologies et modèles d'affaire. L'entreprise pilote le projet européen GRI4EU (*Grid for you*), un des six programmes financés par la Commission européenne. Il s'agit du plus important projet cofinancé par l'Union européenne dans le domaine des réseaux intelligents (25 millions d'euros sur un coût total de 54 millions d'euros). Il rassemble un consortium de six distributeurs européens qui représentent 50 % des clients en Europe.

L'objectif est de progresser de manière collaborative sur :

- l'intégration des sources de production décentralisée à partir d'énergies renouvelables ;
- l'automatisation et la sécurisation du réseau électrique ;
- la participation efficace des clients à la gestion de leur consommation ;
- l'accompagnement du développement de véhicules électriques et de solutions de stockage de l'électricité.

1. Organisation non gouvernementale fondée en 2010 par Arnold Schwarzenegger, avec le soutien des Nations unies. C'est une coalition de gouvernements subnationaux, compagnies privées, organisations internationales, ONG et institutions académiques et financières, qui a pour mission principale d'aider à la mise en œuvre de projets à faibles émissions de carbone.

2. Source : ADEME.

17.2.2.10 Protection de la biodiversité

17.2.2.10.1 Politique biodiversité du groupe EDF (indicateur DMA de la GRI 4)

Les activités industrielles du groupe EDF sont implantées au milieu d'espaces naturels, parfois remarquables. Elles interagissent avec cette biodiversité et tirent bénéfice des services rendus par les écosystèmes. La biodiversité constitue un enjeu économique fort pour le Groupe, son non-respect pouvant entraîner des arrêts de chantiers ou de centrales, ou encore l'interdiction de démarrer de nouveaux programmes industriels.

L'engagement du Groupe est structuré par sa politique biodiversité (2009), qui s'articule autour de trois objectifs, en lien avec les indicateurs de la *Global Reporting Initiative* (GRI 4) :

- développer la connaissance des milieux naturels et des impacts potentiels des activités du Groupe sur ces écosystèmes ;
- préserver la biodiversité en protégeant ou restaurant les espaces naturels ;
- informer, sensibiliser et former les salariés et les riverains, et dialoguer, notamment avec les communautés scientifiques et associatives.

Cette politique est déclinée par les sociétés et directions métiers du Groupe, qui mettent en œuvre des stratégies adaptées à l'exercice de leur activité et aux réglementations locales. Elle s'inscrit dans le système de *management* de l'environnement certifié ISO 14001.

La Direction Développement Durable du Groupe oriente et pilote, en lien direct avec les métiers et les filiales, une politique de partenariats biodiversité pour favoriser les échanges techniques, soutenir des projets conduits par des associations et mettre en œuvre des programmes concrets. En France, elle se poursuit prioritairement avec les ONG partenaires historiques de l'entreprise : Muséum national d'histoire naturelle, Ligue pour la protection des oiseaux, Conservatoire du littoral, Réserves naturelles de France, Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature, Fédération nationale pour la pêche en France (voir section 17.2.3.2.4 (« Une stratégie de partenariats développement durable revisitée »)). Les sociétés du Groupe conduisent leurs actions selon le même principe. Ainsi EDF Energy, qui a revu ses engagements de biodiversité en 2014 et se fixe l'objectif que tous ses sites de production souscrivent d'ici 2018 au *Wildlife Trusts' Biodiversity Benchmark*, a initié des partenariats opérationnels sur le long terme avec *Natural England* et le *Butterfly Conservation*.

La formation

En France particulièrement, la formation des personnels s'effectue via des sessions spécifiques et à travers la réalisation de huit guides métiers qui décrivent les enjeux biodiversité propres à leur activité opérationnelle, rappellent les évolutions réglementaires, expliquent les modalités de partenariats retenues par l'entreprise et présentent des actions reproductibles¹. En 2014, deux nouveaux guides ont été réalisés (« Thermique à flamme » et un nouveau type de guide transverse « Espèces »). En 2015 seront publiés les guides « Réseaux » et « Systèmes électriques insulaires ».

Recherche et développement sur la biodiversité

Un programme « R&D environnement » structure l'action de recherche du Groupe et s'organise autour des axes suivants :

- la compréhension et la réduction des impacts de l'outil de production sur la biodiversité aquatique et terrestre (entrave à la continuité écologique, impact des rejets thermiques et chimiques, gestion des retenues hydrauliques) ;
- l'évaluation des concepts de compensation écologique et de services écosystémiques ;
- l'identification de solutions pour la restauration de la continuité sédimentaire des cours d'eau.

Principales actions en 2014 :

- optimisation des passes à poissons et solutions de réduction de la mortalité des poissons ;
- analyse des comportements des poissons au voisinage des centrales nucléaires pour mieux cerner l'impact à long terme des rejets thermiques ;
- tests d'indicateurs d'évaluation de la qualité écologique du foncier d'EDF.

Le programme « ETER » portant sur l'impact environnemental du thermique à flamme a contribué à améliorer les performances environnementales des actifs du Groupe en Chine, notamment la qualité de combustion et les émissions atmosphériques des centrales de Laibin B et Sanmexia. Il a permis également de diminuer les émissions d'oxyde d'azote de la centrale de Rybnik en Pologne, sur laquelle se poursuivent des tests additifs de diminution des émissions de suie.

Stratégie nationale pour la biodiversité (SNB) 2011-2020 en France

Après avoir signé en 2012 son adhésion à la SNB, EDF a formalisé en 2014 son engagement biodiversité à travers un programme d'actions pour la période 2014-2017. Le projet a pour ambition de contribuer à freiner l'érosion de la biodiversité et d'être solidaire des dynamiques territoriales. Ce dossier a été approuvé par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie.

17.2.2.10.2 Sensibilité des sites de production à la biodiversité (indicateurs EN 11 et EN 14 de la GRI 4)

Le Groupe est gestionnaire de fait d'espaces naturels. Ainsi, EDF gère en France 41 000 hectares de foncier. La grande majorité des sites de production d'EDF se situe dans ou à proximité de sites protégés (80 % des sites hydrauliques sont dans ou à proximité d'un site Natura 2000), préservés de l'agriculture et de l'urbanisation et à proximité de cours d'eau, facteurs qui favorisent la biodiversité. Les centrales thermiques et nucléaires effectuent leurs prélèvements et rejets dans les rivières ou dans la mer. Les sites et terrains de l'entreprise situés à proximité d'aires protégées ou de zones riches en biodiversité présentent des enjeux de biodiversité prioritaires. Il est donc indispensable pour l'entreprise d'en avoir une connaissance fine afin de bien concilier la préservation de cette biodiversité et l'activité industrielle.

1. Mise en place déjà effective d'un guide générique et des guides thématiques « Hydraulique », « Nucléaire » et « Immobilier ».

Sites de production d'EDF aménagés, en tout ou partie, dans des aires protégées et des zones riches en biodiversité

Catégories UICN ⁽¹⁾	Nombre de sites industriels		
	Nucléaire ⁽²⁾	Thermique à flamme ⁽³⁾	Hydraulique
I Réserves naturelles nationales	2		19
II Parcs nationaux (zone cœur)			18
III Sites classés et inscrits		2	53 classés et 114 inscrits
IV Arrêtés de protection de biotope (APB)	1	2	39
Réserves biologiques (intégrale ou dirigée)			4
Réserves nationales de chasse et de faune sauvage	1	1	7
V Parcs naturels régionaux	4	2	111
Parcs naturels marins	1		
Zones riches en biodiversité			
Zones naturelles d'intérêt écologique, faunistique et floristique (ZNIEFF)	15	14	458
Natura 2000 (zones de protection spéciale (ZPS) et sites d'intérêt communautaire (SIC))			85 ZPS et 171 SIC
Natura 2000 en mer	13 ⁽⁴⁾	5	1
TOTAL⁽⁵⁾	21	16	514

(Source : EDF.)

(1) Union internationale pour la conservation de la nature.

(2) Sites en exploitation et déconstruction.

(3) Sites en exploitation.

(4) Via les ouvrages de rejet.

(5) Différent de la somme directe des colonnes du fait de la superposition de certaines classifications sur un même espace.

Principales actions menées en 2014

EDF	<ul style="list-style-type: none"> ■ Après un an de tests, achèvement de la méthodologie développée avec le Muséum national d'histoire naturelle pour évaluer la valeur écologique du foncier de l'entreprise et ce qui peut être potentiellement restauré. ■ Réalisation d'une étude sur la gestion différenciée des espaces verts afin de réduire la pression phytosanitaire des sites (30 % des sites significatifs ont à ce jour abandonné les produits phytosanitaires). ■ Réalisation d'une cartographie des espèces protégées sur les sites de production des départements d'outre-mer.
EDF Energy	<ul style="list-style-type: none"> ■ Intégration de la biodiversité dans les plans de management des sites nucléaires, qui évaluent désormais leur degré d'importance en tant qu'habitat des espèces qu'elles abritent dans leur foncier.
Edison	<ul style="list-style-type: none"> ■ Définition d'un programme prioritaire d'actions de restauration de la biodiversité suite à l'étude « Évaluation de la valeur et de la vulnérabilité de la biodiversité » achevée en 2013.

17.2.2.10.3 **Caractérisation et gestion des impacts (indicateurs EN 12 de la GRI 4)**

Les impacts potentiels génériques des activités de production du groupe EDF concernent principalement :

- l'eau et la biodiversité aquatique, en raison notamment :
 - des ouvrages de production hydraulique, qui entraînent des modifications de la biodiversité à l'amont des ouvrages en cas de constitution de retenues, et à l'aval en raison de la fragmentation des espaces et des limitations ou variations du débit,
 - des ouvrages thermiques (à flamme et nucléaire), de manière plus limitée ;
- les habitats naturels terrestres ainsi que la faune et la flore qu'ils abritent, au cours des chantiers de nouveaux projets ou de maintenance ;

- le compartiment aérien (oiseaux et chauves-souris) avec les réseaux aériens de distribution et les installations éoliennes.

Toutefois, certains espaces des centrales thermiques ou hydrauliques peuvent aussi constituer des espaces de protection ou de reconstitution de biodiversité.

Pour tous les projets d'ampleur, des études précises des effets sur la biodiversité sont conduites et formalisées dans les études d'impact environnemental. En particulier, les mesures d'évitement et de réduction des impacts significatifs sur la biodiversité y sont présentées selon le principe international de *mitigation hierarchy*¹, dont la déclinaison en France est la doctrine ERC (éviter, réduire, compenser) du ministère chargé de l'écologie, ainsi que les éventuelles mesures compensatoires des impacts résiduels qui n'ont pas pu être évités.

1. Principe conforme au PF6 de l'IFC : 6^e axe (Performance Standard 6) du cadre de référence de l'International Finance Corporation (Société financière internationale, structure de la Banque Mondiale, créée en 1956), dédié à la conservation de la biodiversité et la gestion durable des ressources naturelles vivantes.

Principales actions menées en 2014

EDF	<ul style="list-style-type: none"> ■ Lancement du projet « Ambitions 2014-2017 » du parc hydraulique, qui intègre une stratégie d'actions en faveur de la continuité écologique de tous les cours d'eau où l'entreprise dispose de sites de production. ■ Relèvement des débits d'eau au titre de l'article L. 214-18 du Code de l'environnement à travers un programme « Débits réservés 2014 ». 99,6 % des prises d'eau d'EDF sont en conformité avec la nouvelle réglementation. ■ Mise en place d'un suivi scientifique sur la mesure des gains environnementaux amenés lors de la reconfiguration du barrage de Poutès-Monistrol (Allier). ■ Mise en place de 14 sites pilotes pour expérimenter de nouvelles méthodes de gestion sédimentaire. ■ Réalisation de plans de gestion environnementale des retenues hydroélectriques de la basse Isère (inventaires, recommandations et mise en place de plans d'actions).
Dunkerque LNG	<ul style="list-style-type: none"> ■ Adaptation du planning des travaux de construction du terminal gazier en fonction des périodes de nidification des espèces sensibles répertoriées (sternes naines et gravelots).
EDF Energy	<ul style="list-style-type: none"> ■ Travail en cours sur la réalisation d'un plan de gestion des impacts sur la biodiversité du futur site EPR d'Hinkley Point.
ERDF	<ul style="list-style-type: none"> ■ Réalisation d'une étude sur l'impact de câbles souterrains en milieu fragile (marais poitevin), qui révèle la reconstitution pratiquement totale de la flore au bout de trois ans.
Edison	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise en place du projet « Mosselmonitor » sur la plateforme pétrolière <i>offshore</i> de Rospo (mer Adriatique) en partenariat avec l'Institut pour la santé des animaux des Abruzzes. Le programme consiste à utiliser des bouchots de moules comme bio-indicateurs de la qualité des eaux et de la prévention des pollutions. ■ Poursuite du programme « Bio Vega » qui analyse l'état de la biodiversité autour de la plateforme pétrolière de Vega et va déterminer des paramètres de suivi de la faune et de la flore maritimes.
EDF Polska	<ul style="list-style-type: none"> ■ Poursuite des travaux sur la qualité des eaux du réservoir de la centrale thermique de Rybnik, en partenariat avec l'Académie des sciences de Pologne.
NTPC (Laos)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Programme global d'étude des impacts du barrage sur l'environnement : contrôle des espèces invasives dans le réservoir, gestion des quotas de pêche, gestion des interactions entre les éléphants sauvages et les populations déplacées.

17.2.2.10.4 Actions de protection et de restauration (indicateur EN 13 de la GRI 4)

La prise en compte de la biodiversité amène aujourd'hui le groupe EDF à devenir un gestionnaire d'espaces naturels, le plus souvent en partenariat avec des associations locales, soit dans le cadre de la mise en place et de la gestion de mesures compensatoires, soit de façon volontaire sur ses terrains.

Le Groupe accompagne également le déploiement de politiques publiques en faveur de la biodiversité :

- EDF et ERDF sont engagés dans plusieurs plans nationaux d'action : Desman des Pyrénées, Vautour moine, Gypaète barbu, Loure d'Europe, Apron du Rhône, Aigle de Bonelli ;

- EDF Energy est engagé dans les programmes « A biodiversity strategy for England » et « 2020 Challenge for Scotland's Biodiversity » ;
- EDF Démász participe au programme européen « LIFE + » (cofinancement de programmes en faveur de l'environnement) en sécurisant 322 kilomètres de lignes moyenne tension pour les oiseaux ;
- certains sites du Groupe contribuent aux objectifs de préservation de zones Natura 2000 ;
- le Groupe structure une démarche interne pour intégrer les recommandations de lutte contre les espèces exotiques envahissantes afin de limiter leur expansion sur le territoire. En France, EDF a été retenu par le Fonds unique interministériel pour expérimenter sur des sites pilotes de nouveaux procédés de traitement des espèces invasives, et va y consacrer 500 000 euros sur trois ans.

Principales actions menées en 2014

EDF	<ul style="list-style-type: none"> ■ Restauration des berges du Vieux-Rhin par l'opération d'érosion volontaire, qui rend certains tronçons du fleuve à nouveau navigables, et mise en eau d'un ancien bras renaturé permettant le maintien et le retour d'espèces protégées. ■ Modification du tracé de la conduite forcée de la centrale de Rabuons (Alpes-Maritimes) dans le cadre de mesures d'évitement. ■ Opération de réintroduction de bouquetins en partenariat avec le parc naturel des Pyrénées ariégeoises. ■ Création de frayères pour salmonidés à proximité des aménagements hydroélectriques sur la Maronne dans le Massif central, qui peuvent être néfastes aux espèces migratoires en générant des variations de niveau d'eau à l'aval. ■ Déplacement d'une colonie de lézards de Bonnal (espèce protégée) dans le cadre des travaux de renforcement du barrage d'Aubert dans les Pyrénées.
Dunkerque LNG	<ul style="list-style-type: none"> ■ Accompagnement du chantier de construction du terminal gazier par des assistants écologues ; adaptation des éclairages du chantier pour réduire les nuisances sur les espèces protégées ; sensibilisation des personnels à la détection des espèces protégées sur le site. ■ Création d'une zone humide de 20 hectares pour accueillir les oiseaux migrateurs, en compensation de la perte d'une partie du littoral.
Électricité de Strasbourg	<ul style="list-style-type: none"> ■ Construction de couloirs protégés pour le Grand Hamster d'Alsace (espèce en voie de disparition) dans le cadre d'un chantier de déplacement de ligne Haute Tension.
EDF Energy	<ul style="list-style-type: none"> ■ Projet EPR d'Hinkley Point C : opérations de transferts d'espèces protégées (tritons crêtés, amphibiens, reptiles, etc.) vers des zones d'habitat spécifiques. ■ Centrale nucléaire de Dungeness B (site reconnu d'importance scientifique spéciale et en partie classé d'importance européenne) : suite à la construction d'un mur de protection anti-inondation, opérations de restauration d'espèces végétales ayant été impactées, elles-mêmes abritant des populations d'insectes protégés.

17.2.2.10.5 **Mesures compensatoires (indicateur EU 13 de la GRI 4)**

En France, EDF a été sélectionné par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie en 2012 pour devenir opérateur de compensation de biodiversité en Isère sur le projet Combe-Madame. Cette expérimentation fait partie des outils de compensation biodiversité actuellement en test. Elle consiste à gérer écologiquement avec des partenaires locaux et des ONG 120 hectares appartenant à EDF, afin de réhabiliter les milieux et de permettre le retour d'espèces alpines remarquables. Cette initiative pourra permettre aux aménageurs de la région de compenser l'impact de leurs travaux sur les milieux naturels.

En 2014, des opérations de réhabilitation d'alpages ont été menées en France pour permettre le retour du Tétras-lyre, une espèce menacée. Sur le chantier de construction du terminal gazier de Dunkerque, l'aménagement de l'espace naturel sensible des Hems-Saint-Pol, a été finalisé et les études de suivi des espèces ciblées (Tadorne de Belon, hirondelle de rivage, fauvelles paludicoles) confirment l'efficacité de l'opération.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a lancé des programmes de long terme : restauration de zones humides sur le site nucléaire de Sizewell et création de prairies pour lutter contre la disparition des invertébrés dans le Somerset.

Au Laos, suite aux recommandations de la Banque mondiale et d'experts internationaux, dont l'*International Environmental and Social Panel of Experts*, NTPC participe à la réflexion engagée par le gouvernement sur la restructuration de l'agence chargée de la protection de l'environnement aux alentours du barrage et de son bassin versant.

17.2.2.10.6 **Mécénat et sciences participatives**

Avec le mécénat et les sciences participatives, EDF met en œuvre d'autres leviers d'actions à titre volontaire, pour renforcer concrètement la lutte en faveur de la préservation de la biodiversité. EDF soutient la « liste rouge » des espèces menacées de l'UICN (Union internationale pour la conservation de la nature).

En France continentale, l'essentiel de l'action d'EDF porte sur le soutien à la Fête de la nature, dont l'entreprise est partenaire principal depuis 2008. EDF a ouvert 28 sites et reçu en 2014 près de 4 000 visiteurs, à qui elle propose des ateliers découverte des espèces et des conférences avec les associations locales. Via sa Fondation, EDF participe en Guadeloupe à un programme d'étude des tortues vertes en partenariat avec l'Office national de la chasse et de la faune sauvage et l'association Kap Natirel. En septembre, les premières tortues ont été équipées de balises satellites. À la Réunion, EDF soutient la Société réunionnaise de protection des oiseaux autour d'un programme de préservation du Pétrel, une espèce endémique. De son côté, Électricité de Strasbourg apporte son soutien à l'Association pour la protection et la réintroduction des cigognes en Alsace-Lorraine.

En Hongrie, BE ZRt a financé la renaturation de l'île Hunyadi sur le Danube – une ancienne base militaire –, et, au Brésil, EDF Norte Fluminense poursuit son action avec l'association Mico Leao Dourado, qui travaille à la création de corridors forestiers au bénéfice du Tamarin-lion doré et qui rassemble des données scientifiques sur ce singe en voie d'extinction.

En 2014, la principale action de sciences participatives a été menée par EDF Energy, qui a lancé le programme *The Great EDF Energy Experiment* en partenariat avec l'Association britannique pour la science. Il consiste à identifier et à recruter sur cinq ans de jeunes scientifiques, afin qu'ils encadrent des études réalisées par des citoyens. Cette année, le programme a porté sur « Changement climatique et bourdons » et s'est largement appuyé sur les données rapportées par les 10 millions d'écoliers du programme de sensibilisation au Développement durable *The Pod* que mène EDF Energy (voir section 17.2.3.2.2 (« Sensibilisation des publics externes au développement durable »)).

En France, ERDF est partenaire de la LPO pour l'observation des oiseaux de jardins, et incite ses salariés à installer des refuges labellisés chez eux ou au domicile de leurs relations pour étudier le comportement d'une cinquantaine d'oiseaux.

17.2.3 Informations sociétales

La démarche sociétale du groupe EDF vise à créer et développer les liens et le dialogue avec l'ensemble des parties prenantes externes à tous les niveaux (mondial (ONU, ONG), régional (Union européenne...), national et territorial), à optimiser et renforcer les liens avec les clients vulnérables, en contribuant à réduire la précarité énergétique et à dynamiser les liens internes au Groupe.

Cette politique prend en compte, appuie et renforce les initiatives existantes en assurant leur cohérence au sein du Groupe, et s'inscrit dans le respect des principes du Pacte mondial des Nations unies. Elle est intégrée dans la politique Développement durable du groupe EDF, l'accord RSE et le Contrat de service public.

17.2.3.1 Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes

Dès les années 2000, EDF a identifié le besoin de se doter d'un référentiel éthique afin de partager les valeurs et engagements qui doivent inspirer et guider l'action des salariés du Groupe.

Le référentiel éthique, un cadre de référence commun

La décision prise par la Direction du Groupe de renouveler et d'adapter son référentiel éthique a conduit en 2012 à l'élaboration concertée et à l'adoption par le Comité directeur du Groupe et le Conseil d'administration d'EDF de la Charte éthique Groupe.

Construite autour des trois valeurs du Groupe (respect, solidarité, responsabilité), cette Charte décrit les engagements éthiques du Groupe et ceux des salariés. Elle complète les lois, règles et conventions nationales et internationales auxquelles se réfèrent les sociétés du Groupe, sans prétendre couvrir l'exhaustivité des dilemmes éthiques de chacune d'entre elles. Elle est accessible directement sur le site edf.com, en français et en anglais, les traductions locales ayant été assurées par les sociétés (12 déclinaisons au 31 décembre 2014 : allemand, bulgare, espagnol, hébreu, hongrois, italien, mandarin, néerlandais, polonais, portugais, russe et vietnamien). Les principales sociétés ont soit substitué leur code éthique, soit mis en cohérence leur code ou politique éthique local avec la Charte éthique Groupe. Lancé en 2013, le déploiement de la Charte dans les directions métiers et les sociétés du Groupe sur un périmètre représentant environ 88 % des effectifs s'est poursuivi en 2014. À fin octobre, en réponse aux questions posées à l'ensemble des salariés du Groupe dans le cadre de l'enquête *My EDF*¹, 47 % d'entre eux déclarent avoir bénéficié d'une présentation de la Charte, 48 % pour EDF, 47 % pour Edison, 69 % pour EDF Energy, 74 % pour EDF Énergies Nouvelles, 32 % pour ERDF². Les différences de résultats d'une société à l'autre s'expliquent essentiellement par la taille des sociétés. Pour ERDF, le changement de gouvernance survenu dans l'entreprise a donné lieu à un réajustement du plan d'actions et de son déploiement.

Le Groupe s'est doté d'une organisation et de procédures qui garantissent à tous ses collaborateurs l'accès :

- aux outils et informations afin de guider leurs décisions et leurs actions au quotidien ;
- aux interlocuteurs identifiés (*managers*, délégué éthique Groupe et correspondants éthiques de Directions et de sociétés) capables de les aider ;

1. Enquête My EDF réalisée du 23 septembre au 21 octobre 2014 auprès de 132 000 salariés du groupe EDF, hors Dalkia.

2. Autres principaux résultats : Direction Asie-Pacifique (85 %), BE ZRt (80 %), EDF Fenice (77 %), EDF Polska (73 %), EDF Démász (70 %), PEI (64 %), Électricité de Strasbourg (45 %), EDF Norte Fluminense (41 %), EDF Trading (40 %), EDF Luminus (19 %).

- à un système de droit d’alerte, confidentiel et sécurisé, vis-à-vis d’un *manager*, d’un interlocuteur, ou si nécessaire en dernier recours vers la Commission Éthique et Déontologie du Groupe, créée en 2013.

La Commission Éthique et Déontologie du Groupe, organe de conseil, de consultation et d’appui, est amenée à formuler des avis et adresser des recommandations au management sur tout sujet relatif à l’éthique du Groupe et à sa mise œuvre. Elle répond également à toute consultation interne ou externe et à toute alerte éthique de niveau Groupe (alertes dites « centrales ») Elle est destinataire des *reporting* du délégué éthique d’EDF sur le bilan des alertes centrales et de chaque société sur le bilan des

alertes locales, et la mise en œuvre de la démarche éthique. Son Président rapporte, au nom de la Commission, au Président-Directeur Général d’EDF, ainsi qu’au Comité d’éthique du Conseil d’administration d’EDF. En 2014, la Commission s’est réunie à deux reprises et a rendu plusieurs délibérations (nature juridique de la Charte éthique, liberté d’expression des salariés, mission des correspondants éthiques...).

Elle a également mis en œuvre le traitement des 75 alertes éthiques qui lui ont été déclarées en 2014. Les deux tiers environ des alertes remontées par les salariés du Groupe ont été relatives à l’engagement de « respecter la personne », une situation stable depuis plusieurs années.

En 2014, EDF a mis en place auprès des sociétés un système de *reporting* des cas de manquement grave à l’éthique. Pour le premier exercice, non exhaustif, 34 affaires ont été détectées par les sociétés et se répartissent comme suit :

	Nombre de cas détectés dans l’année	Canaux de détection des cas de manquement grave à l’éthique						
		par la Commission Éthique et Déontologie Groupe	par le salarié	par le contrôle interne, l’audit ou les RH	par le client	par un prestataire	par une autorité publique	par un tiers autre
Non-respect de la personne	26	0	17	2	0	1	0	6
Fraude/corruption	8	0	2	3	1	1	0	1
Atteinte aux droits de l’homme	0	0	0	0	0	0	0	0
Atteinte au droit de la concurrence	0	0	0	0	0	0	0	0
Atteinte à l’environnement	0	0	0	0	0	0	0	0

Les affaires de « non-respect de la personne » sont les problématiques majoritairement rencontrées, et font l’objet de mesures correctives (à 68 %) et disciplinaires (à 32 %) internes, pouvant aller jusqu’au licenciement. Les cas avérés de fraude donnent lieu à des sanctions internes et peuvent être portées auprès des autorités judiciaires en cas de dépôt de plainte.

Par ailleurs, les sociétés du Groupe hors EDF ont clôturé 24 dossiers traitant de manquement grave à l’éthique au cours de l’année 2014.

La prévention de la fraude

La décision du Président-Directeur Général sur la lutte contre la fraude au sein du Groupe, reposant sur un principe de tolérance zéro, est entrée en application dès la fin 2010. Pour en assurer la mise en œuvre, les *managers* ont élaboré et adopté des plans de lutte antifraude au sein des principales entités.

En 2014, des actions de sensibilisation ont été menées pour renforcer la robustesse et l’efficacité des dispositifs de maîtrise des risques de fraude. Un référentiel Groupe de traitement des alertes fraudes, donnant aux différents niveaux de la ligne managériale une méthodologie et des outils pour appréhender et gérer les alertes susceptibles de constituer des fraudes, a été diffusé dans les entités. Le domaine « lutte contre la fraude », qui fait l’objet d’un chapitre spécifique dans le Guide de contrôle interne du Groupe, a été complété par des exigences de contrôles adaptés aux risques.

Un plan d’actions de niveau Groupe pour 2014-2016 en vue d’élaborer un cadre de référence a été présenté au Comité exécutif fin 2014. Il vise à susciter l’adhésion aux objectifs de lutte contre la fraude, en renforçant à nouveau la communication sur les règles, droits, devoirs et moyens d’alertes fraude, à prioriser et mieux cibler les actions de détection et de contrôle, à renforcer l’efficacité de ces dispositifs de contrôle, à faciliter et à sécuriser le traitement des alertes fraude.

La prévention de la corruption

Sur la corruption, la mise en œuvre de la décision du Président du 31 mai 2010 sur les contrats de consultants et de mandatement a renforcé les procédures de validation des contrats d’intermédiation. Un dispositif de contrôle de ces contrats a été mis en place au niveau de la Présidence du Groupe.

Le lancement d’un programme de sensibilisation au risque pénal EDF (décision du Président du 28 juillet 2011) a entendu répondre avec le développement

du Groupe et son implantation diversifiée dans le monde à l’émergence d’une exposition accrue à ce type de risque. Cette émergence résulte également du durcissement des législations anticorruption américaines (*Foreign Corrupt Practices Act*) et britanniques (*Anti-Bribery Act*), dont la dimension extraterritoriale contribue à l’apparition d’une réglementation répressive internationale.

EDF conduit également un projet de prévention de la corruption sous toutes ses formes. Par décision du 22 janvier 2014, le Président a lancé un programme de conformité anticorruption applicable à l’ensemble des métiers, Directions et filiales contrôlées du groupe EDF. Un groupe de travail est chargé de formaliser en 2015 une politique de prévention de la corruption, d’organiser le conseil et l’appui aux entités, et de former les collaborateurs grâce à un outil d’*e-learning*, renforcé de séquences spécifiques pour les salariés les plus exposés. Par ailleurs, le Guide de contrôle interne du Groupe a été renforcé sur la prévention des risques liés aux relations d’affaires.

La politique de conformité concurrence

Le respect des règles de concurrence constitue une priorité absolue pour le groupe EDF. Pour réduire l’exposition du Groupe aux risques liés à l’application au droit de la concurrence dans un contexte d’ouverture à la concurrence des marchés de l’électricité, d’internationalisation du Groupe et d’aggravation des sanctions, un programme de conformité aux règles de concurrence a été décidé par le Président le 22 décembre 2010, applicable à l’ensemble des Directions et filiales.

Ce programme comporte un ensemble de mesures de sensibilisation, de formation et de contrôle destinées à diffuser au mieux la culture du droit de la concurrence au sein du Groupe et à responsabiliser les salariés et collaborateurs sur le respect des règles de concurrence. Ce programme se traduit notamment par le déploiement de formations en ligne ou présentiels auprès des salariés du Groupe les plus exposés au risque concurrence. Au 31 décembre 2014, plus de 5 200 salariés ont ainsi été formés dans le cadre d’un programme d’*e-learning* développé en plusieurs langues, en France et à l’étranger. En parallèle, des guides de bonnes pratiques et des publications régulières sur l’actualité en droit de la concurrence sont largement diffusés et accessibles sur un site intranet dédié. En complément des mesures de sensibilisation, des actions de contrôle ont également été déployées depuis 2013, dans le but d’auditer les procédures mises en place au sein du Groupe.

Le programme de conformité aux règles de concurrence fait l’objet d’un rapport annuel et est soumis aux procédures de contrôle interne du Groupe.

La politique de prévention de violation des droits de l'homme

Le groupe EDF s'engage à respecter les droits de l'homme dans l'ensemble de ses activités et dans ses relations d'affaires conformément aux principes directeurs des Nations unies sur les entreprises et les droits de l'homme publiés en 2011.

À ce titre, un de ses engagements de responsabilité d'entreprise (2013) consiste à « ne tolérer aucune violation des droits de l'homme, fraude et corruption, dans toutes ses sociétés et chez ses fournisseurs ». Pour ce faire, le Groupe a formulé deux objectifs : que 13 de ses sociétés aient obtenu en 2017 le niveau *Advanced* du *Global Compact* des Nations unies (à fin 2014, 13 sociétés sont désormais signataires du *Global Compact* et 2 ont atteint le niveau *Advanced* : EDF et Edison) et que 13 sociétés aient inclus d'ici à 2015 une clause éthique/Développement durable dans leurs contrats d'achats à long terme (objectif réalisé dans 11 sociétés à fin 2014). Pour mémoire, EDF a adhéré au *Global Compact* des Nations unies dès 2001.

Le groupe EDF se réfère également dans sa Charte éthique à la Déclaration universelle des droits de l'homme, à la Déclaration sur l'élimination de toutes formes de discriminations à l'égard des femmes ainsi qu'à la Déclaration sur les droits de l'enfant et aux Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales. Dans son accord RSE conclu en 2009, il s'est engagé à faire respecter les conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail dans toutes les filiales où il exerce son contrôle.

L'ensemble de ces engagements a été repris par les sociétés du Groupe dans le cadre de leurs propres engagements RSE. Certaines sociétés ont pris des mesures complémentaires. Edison, par exemple, dispose d'une politique spécifique sur les droits humains et a défini une procédure d'évaluation et de contrôle du respect des droits humains, applicable à l'ensemble de ses sites. En 2013, EDF Energy a renforcé son code éthique avec des thèmes relatifs à l'intégrité et à la prévention des discriminations et du harcèlement moral.

En France, EDF est en outre membre fondateur d'Entreprises pour les droits de l'homme (EDH), association de 10 entreprises qui veulent mettre en œuvre concrètement dans leurs organisations les principes directeurs des Nations unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme. À cet égard, EDF va diffuser en 2015 auprès de l'ensemble des salariés du Groupe le programme d'*e-learning* sur les droits de l'homme développé par EDH. EDF a par ailleurs décidé de renforcer la prise en compte des impacts sur les droits de l'homme dans les critères de criblage de tous ses projets d'investissements. Au niveau international, EDF est membre des groupes de travail spécifiques sur les droits de l'homme du *Global Compact*, du *World Business Council for Sustainable Development* et d'IPIECA¹.

Les mesures actuelles de contrôle et de vérification du respect des droits humains apparaissent suffisantes pour la majorité des sociétés du Groupe. En complément des voies de recours classiques (*management*, filière RH, représentants des salariés), des dispositifs d'alerte sont mis à disposition des salariés en cas de difficultés dans la plupart des sociétés (délégués éthiques, numéros verts, médiateurs).

17.2.3.2 Dispositifs de dialogue avec les parties prenantes

Le Groupe s'est investi dans un dialogue qu'il souhaite plus efficace avec ses parties prenantes, à toute échelle de territoire. Dans ses Engagements de responsabilité d'entreprise, il a pris celui de favoriser la transparence et le dialogue sur les sujets sensibles, et s'engage à ce que huit de ses sociétés aient mis en place un espace de dialogue formalisé avec leurs parties prenantes d'ici fin 2015, ce qui est le cas actuellement pour EDF et EDF Energy à travers respectivement le Conseil Développement durable France et le *Stakeholder Advisory Panel* (voir section 17.2.3.2.3 (« L'éclairage de panels indépendants »)).

Chaque société du Groupe dialogue avec ses parties prenantes, selon les modalités qui lui sont propres, suivant cinq axes communs :

- la concertation de proximité autour des sites de production et pour les projets de nouvelles implantations industrielles ;
- les relations organisées avec les clients, les fournisseurs, les partenaires sectoriels, les associations socioprofessionnelles, les collectivités publiques et les institutions nationales et internationales ;
- les partenariats opérationnels avec les ONG et le monde universitaire ;
- la réunion d'experts ou de personnalités représentatives dans des conseils ou panels indépendants (voir section 17.2.3.2.3 (« L'éclairage de panels indépendants »)) qui apportent aux dirigeants du Groupe un éclairage critique externe ;
- la sensibilisation/formation de publics, notamment jeunes, aux enjeux de l'énergie et du Développement durable.

17.2.3.2.1 Information à proximité des sites de production et concertation pour les projets industriels

Sites de production

En France, 38 commissions locales d'information (CLI) composées d'élus, de représentants de l'État et des mondes associatifs et socioprofessionnels, assurent de façon réglementaire une mission d'information des riverains sur l'activité des installations nucléaires. EDF collabore avec les CLI établies auprès de ses centrales, et leur fournit les informations nécessaires à l'accomplissement de leur mission. Les attentes des parties prenantes sont observées pour améliorer la pertinence des informations délivrées : lors du dernier bilan, elles portaient essentiellement sur la protection des populations et les investissements de renforcement de la sûreté nucléaire suite à l'accident de Fukushima. Les questions liées aux rejets dans l'environnement deviennent également un sujet d'importance croissante.

Au-delà de ce dispositif réglementaire, EDF a mis en place dans chaque centrale nucléaire un centre d'information du public, chargé d'informer les populations riveraines sur le fonctionnement et les impacts des centrales et les enjeux énergétiques, mais aussi sur la maîtrise de la consommation d'énergie ou la présentation des métiers porteurs d'emplois du secteur électrique. Comme en 2013, l'image d'EDF auprès des populations riveraines reste largement positive en 2014 : 86 % en ont une bonne image, 82 % estiment que les centrales nucléaires ont un haut niveau de fonctionnement (- 2 % par rapport à 2013) et 79 % leur reconnaissent un impact positif en matière d'activité économique (+ 1 % par rapport à 2013).

Sur le chantier de déconstruction de la centrale nucléaire de Brennilis en Bretagne, une réflexion est engagée avec la communauté de communes, les habitants et la Chambre de commerce sur l'avenir du lac et des terrains aux alentours de la centrale, ainsi que sur le type d'activités économiques qui pourraient s'y développer.

Dans le domaine hydraulique, la perception des riverains à proximité des sites reste bonne : 68 % d'entre eux ont une opinion « plutôt bonne » du niveau de sûreté et de la qualité d'information qui leur est délivrée et 20 % « très bonne ». 74 % d'entre eux estiment que les sites hydrauliques fonctionnent bien et 71 % qu'ils ont un impact positif sur l'activité économique locale. Par ailleurs, EDF a poursuivi ses campagnes permanentes d'information et de prévention auprès des usagers de l'eau sur les risques de variation de débit dans les rivières, ainsi que le recours aux hydroguides chargés de la prévention sur le terrain pendant les périodes estivales. Des relations spécifiques ont été nouées sur des projets locaux comme la création d'un Comité de suivi du projet d'aménagement du barrage de Poutès en Haute-Loire, associant élus, services et représentants de l'État et ONG. Le projet de reconfiguration du site a fait l'objet d'un accord de l'État, des ONG de protection de l'environnement et des élus. L'association de préfiguration du parc naturel régional du Haut Allier anime un groupe de travail sur l'intégration territoriale du projet. D'autre part, EDF travaille à un nouveau

1. Association mondiale d'études des questions environnementales et sociales du secteur pétrolier.

modèle de gouvernance en vallée d'Aspe (Pyrénées), où les concessions ont été renouvelées pour 40 ans, sur l'ensemble des dimensions qui relient ses ouvrages hydrauliques au territoire. La phase de concertation sur les modalités de la gouvernance future est initiée en lien avec la communauté de communes, pour mettre en place dès 2015 un premier modèle opérationnel, anticipant ainsi les recommandations du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte.

Au Royaume-Uni, EDF Energy mène des réunions régulières (trois à quatre fois par an en fonction des demandes) avec les parties prenantes locales sur les questions liées à ses activités et à leurs impacts. Son programme de visites des installations nucléaires a permis d'accueillir 40 000 riverains en 2014. L'entreprise a mis en place un centre mobile d'information sur ses activités, qui a touché près de 60 000 personnes. Suite à l'intrusion d'ONG environnementales sur le site CCG de West Burton en 2013, un travail a été engagé par le Président du panel des parties prenantes externes de l'entreprise pour renouer le dialogue avec les ONG et éviter que ne se reproduisent à l'avenir des intrusions qui pourraient mettre en danger la vie des protestataires. Les recommandations prises à l'issue de ce dialogue ont été intégrées aux nouveaux engagements *Better Energy Ambitions* lancés par EDF Energy en 2014.

Nouveaux projets industriels

En France, la mise en œuvre du programme « Charbon 2035 » (prolongation de trois tranches charbon de 600 MW en améliorant leurs performances techniques et environnementales) s'effectue au travers de réunions préalables avec les riverains, pour présenter l'objectif, la nature et le planning des travaux, aux côtés des entreprises locales qui vont intervenir. Plus spécifiquement sur le site de Bouchain, où la construction du CCG a démarré, une *newsletter* dédiée est diffusée aux habitants, et la concertation a mis l'accent en 2014 sur les sujets de biodiversité.

La construction du terminal méthane de Dunkerque a fait l'objet d'une procédure réglementaire de débat public. En 2007, la concertation avait amené des modifications du projet initial, qui visaient notamment à éviter d'empiéter sur une zone protégée avec risque de destruction d'espèces d'oiseaux et de plantes menacées de disparition et à préserver les lieux de vie et de loisir des familles. Depuis le démarrage du chantier, le dialogue

local se poursuit et aboutit à des solutions co-construites avec les différentes parties prenantes : mesures de compensation environnementale définies avec un comité d'experts et les associations de protection de l'environnement, mesures de développement social et économique en lien avec les collectivités et acteurs économiques locaux, implantation *in situ* d'une unité de production de béton et acheminement d'une partie des matériaux par barge maritime pour réduire les acheminements par camions, sujet d'inquiétude des populations riveraines. Les visites de chantier se sont développées et ont accueilli près de 5 000 riverains en 2014. Les principaux sujets de dialogue portent sur le respect des engagements pris par l'entreprise et sur la présence de sociétés non nationales sur le chantier.

Dans le cadre du développement des trois projets éoliens en mer d'EDF Énergies Nouvelles (Fécamp, Courseulles-sur-Mer et Saint-Nazaire), trois débats publics ont été organisés de mars à juillet 2013, ainsi que le prévoit le Code de l'environnement pour les projets supérieurs à 300 millions d'euros. Ils ont réuni plus de 5 000 personnes. Les principales attentes portent sur le respect de l'environnement, la prise en compte des usages de la mer, les nuisances lors des travaux, l'impact visuel (visibilité depuis les côtes) et les retombées économiques. Pour poursuivre la démarche de concertation, EDF Énergies Nouvelles a ouvert à Courseulles-sur-Mer un « Point info » et y organise des rencontres entre les riverains et les représentants du projet.

17.2.3.2 Sensibilisation des publics externes au développement durable

En Europe, où le Développement durable est désormais entré dans les débats de la sphère publique, les sociétés du Groupe ont poursuivi et renforcé en 2014 leurs programmes de sensibilisation du grand public et des publics jeunes à la maîtrise de l'énergie et aux enjeux de Développement durable. En France, dans le cadre de son partenariat avec le ministère de l'Éducation nationale, signé en 2002, EDF s'investit dans ses missions de service public en proposant des conférences scolaires sur l'électricité, l'énergie et le Développement durable et afin de développer l'intérêt pour la culture scientifique et technique. L'entreprise met aussi à disposition des jeunes et des enseignants des ressources pédagogiques grâce à deux sites internet dédiés : l'espace « enseignants.edf.com » et le site « jeunes.edf.com ».

Actions significatives en 2014

EDF	<ul style="list-style-type: none"> Site www.mamaisonbleuciel.fr de sensibilisation du grand public aux économies d'énergie : 3,5 millions de visiteurs en 2014. Mise en place d'une ligne téléphonique (3929) où des conseillers experts en économies d'énergie répondent aux questions des clients particuliers. Dépenses d'innovation en matière environnementale (relation clients digitale sur les thèmes de l'efficacité énergétique, de l'effacement, de la mobilité électrique, des territoires durables) : 65 millions d'euros en 2014 (+ 1.1 % par rapport à 2013). 566 000 visites en 2014 sur le site internet dédié aux jeunes publics (plus de 480 000 visites en 2013 et 197 000 en 2012). Réalisation de 4 800 conférences sur les enjeux du Développement durable dans les collèges et les lycées, en lien avec les programmes scolaires et à la demande du corps enseignant (plus de 120 400 jeunes sensibilisés). Réalisation du guide « L'électricité, ça s'apprend », qui vise à sensibiliser les jeunes à une utilisation sobre de l'énergie (en 2014, diffusion à plus de 21 000 exemplaires par les conseillers EDF dans les boutiques). Réalisation d'un site dédié aux questions liées à la transition énergétique (900 000 visiteurs). Participation à l'édition 2014 de la Fête de la nature, avec l'ouverture de 28 sites de production et l'organisation de conférences sur la biodiversité. Avec près de 4 000 visiteurs, EDF représente à elle seule environ 10 % des populations touchées par cette manifestation organisée sous l'égide du ministère de l'Écologie. Participation à la 4^e édition des Journées de l'industrie (25 000 visiteurs), organisée par le ministère de l'Industrie.
EDF Energy	<ul style="list-style-type: none"> Lancement en collaboration avec le MET Office (office météorologique national britannique) et l'université d'Exeter de <i>Climate & Us</i>, un site internet d'information pour le grand public qui explique le changement climatique et ses conséquences attendues et présente les initiatives prises par les régions du Royaume-Uni et des entreprises pour réduire les effets du changement climatique. Intégration des enjeux « biodiversité » et « gestion des déchets » au programme éducatif internet <i>The Pod</i>, en partenariat avec le programme européen Éco-écoles et l'ONG britannique Eden Project, auquel participent plus de 18 000 écoles (60 % des écoles britanniques) et qui a touché plus de 10 millions d'enfants depuis son lancement en 2008 (objectif initial : 2,5 millions).
Edison	<ul style="list-style-type: none"> Reconduction du programme <i>Eco Generation – School is the climate's friend</i> mené avec l'ONG Legambiente à destination d'écoles pilotes (20 collèges dans 20 villes italiennes), qui apprend aux élèves à évaluer l'efficacité énergétique de leur établissement et les aide à rechercher des solutions de maîtrise des consommations d'énergie (plus de 5 000 collégiens, 40 associations et 35 administrations publiques impliquées sur 2013 et 2014).
EDF Luminus	<ul style="list-style-type: none"> Diffusion d'une campagne d'information sur l'énergie éolienne.
EDF Polska	<ul style="list-style-type: none"> Organisation d'une journée « portes ouvertes » dans toutes les centrales thermiques, avec mise en place d'une séquence-débat sur les enjeux de Développement durable et les défis pour le parc thermique polonais.

17.2.3.2.3 L'éclairage de panels indépendants

Plusieurs panels d'experts apportent aux dirigeants du Groupe et à ses sociétés leur vision externe : le Panel Développement durable international, le Conseil Développement durable France et les Conseils scientifique et médical pour EDF en France, le *Stakeholder Advisory Panel* pour EDF Energy.

Le Panel Développement durable international est une instance de dialogue rassemblant des personnalités internationales, indépendantes et spécialistes de domaines relatifs aux enjeux du Groupe ou représentant les attentes et les intérêts de la société civile. Il accueille également comme membres de droit les Présidents des Conseils Développement durable et scientifique France, ainsi que le Président du *Stakeholder Advisory Panel* d'EDF Energy. Il conseille et fournit une appréciation critique des engagements du Groupe en matière de Développement durable et de leur mise en œuvre.

En 2014, le Panel Développement durable international s'est réuni pour examiner les résultats des Engagements de responsabilité d'entreprise du Groupe un an après leur lancement. Il souligne les efforts engagés par le Groupe sur l'ensemble des items, mais regrette un manque d'ambition sur les objectifs fixés. Chaque année, il émet un avis critique sur les performances Développement durable du Groupe¹.

Le Conseil Développement durable France, lui aussi composé de personnalités externes et représentatives des différents enjeux liés à l'impact des installations et des activités d'EDF, questionne le plus en amont possible les dirigeants opérationnels et les experts de l'entreprise sur les options qu'elle se propose de prendre en matière de Développement durable.

En 2014, il s'est réuni deux fois pour examiner les sujets liés à la cartographie des risques du Groupe et au « Grand carénage » du parc nucléaire existant.

Sur la question de la cartographie des risques Groupe, le Conseil adhère à la qualité de la méthode retenue, mais suggère de mieux prendre en compte le risque externe. Pour dynamiser la cartographie, il propose de transformer plus systématiquement les risques déjà identifiés en opportunités. Il invite également EDF à mieux utiliser ce matériau pour nourrir la stratégie du Groupe, son *reporting* et sa communication.

Concernant le programme de « Grand Carénage » du parc nucléaire existant, les membres du Conseil soulignent l'ampleur et le caractère exceptionnel de ce programme de travaux traitant à la fois, pour l'ensemble des tranches nucléaires, des nouvelles exigences de sécurité et de l'allongement de la durée de vie des centrales. Il relève les efforts considérables que l'entreprise déploie en matière d'organisation humaine et logistique, tel que cela transparaît sur le site de Paluel, première centrale engagée dans le programme. Le Conseil apprécie le caractère anticipé et global du « Grand carénage ». Il invite toutefois EDF à décomposer plus clairement ce programme en sous-ensembles pour s'adapter aux différents scénarios qui pourraient être retenus au regard des options politiques nationales ou européennes.

Le Conseil scientifique d'EDF est un organisme consultatif apportant à l'entreprise avis et conseils de hautes personnalités scientifiques sur l'impact des évolutions scientifiques et techniques sur ses métiers ainsi que sur ses actions de recherche à moyen et long termes. Il examine des dossiers thématiques faisant l'objet d'un rapport détaillé, et émet un avis sous forme de recommandations au Président d'EDF.

En 2014, le Conseil a traité trois sujets :

- stockage d'énergie : le stockage stationnaire d'électricité pour le système électrique ;
- nouveaux champs, nouveaux modes de simulation : quels nouveaux domaines d'application pour la simulation numérique ?
- priorités de la R&D d'EDF : quelles priorités scientifiques pour la R&D d'EDF ?

Le Conseil médical d'EDF, composé de personnalités du monde médical et de professeurs d'université, est un organe de réflexion et de conseil sur des thèmes sanitaires d'actualité en lien avec les activités d'EDF. Il est présidé par le Pr André Aurengo, membre de l'Académie de médecine.

En 2014, le Conseil médical a travaillé sur trois sujets de santé professionnelle et environnementale : la prise en compte sur les sites de production du nouveau classement² des émissions diesel et de la pollution atmosphérique en cancérigènes certains pour l'homme ; les répercussions de l'arrivée de nouveaux risques infectieux pour les salariés du Groupe ; les intolérances environnementales comme l'hypersensibilité aux odeurs chimiques ou aux champs électromagnétiques.

Le *Stakeholder Advisory Panel* conseille le Directeur Général et le Comité exécutif d'EDF Energy sur la stratégie de l'entreprise et des sujets de Développement durable. Composé de six membres indépendants, il a débattu du projet de l'EPR d'Hinkley Point et du dossier déposé à la Commission européenne, de la stratégie tarifaire d'EDF Energy en saluant l'innovation de son offre « Price promise », ainsi que des différents scénarios sur les équipes de l'entreprise eu égard au référendum écossais sur l'indépendance. Il a également examiné les performances d'EDF Energy en matière de Développement durable et publié son rapport critique (<http://www.edfenergy.com/about-us/annual-report/stakeholder-views.shtml>).

17.2.3.2.4 Une stratégie de partenariats développement durable revisitée

Les partenariats Développement durable sont pour EDF un moyen de dialogue incontournable avec les parties prenantes sur des sujets à fort enjeu pour ses activités. Ils ont pour vocation de permettre à l'entreprise une meilleure compréhension des attentes de son environnement et sont également un moyen d'apporter des expertises nouvelles aux sociétés et aux directions du Groupe.

Ils comprennent trois volets principaux : partenariats stratégiques et de recherche, partenariats biodiversité et partenariats sociétaux.

Partenariats stratégiques et de recherche

Dans le contexte du débat mondial sur la transition énergétique vers des économies moins carbonées, la Direction Développement Durable a reconduit en 2014 ses partenariats stratégiques avec les *think tanks* de l'Institut du Développement durable et des relations internationales (IDDRI) et de la Fondation Nicolas-Hulot pour la nature et l'homme (FNH). Avec l'IDDRI, partenaire bien positionné dans la préparation des négociations internationales sur le climat, EDF a collaboré aux débats des « clubs » climat, biodiversité et ville, auxquels participent des entreprises, des représentants des pouvoirs publics et des associations autour de projets opérationnels de recherche et d'expertise. Les réflexions ont porté notamment sur le rôle des collectivités locales dans les expériences de projets d'énergies renouvelables citoyens menés en Allemagne et en Suède et sur les interactions entre densité urbaine et énergie. En 2014, EDF et l'IDDRI ont également travaillé sur la question des trajectoires nationales de décarbonation et leurs conditions de mise en œuvre (solutions technologiques, politiques publiques, etc.), projet sous l'égide des Nations Unies. Avec la FNH, EDF participe au *think tank* consacré à la transition écologique, qui réunit des universitaires, des chercheurs et des scientifiques reconnus. Le partenariat a également débouché sur la conception et la mise en place d'une formation à l'économie circulaire destinée aux *managers* d'EDF.

En 2014, EDF a engagé un partenariat de recherche avec les universités américaines de Columbia et d'Arizona, qui porte sur la création d'une unité pilote de captage de CO₂ dans l'air aux États-Unis. Les travaux avec les chaires de recherche du *Massachusetts Institute of Technology* (MIT) et de l'université Paris-Dauphine autour du climat ont été poursuivis. EDF a lancé ainsi avec le MIT une étude spécifique sur l'accord climatique 2015 dans le cadre de la Conférence sur le climat de Paris (COP 21) qui simule différents scénarios sur les conséquences d'un accord climatique selon les niveaux d'ambition et de participation des pays.

1. Le rapport Développement durable du Groupe, publié au premier semestre 2014, est consultable exclusivement sur internet, à l'adresse : <http://rapport-dd-2013.edf.com/fr/avis-du-panel-des-parties-prenantes>.

2. Classement réalisé par le Centre international de recherche contre le cancer.

Partenariats biodiversité

Face au renforcement des réglementations européennes et à l'émergence d'une nouvelle gouvernance de l'environnement, avec notamment la création en France d'une agence de la biodiversité en 2015, la biodiversité est plus que jamais pour EDF un enjeu de pérennisation et de développement de ses activités. Les partenariats que l'entreprise noue dans la durée avec le Muséum national d'histoire naturelle, l'UICN, la Ligue pour la protection des oiseaux (LPO), le Conservatoire du littoral, les Réserves naturelles de France ou la Fédération nationale pour la pêche en France favorisent les échanges techniques et le dialogue entre le monde associatif et les différents métiers de l'entreprise.

L'expertise biodiversité des partenaires est mobilisée sur quatre domaines principaux :

- la qualité écologique et la gestion du foncier ;
- la limitation des impacts ;
- l'appui stratégique à la démarche biodiversité ;
- la formation/sensibilisation des salariés de l'entreprise et du grand public.

En 2014, ces partenariats ont notamment débouché sur la mise en place d'un programme de recherche sur la biodiversité terrestre avec le Muséum national d'histoire naturelle, la réalisation d'un rapport portant sur le développement des énergies marines renouvelables avec l'UICN, l'appui à la mise en place d'inventaires et de plans de gestion pour les centrales de Cordemais et Gravelines avec la Ligue pour la protection des oiseaux ou encore l'accompagnement stratégique pour bâtir la feuille de route biodiversité 2014-2017 de l'entreprise avec l'UICN.

Partenariats sociétaux

En 2013, EDF avait décidé de redéfinir sa stratégie sur les partenariats sociétaux, en relation avec les différentes Directions métiers concernées.

La démarche avait identifié des thématiques prioritaires, telles que l'accès à l'énergie et la lutte contre la précarité énergétique, le développement social des territoires, l'inclusion sociale et l'éducation, dans l'objectif d'élaborer des solutions innovantes avec des partenaires pluri-acteurs économiques, si possible sur un périmètre international.

La mise en œuvre s'étant avérée plus complexe que prévue, certains partenariats autour de la précarité énergétique n'ont pu aboutir en 2014. Avec l'Action Tank d'HEC (École des hautes études commerciales), EDF va expérimenter en France des projets ayant un impact sur la réduction de la pauvreté et de l'exclusion ; une première opération pilote portant sur un programme de rénovation et d'accompagnement de copropriétés dégradées a vu le jour à Clichy-sous-Bois.

Avec les Compagnons bâtisseurs, le partenariat consiste à former et à accompagner des ménages en difficulté dans l'auto-réhabilitation de leur logement. Un premier programme a débuté à Toulouse.

Avec la Fédération nationale des victimes d'attentats et d'accidents collectifs, EDF a travaillé à la mise en place d'un partenariat autour de la sécurité industrielle. Les échanges entre les deux parties visent à renforcer la prévention des risques d'accidents corporels collectifs, et la gestion de crise en cas d'accident. En 2015, les premières actions porteront sur la sécurité hydraulique, suite à une série de rencontres organisées avec les évacuateurs de crues de la R&D d'EDF.

17.2.3.3 Les actions dans le domaine sociétal

La dimension sociétale fait partie intégrante de la politique de Développement durable Groupe et s'inscrit dans le respect des principes du Pacte mondial des Nations unies.

Ce volet s'organise autour de trois grandes orientations, en cohérence avec les Engagements de responsabilité d'entreprise du Groupe :

- favoriser l'accès à l'énergie et l'éco-efficacité énergétique pour les personnes vulnérables ;
- contribuer au développement économique et social des territoires où EDF opère ;
- contribuer au débat sur le Développement durable et les activités d'EDF, en favorisant le dialogue local et la connaissance des enjeux énergétiques.

Dans ce domaine, la Direction Développement Durable anime un réseau dédié composé des correspondants des différentes entités du Groupe. Ce réseau se rencontre annuellement pour échanger sur les bonnes pratiques des sociétés et partager les principales actions engagées.

17.2.3.3.1 Contribution à la lutte contre la précarité énergétique et accès à l'énergie

Contribution à la lutte contre la précarité énergétique

Dans un contexte où la pauvreté s'intensifie en Europe, le groupe EDF poursuit son implication dans la lutte contre la précarité énergétique au-delà des cadres réglementaires. Elle se matérialise par l'intégration de cet enjeu dans ses Engagements de responsabilité d'entreprise¹, par le renforcement de programmes existants et par la mise en œuvre de solutions nouvelles, spécifiques aux pays concernés. L'approche choisie par le Groupe est d'accompagner ses clients en difficulté par des aides ponctuelles et, autant que possible, par des dispositifs de plus long terme pour réduire en amont les coûts de consommation des ménages les plus vulnérables.

En France, les travaux de l'Observatoire national de la précarité énergétique ont préconisé la mise en place en 2014 d'un panier d'indicateurs pour estimer la précarité énergétique, comportant le nouvel indicateur « Bas revenu dépenses élevées » (BRDE), inspiré de l'indicateur anglais *Low Income High Costs* dit « de Hills » (voir sous-section « Dans les autres sociétés du Groupe » de ce paragraphe). Selon ces travaux, plus de 5 millions de ménages sont en situation de précarité énergétique, soit plus de 11,5 millions de personnes. Dans ce contexte, l'action d'EDF s'articule autour de trois volets, en appui de dispositifs publics² et au travers d'actions volontaires :

- l'aide au paiement ;
- l'accompagnement des clients en difficulté ;
- la prévention.

Concernant l'aide au paiement, EDF en France continentale, est le premier contributeur des Fonds de solidarité logement (FSL) auprès des collectivités territoriales et y a contribué à hauteur de 23 millions d'euros en 2014, en ligne avec le montant de 2013 (23,3 millions d'euros). Les 380 conseillers solidarité d'EDF ont instruit près de 550 000 demandes, et plus de 194 000 ménages défavorisés ont pu bénéficier, après décision des commissions d'attribution locales, d'aides financières pour régler une part de leur facture d'énergie. Si EDF a accordé moins d'aides en volume, le montant des aides s'avère supérieur à celui des années précédentes (248 euros par client aidé, contre 240 en 2013).

En Corse et dans les départements d'outre-mer, l'action 2014 d'EDF a porté sur l'identification des nouveaux bénéficiaires du tarif première nécessité (190 000 bénéficiaires en 2014 pour 70 000 clients suivis en 2013). Par ailleurs, les montants alloués au FSL sont restés stables pour s'élever à 520 000 euros, et 4 700 familles ont pu bénéficier d'une aide au paiement (110 euros par client en moyenne).

Concernant le volet accompagnement, EDF a poursuivi son programme d'alertes auprès des clients fragiles à l'approche de l'hiver (*mailing*, campagnes de SMS et d'appels téléphoniques automatiques) pour que

1. Publication annuelle du nombre d'actions engagées à titre volontaire par les sociétés du Groupe qui commercialisent de l'énergie pour accompagner les clients précaires. Voir section 17.1 (« Engagements de responsabilité d'entreprise ») pour les résultats 2014.

2. EDF distribue les tarifs sociaux de l'électricité (tarif première nécessité) et du gaz naturel (tarif spécial de solidarité), respectivement compensés par la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) et la Contribution au Tarif Spécial de Solidarité du Gaz (CTSSG), avec gratuité de la mise en service pour l'électricité. Suite à la mise en œuvre de la loi Brottes en 2013 et 2014, 2,6 millions de foyers bénéficient du TPN en France, dont 2,4 millions sont clients d'EDF (8 % de ses clients particuliers, + 5,4 % par rapport à 2013).

chaque client conserve sa fourniture d'électricité. Pour éviter l'accumulation des impayés pendant l'hiver, une campagne spécifique auprès d'environ 20 000 clients en situation d'impayés a été réalisée durant l'hiver 2013-2014 dans le contexte de la trêve hivernale prévue par la loi Brottes. En 2014, l'entreprise a mené plus de 513 000 actions dans le cadre de sa démarche « Accompagnement Énergie » auprès des clients en difficulté (500 000 en 2013 et 324 000 en 2012), qui permet de trouver avec eux des solutions adaptées à leur situation : délais de paiement, orientation vers des services sociaux, conseils pour réaliser des économies d'énergie.

EDF a renforcé sa présence territoriale en créant de nouveaux points d'informations multiservices à Bordeaux, Valenciennes et Sevran (désormais 180 points d'accueil en France métropolitaine). Au-delà, l'entreprise a déployé des sessions de formation à destination des travailleurs sociaux (13 180 personnes formées) et a conçu et mis en ligne le Portail d'accès aux services solidarité « PASS'EDF », une plateforme d'échanges avec les conseillers solidarité qui permet aux travailleurs sociaux de déposer en ligne les demandes d'aide financière pour les personnes en situation précaire et de suivre facilement leur état d'avancement. Les organismes sociaux jugent les dispositifs de solidarité d'EDF globalement efficaces : 71 % des collectivités locales (enquête BSM 2014) et 95 % des travailleurs sociaux (enquête IPSOS 2014) s'en déclarent satisfaits.

Concernant le volet prévention, EDF développe des actions de long terme qui portent notamment sur l'amélioration de la performance énergétique des logements des personnes en situation de précarité énergétique. L'entreprise a prévu de poursuivre jusqu'en 2017 son engagement dans le programme de rénovation des logements « Habiter mieux », piloté par l'Agence nationale d'amélioration de l'habitat (ANAH). Une première convention signée pour la période 2011-2013, sous l'égide du Gouvernement et en réponse à la loi Grenelle 2, avait permis d'engager la rénovation de 29 000 logements occupés par des propriétaires en situation de précarité énergétique sur les 50 000 rénovés dans le cadre du programme, pour une contribution financière d'EDF de 29 millions d'euros sur trois ans, ce qui en fait le contributeur le plus important. En 2014, les résultats du programme s'inscrivent dans une dynamique croissante avec environ 50 000 rénovations engagées sur l'année. Le renouvellement de la convention pour la période 2014-2017, sur une base de 50 000 logements en 2014, puis 45 000 logements en 2015, 2016 et 2017, implique une participation financière d'EDF en forte hausse, de 32 millions en 2014, puis de 29 millions d'euros par an sur les trois années suivantes, soit une contribution de l'entreprise à hauteur de 58 % de la contribution totale des énergéticiens. EDF travaille également à identifier les ménages éligibles et propose aux collectivités locales la réalisation d'études de la précarité énergétique sur leur territoire. Ces études s'appuient sur des outils cartographiques et permettent de mieux identifier les quartiers et les catégories de population les plus exposées. En 2014, le département des Landes, la ville de Limoges et les agglomérations de Saint-Étienne et de Durance-Luberon-Verdon ont fait l'objet d'une étude approfondie.

Cette solution vient renforcer les contributions volontaires de l'entreprise :

- le programme « Toits d'abord », en partenariat avec la Fondation Abbé-Pierre, qui a permis la rénovation thermique de 1 364 logements dits « très sociaux » pour un objectif de 2 000 logements à fin 2014. Le partenariat a été reconduit pour 2015 ;
- le programme « Médiaterre », en partenariat avec Unis-Cité, qui aide les résidents de quartiers populaires à modifier leur comportement en matière de consommation d'énergie grâce à des conseils délivrés par des jeunes en service civique. Conduite sur 66 quartiers, l'opération a permis d'accompagner 1 600 familles en 2014 (9 800 ménages sensibilisés depuis le début de l'opération) ;
- l'organisation de « Forums Précarité Énergétique » avec les acteurs locaux, pour identifier les nouvelles questions que pose la précarité énergétique (trois sessions organisées en 2014 à Châlons-en-Champagne, Limoges et Saint-Denis).

En Corse et dans les départements d'outre-mer, le programme de distribution de kits « Packécos » et « hydroEko » aux clients prioritairement bénéficiaires du tarif de première nécessité a pris fin (270 900 distribués depuis 2012) et permet à ces ménages de réduire de 30 % leur facture d'eau et de 20 %

celle d'électricité. En Guadeloupe, EDF a déployé des sessions de formation auprès des acteurs du domaine social (centres communaux d'action sociale, Conseil général, etc.) et propose avec la Caisse d'allocations familiales une aide financière aux foyers les plus modestes pour les équiper d'appareils ménagers A+++ , qui leur permettront de réduire de 40 % leur consommation d'électricité.

Enfin, les équipes R&D d'EDF développent depuis 2010 un projet « Précarité énergétique », doté d'un budget d'un million d'euros par an environ, qui répond à deux objectifs :

- connaître et analyser le contexte de la précarité énergétique, anticiper son évolution pour mieux préparer les réponses à apporter ;
- développer des innovations directement au service des clients en situation de précarité énergétique.

En 2014, elles ont travaillé notamment au développement d'un modèle de rénovation des copropriétés dégradées, en partenariat avec l'Action tank HEC et Bouygues Construction. Il s'agit de compléter le financement de la rénovation thermique des copropriétés par l'adjonction et la vente de surfaces bâties supplémentaires, et d'accompagner les habitants pour les replacer dans un cercle vertueux de paiement des charges et de l'entretien de la copropriété. Un projet pilote sera mis en œuvre en 2015 à Clichy-sous-Bois.

Dans les autres sociétés du Groupe

Conçu avec le bureau d'études Énergies Demain, ERDF a mis en place depuis 2013 « PRECARITER », un outil d'aide à la décision qui permet aux élus et services déconcentrés de l'État de mieux comprendre la précarité énergétique sur leur territoire et *in fine* de préciser leurs politiques énergétiques. Prenant en compte l'ensemble des dépenses contraintes auxquelles sont confrontés les ménages, cet outil évite de réduire la question de la précarité énergétique à la seule analyse des factures d'énergie. ERDF a remis 72 rapports PRECARITER à des collectivités locales en 2014. En complément, ERDF noue des partenariats avec des structures de proximité pour s'assurer que les foyers en difficulté ont pris contact avec les organismes sociaux et éviter ainsi les coupures pour impayés.

Dalkia propose aux collectivités locales et aux gestionnaires de bâtiments une offre complémentaire de détection des ménages en situation de précarité énergétique, dans le cadre de ses services à l'identification des bâtiments les plus énergivores. Lors de la prise en charge de l'exploitation d'un réseau de chaleur, l'entreprise peut réaliser une cartographie fondée sur la thermographie aérienne, qui identifie les zones de déperdition de chaleur. Croisées avec des données économiques et sociologiques, elle permet de détecter les foyers en situation de précarité énergétique. Ses plans d'accompagnement comportent ainsi un volet social et économique, qui articulent aide financière via un Fonds solidarité, mise en place de tarification progressive et *coaching* énergétique. Le montant alloué aux dispositifs de lutte contre la précarité énergétique varie de 0,2 à 1 % du contrat global, suivant l'importance du réseau de chaleur et de son chiffre d'affaires.

En Alsace, le montant des dispositifs volontaires de lutte contre la précarité énergétique du groupe Électricité de Strasbourg reste stable (40 000 euros, dont 20 000 sous forme de « Bons énergie »). Pour mieux identifier les populations fragiles, en particulier les familles monoparentales et les personnes âgées isolées, le Groupe réalise des ateliers dans les épiceries sociales de son territoire et travaille avec l'association de lutte contre le surendettement Crésus.

Au Royaume-Uni, où l'indicateur *Low Income High Costs* dit « de Hills » (2012) est dorénavant utilisé, le nombre de ménages en situation de précarité énergétique décroît légèrement mais le niveau de difficulté tend à s'accroître. En 2014, EDF Energy s'est dotée d'une stratégie spécifique (*Vulnerable Customer Strategy*) pour s'assurer de l'efficacité des moyens qu'elle met en place à destination de ses clients vulnérables. La société répond aux obligations réglementaires du Royaume-Uni avec les dispositifs suivants :

- le programme public *Warm Home Discount*, reconduit pour la quatrième fois sur la période 2014-2015, bénéficie de l'apport de l'entreprise pour 211 750 000 ménages en situation de précarité énergétique, avec une diminution des factures annuelles de 29,6 millions de livres sterling ;

- le programme gouvernemental ECO (*Energy Companies Obligation*) a été mis en place début 2013 pour réduire la consommation énergétique du Royaume-Uni et aider les foyers en situation de précarité énergétique par le financement de mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique. L'obligation d'EDF Energy sur la période 2013-2015 porte sur un montant total estimé à 490 millions de livres sterling, dont 150 millions en aides aux clients prioritaires (allocataires d'avantages sociaux, personnes de plus de 70 ans, résidents de zones rurales ou de quartiers défavorisés). EDF Energy a atteint dès novembre 2014 l'objectif fixé par le programme gouvernemental, en réalisant notamment 39 200 mesures d'isolations thermiques courant 2014. Le travail est engagé avec l'Ofgem pour définir les objectifs de l'entreprise à mars 2017.

Concernant ses dispositifs à titre volontaire, EDF Energy a réinterrogé ses processus de soutien aux personnes vulnérables et renforcé ses programmes collaboratifs avec les associations :

- avec la *Plymouth Citizens Advice Bureau*, organisation indépendante qui aide les clients concernés d'EDF Energy à trouver des solutions à leur endettement (plus de 7 200 conseils délivrés en 2014) ;
- avec la société *IncomeMAX*, société d'intérêt collectif qui fournit des services d'évaluation des droits aux prestations, d'aides aux réclamations et délivre des conseils énergétiques (plus de 1 300 ménages aidés en 2014, pour un montant total de plus de 73 000 livres sterling) ;
- autour du programme *London Warm Zone*, une association à but non lucratif qui aide les personnes vulnérables ou à faible revenu à améliorer l'efficacité énergétique de leur foyer et à accroître leurs revenus. En 2014, les systèmes de chauffage ont été améliorés ou remplacés pour 523 foyers à Londres et dans ses environs. Cela représente des économies de 8,2 millions de livres sterling sur les frais de chauffage domestique sur la durée du cycle de vie des appareils, conformément aux règles définies par le programme ECO ;
- autour d'un programme avec *National Energy Action*, visant à identifier, dans les régions du Yorkshire et du Humbert, les ménages les plus vulnérables et les plus difficiles à atteindre par les moyens conventionnels, pour aménager ensuite leur dette et les aider à mieux gérer leur consommation (plus de 500 foyers déjà identifiés, 26 sessions de formation à la maîtrise des consommations déjà réalisées, aménagements de la dette de 247 ménages) ;
- avec *EDF Energy Trust Fund*, qui aide les familles et les individus en situation de précarité à résorber durablement leur dette énergétique. En 2014, sur les 10 144 demandes reçues, 4 036 ont été traitées, par un montant global de 2,75 millions de livres sterling. Par ailleurs 594 090 livres sterling supplémentaires ont été consacrées à des projets de lutte contre la précarité énergétique.

En Pologne, où les sociétés du Groupe n'ont pas d'activité de commercialisation d'énergie auprès des clients particuliers mais produisent de l'électricité et de la chaleur pour les collectivités locales, toutes les actions de lutte contre la précarité énergétique sont mises en œuvre par EDF Polska à titre volontaire, par une politique de dons aux municipalités, aux distributeurs et organisations non gouvernementales. Les fonds alloués ciblent prioritairement les ménages en situation très fragile, les personnes âgées et les structures en charge des enfants malades et handicapés.

En Hongrie, EDF Démász poursuit son partenariat avec l'Ordre de Malte (*Maltese charity service*) lancé en 2012, qui apporte à 6 500 clients vulnérables identifiés par l'association et ayant opté pour un compteur à prépaiement une aide financière de 50 % pour le paiement de leur facture d'électricité. Avec cet engagement volontaire, EDF Démász a aidé plus de 10 000 clients pour un financement total de 272 millions de forints (environ 890 000 euros), le nombre de ces ménages aidés diminuant chaque année et représentant actuellement 1 % des clients particuliers de l'entreprise.

Accès à l'électricité

Le groupe EDF développera en 2015 une stratégie et des modèles d'affaires favorisant l'accès à l'électricité dans le monde, en cohérence avec sa politique Développement durable et conformément aux objectifs de Développement durable des Nations unies.

L'approche « multi- parties prenantes » sera privilégiée. EDF souhaite agir tant au niveau de l'électrification rurale (voir section 6.3.3.4.4 (« Missions Accès à l'énergie »)) que dans les contextes de fort développement urbain ou à proximité de ses nouveaux projets industriels. EDF poursuit par ailleurs son implication en faveur de l'accès à l'électricité, véritable vecteur de développement, avec le programme « EDF HELP » de la Fondation EDF (programmes humanitaires, appui au développement, situations d'urgence).

17.2.3.2 Contribution au développement économique et social des territoires

Dans tous les pays où il opère, les activités industrielles du groupe EDF (centrales nucléaires, thermiques, hydrauliques, installations renouvelables, réseaux de distribution) sont implantées dans les territoires et génèrent à ce titre de l'emploi local, direct ou indirect, des achats locaux et le versement de taxes qui soutiennent le développement local. En 2014, les activités du Groupe ont généré 158 161 emplois directs (158 467 en 2013) et 475 545 emplois indirects (475 498 en 2013) (voir section 17.1.2 (« Les Engagements de responsabilité d'entreprise : mesure de la performance du Groupe »)).

En France, la politique d'investissements d'EDF en fait le premier investisseur du pays et l'un des tous premiers en Europe, avec une contribution de 8,7 milliards d'euros d'investissements nets dans l'économie française en 2014 (8,8 milliards d'euros en 2013). C'est aussi le premier client des PME, avec 2,6 milliards d'euros de commandes en 2014 auprès de 26 500 petites et moyennes entreprises. Dans le contexte de crise économique que connaît l'Europe depuis 2009, et en réponse à la demande de territoires de développer des projets énergétiques locaux, EDF agit sur plusieurs axes :

- préserver la compétitivité des entreprises en leur offrant l'énergie la moins chère possible et en les accompagnant à réduire leur facture énergétique en consommant moins et mieux ;
- renforcer la part des achats liés à ses investissements (réseaux, nouveaux outils de production, maintenance industrielle) réalisée auprès des entreprises régionales ;
- devenir le chef de file de nouvelles filières génératrices d'emploi et de développement économique local, comme l'éolien *offshore* avec EDF Énergies Nouvelles (plus de 7 000 emplois directs et indirects prévus dans le cadre du développement de 1,5 GW de capacités d'éolien en mer) et les services énergétiques avec Dalkia (voir section 6.4.1.3.1 (« Dalkia »)) ;
- mettre en œuvre des partenariats innovants, moteurs de croissance, avec les entreprises ou collectivités locales pour définir des projets locaux, intégrant progressivement davantage de productions locales et de pilotage local de la demande en énergie.

En 2014, dans un contexte économique européen difficile, EDF s'est particulièrement attaché à accompagner les clients électro-intensifs, très sensibles au prix de l'électricité, notamment à travers deux opérations majeures :

- Après avoir repris l'usine de production d'aluminium de Saint-Jean-de-Maurienne fin 2013, le consortium formé par l'industriel allemand Trimet et EDF¹ a engagé le redressement du site, en vue de maintenir les 500 emplois directs et les 2 000 emplois liés à l'écosystème aluminium de la vallée. Cette reprise s'accompagne de la création de 60 emplois supplémentaires. Les résultats sont en ligne avec les prévisions, et les deux actionnaires ont décidé d'investir dans le redémarrage d'une ligne de production, inaugurée en septembre 2014. La consommation prévisionnelle d'électricité du site va passer de 1,6 à 2,1 TWh, ce qui en fera l'un des plus gros sites consommateurs d'électricité en France.

1. EDF détient 35 % de la nouvelle société.

- Compte tenu des difficultés financières rencontrées par le consortium d'industriels électro-intensifs Exeltium (27 sociétés des secteurs de la chimie, de l'acier, des gaz industriels et du papier, qui représentent 60 000 emplois, dont 28 000 directs), Exeltium et EDF ont signé en octobre 2014 un avenant au contrat de partenariat industriel pour redonner de la compétitivité à court et long terme aux entreprises électro-intensives concernées, tout en maintenant l'économie générale du contrat : le protocole instaure dans un premier temps une baisse du prix payé au fil des livraisons, puis, en compensation, une augmentation du prix en fonction de l'évolution du prix de marché de l'électricité.

L'ambition d'allonger la durée de fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de 40 ans dans les meilleures conditions de sûreté nécessite de poursuivre la réalisation de volumes de travaux de maintenance importants sur la période 2015-2025, qui pourra aller jusqu'au doublement d'activités dans le secteur du génie civil. Pour y répondre, EDF a mis en place un

programme baptisé « Grand carénage » (estimé à 55 milliards d'euros) afin de mettre en œuvre une stratégie industrielle pour chaque segment de maintenance, sécuriser les capacités industrielles des fournisseurs d'études, de fabrication, de montage et de requalification. Ce programme s'accompagne de la construction de nouveaux bâtiments et parcs de stationnement pour accueillir l'ensemble des intervenants. La première échéance débute en 2015 sur le site de Paluel, qui a engagé un partenariat avec Pôle Emploi pour faciliter le recrutement local de compétences et a développé avec la Communauté de communes de la Côte d'Albâtre une démarche pour faire converger les besoins de la centrale et les projets économiques des collectivités locales (par exemples, adéquation des besoins prévisionnels de logements pour les prestataires de la centrale avec la création de structures d'accueil dans le cadre du développement du tourisme vert de la région, nouveaux schémas d'aménagement routier).

Principales contributions au développement local en 2014

En France

- Augmentation des investissements dans les réseaux de distribution de plus de 25 % sur ces quatre dernières années, pour atteindre 3,2 milliards d'euros en 2014 (en réponse aux besoins de raccordement et à l'amélioration de la qualité de fourniture). 30 000 emplois induits ont été générés. En application de sa nouvelle politique industrielle, ERDF équilibre ses achats entre grandes entreprises et PME. En 2014, 95 % des travaux et des prestations ont été commandés à des entreprises françaises, 54 % à des PME-PMI.
- Terminal méthanier de Dunkerque : à fin 2014, 37 % des 853 marchés pour la construction de ce terminal sont passés à des entreprises de la Côte d'Opale et 22 % à des entreprises régionales. Signature de plus de 1 200 contrats de travail d'une durée moyenne de six mois, dont 94 % issus de la région Nord - Pas-de-Calais. Mise en place d'un partenariat avec la Communauté urbaine de Dunkerque, l'Université du littoral, des laboratoires de recherche et des entreprises industrielles locales pour développer une filière de recherche et développement sur le froid.
- Aménagement hydroélectrique de Romanche-Gavet : au-delà de l'augmentation de capacité de production du nouvel ouvrage (93 MW contre 85 MW auparavant), le cours d'eau sera accessible à d'autres activités économiques actuellement impossibles, grâce au renforcement de la sécurité des nouvelles installations. Amélioration du réseau d'eau potable de la commune par des apports financiers et des prêts. Programme engagé de renaturation des berges (six seuils enlevés remplacés par un seul barrage). Construction d'une Maison HQE de l'énergie qui sera transférée à la Commune à la fin du chantier. Incitation au recours à des entreprises locales (24 % actuellement).
- EPR de Flamanville : à fin 2014, 44 des 58 projets retenus au programme d'accompagnement économique local sont achevés (26 millions d'euros). Principales réalisations de 2014 : construction de trois groupes scolaires à Sotteville, Benoistville et Saint-Christophe et aménagement des ateliers Louis-Lumière à Cherbourg. Quatorze autres projets sont en cours de réalisation.
- Projet ANDRA de Bure : construction d'une base de maintenance à Saint-Dizier en Haute-Marne (42 millions d'euros, 50 emplois permanents et 200 emplois de prestataires en phase de fonctionnement) et extension du centre logistique de pièces de rechange de Velaines dans la Meuse (25 millions d'euros et 30 emplois supplémentaires à compter de 2017).
- Centrale thermique à combustion de Bellefontaine en Martinique : 900 emplois locaux créés, interventions de 200 entreprises dont 88 implantées localement.
- Plans de productivité énergies (PPE) et systèmes de *management* de l'énergie (SME) : signature de 14 nouveaux PPE et de 21 nouveaux SME, service mis en place pour renforcer la compétitivité des grandes entreprises françaises.

Au Laos

- Poursuite des programmes d'accompagnement économique autour de la centrale hydroélectrique de Nam Theun par NTPC. Développement des activités agricoles et forestières grâce à l'obtention de 176 titres fonciers communaux pour des terres et des forêts à fin 2014, une première au Laos. Le réservoir du barrage permet de développer une activité de pêche. NTPC assure un système de microcrédit (via un fonds de 750 000 euros) pour la création d'entreprise individuelle (517 prêts accordés à fin 2014 pour un montant totalisant 170 000 dollars américains).

En Afrique du Sud

- Parc éolien de Grassridge (EDF Énergies Nouvelles) : mise en place d'un programme socio-économique pour améliorer les conditions de vie des communautés locales, via une part significative de l'investissement alloué à des entreprises sud-africaines, dont les besoins en ciments pour la réalisation des fondations. 26 % du capital de la société est attribué aux communautés locales via un fonds dédié. Allocation d'une partie du chiffre d'affaires généré à l'éducation, la formation et la création d'entreprises locales.

Au Royaume-Uni

- Lancement du programme de formation « Inspire » (investissement de 3 millions de livres sterling) pour former les jeunes de la région du Somerset aux emplois générés par la construction de l'EPR de Hinkley Point. Le projet devrait générer la création de 25 000 emplois durant toute sa durée de construction. Près de 16 millions de livre sterling vont être investis pour le développement du réseau routier local, la création d'infrastructures d'hébergement et la construction de campus de formation.

Contribution à la cohésion sociale et territoriale

EDF assure depuis sa création une mission de service public qui vise notamment à diminuer les inégalités territoriales. L'accord national « + de services au public », signé en 2010, vise à développer l'accès aux services dans les territoires ruraux et implique aux côtés de l'État français neuf grands opérateurs ayant des missions de service public, dont EDF. Les opérateurs mutualisent leurs moyens et leurs savoir-faire pour étoffer l'accès à leurs offres de services pour les populations rurales, grâce à des Points d'accueil physiques multiservices et un accès dématérialisé à ces services. Dans ce cadre, EDF a élargi sa participation aux points ruraux « Relais Services publics », et renforcé le conseil aux personnes sur les comportements à adopter pour consommer moins et mieux. Dans ce cadre, EDF peut accompagner dans leurs démarches les clients en difficulté, les personnes sans accès internet ou celles qui maîtrisent mal le langage.

En juillet 2013, le Comité interministériel pour la modernisation de l'action publique (CIMAP) a décidé de généraliser cette démarche initialement expérimentale (22 départements) à l'ensemble du territoire. Le CIMAP a également décidé la création d'une animation nationale de l'ensemble des points mutualisés, actuellement en cours de mise en place via la Caisse des Dépôts et Consignations.

Par ailleurs, EDF a réaffirmé son engagement en faveur des quartiers prioritaires de la politique de la ville en signant la convention spécifique d'application de la charte « Entreprises et quartiers » avec le ministère délégué à la Ville, pour la période 2014-2015. La charte se structure autour de cinq axes, qui correspondent chacun à une priorité d'EDF :

- éducation/orientation : proposition d'interventions pédagogiques autour de l'énergie et du Développement durable aux enseignants, aux élèves et à leurs parents ;
- emploi/insertion/formation : renforcement de la diversité, de l'employabilité et de l'accès à l'emploi dans l'entreprise grâce à l'alternance, le recours et le soutien aux structures de l'insertion par l'activité économique, le développement des clauses d'insertion dans les marchés ;
- développement économique : contribution au développement local par l'emploi direct et indirect, en favorisant le recours à la main-d'œuvre, aux prestations et produits localisés dans les secteurs géographiques où EDF opère ;
- proximité et accessibilité : mise en place de partenariats prioritairement pour les clients vulnérables, par la médiation sociale et les dispositifs d'information-conseil ;
- soutien aux initiatives locales, mécénat de solidarité : soutien à la vie associative au profit des habitants des quartiers via la Fondation EDF.

Les délégués régionaux d'EDF sont les relais prioritaires des préfets et autorités régionales pour coordonner les actions et garantir une mise en œuvre efficace des initiatives. Une évaluation de la convention sera réalisée chaque année et donnera lieu à une restitution publique, si possible conjointement avec les autres entreprises¹ signataires de conventions du même type.

17.2.3.3 Relations avec les fournisseurs et achats responsables

Les enjeux de la sous-traitance au sein du Groupe EDF sont décrits dans la section 17.3.4.1 « La sous-traitance responsable : une réalité ».

Démarche d'achats responsables

Afin de préserver de manière équilibrée et pérenne l'intérêt de l'ensemble des parties intéressées, et afin de servir la performance à court, moyen et long termes, EDF recherche la mise en place de relations mutuellement bénéfiques avec ses partenaires économiques.

Dans ce contexte, la Direction des Achats du groupe EDF déploie, dans les métiers d'EDF et les sociétés du Groupe, une démarche « Achats responsables » pour intégrer dans toutes les étapes du processus d'achat la prise en compte :

- de l'impact des décisions d'achat sur l'environnement ;
- des aspects sociétaux et sociaux de la chaîne d'approvisionnement ;
- de l'impact économique des décisions d'achat sur l'entreprise, son environnement et ses fournisseurs.

EDF, ERDF, Électricité de Strasbourg, EDF Energy, EDF Luminus, EDF Norte Fluminense et EDF Démász intègrent dans les conditions générales d'achats de leurs contrats une Charte Développement durable signée systématiquement par tout fournisseur contractant. En 2013, le groupe EDF s'est engagé à ce que 10 autres sociétés incluent une clause éthique/ Développement durable dans leurs contrats d'achats² d'ici 2015. La Direction des Achats du Groupe porte cet objectif et pilote le déploiement de ce projet. À fin 2014, cet objectif était atteint (voir section 17.1.2 (« Les Engagements de responsabilité d'entreprise : mesure de la performance du Groupe »)).

Dalkia et EDF Énergies Nouvelles (EDF EN) généralisent l'intégration de clauses similaires dans leurs contrats (à fin 2014, 60 % des contrats de Dalkia et plus de 50 % pour EDF EN).

Edison a par ailleurs adhéré au programme TenP (*Sustainable supply chain self-assessment Platform*) du *Global Compact Network Italia*, qui permet de partager et de mettre en place un outil de suivi des fournisseurs, d'offrir un système de mesure de leurs performances en matière de Développement durable et de promouvoir les bonnes pratiques auprès des fournisseurs en matière de respect des droits de l'homme, du travail, de responsabilité environnementale et d'éthique professionnelle.

Dans le cadre du programme « Achats responsables – synergies Groupe », la Direction des Achats du Groupe met à disposition des filiales les outils et contrats associés qu'elle a développé, notamment ceux qui concernent l'évaluation de la prise en compte du Développement durable par les fournisseurs. EDF, EDF Energy et EDF Luminus ont déjà partagé des résultats d'audits fournisseurs.

La Direction Commerce d'EDF, dans le respect du formalisme propre aux appels d'offre, a intégré, dans les critères d'aptitude, l'exigence d'une politique sociale labellisée. À cet égard, les nouveaux contrats sur la période 2014-2017 sont signés avec des prestataires ayant obtenu le label « Centre de relations clients externalisés³ ».

1. La Charte « Entreprises et quartiers » a été signée en juin 2013 par 40 entreprises, dont EDF, Coca Cola, La Poste, la RATP, GDF Suez, Vinci, Carrefour et Accenture ; charge ensuite à chacune d'elle de décliner cette charte en convention spécifique.
2. Hors achats d'énergie sur le marché spot.
3. Créé sous l'égide du ministère de l'Emploi en 2004, avec l'AFRC (Association relations clients externalisés), le SP2C (Syndicat des professionnels des centres de contacts) et les organisations syndicales, ce label est attribué pour trois ans et distingue les bonnes pratiques sociales dans les entreprises de relation client.

Évaluation des fournisseurs

La prise en compte effective des enjeux environnementaux et sociétaux chez les fournisseurs s'exerce concrètement à travers la mise en place de questionnaires d'autoévaluation et la réalisation d'audits en matière de Développement durable et de responsabilité sociale chez les fournisseurs, portant notamment sur :

- la maîtrise de leurs risques, y compris ceux relatifs à leur outil de fabrication ;
- la réalisation d'un bilan carbone de leurs sites de production ou de leurs prestations ;
- la réalisation d'une étude d'impact de leur activité sur la biodiversité ;
- la mise en œuvre de politiques d'innovation pour développer des technologies de substitutions favorables à l'environnement ou permettant des économies de ressources et des réductions d'émissions polluantes ;
- la mise en place d'un programme de réduction des déchets ;
- la mise en œuvre d'une politique volontaire favorisant le développement du tissu économique local.

En 2014, la Direction des Achats du groupe EDF a réalisé 129 évaluations « Développement durable – Responsabilité Sociale » (contre 60 en 2013 et 57 en 2012), réparties en 57 questionnaires et 72 audits, pour un objectif annoncé de 90 évaluations.

Les audits révèlent à hauteur de 25 % des résultats satisfaisants, à 52 % des résultats acceptables avec commentaires, à 22 % des résultats insuffisants et à 1 % des résultats non satisfaisants. Ils confirment les retours d'expérience des années précédentes : les dérives en termes d'impacts environnementaux et sociaux sont faibles et souvent ponctuelles en France, mais fréquentes en Asie. 50 % des fournisseurs audités sont sensibilisés aux enjeux de Développement durable d'EDF. Les pistes de progrès concernent essentiellement les sous-traitants des fournisseurs, pour lesquels les exigences d'EDF ne sont pas transmises par le titulaire du contrat. Pour EDF, les axes d'amélioration sont : l'achat local et aux PME, les délais de paiement et le processus d'évaluation même des fournisseurs.

Dans les sociétés du Groupe, des évaluations similaires sont menées.

EDF Luminus a mené près de 25 entretiens avec ses principaux fournisseurs et une douzaine d'évaluations auprès de ses contractants. En 2014, deux évaluations sur site ont donné lieu à l'éviction du sous-traitant du fournisseur.

Dalkia a finalisé en 2013 le système d'audits RSE¹ de ses fournisseurs les plus stratégiques en termes de chiffre d'affaires lancé en 2009, qui les évalue sur les champs de l'éthique des affaires, de l'environnement, des achats responsables et des enjeux sociaux.

Contribution à l'insertion professionnelle

Mise en place de clauses sociales dans les marchés

EDF inscrit, dans certains de ses marchés soumis à concurrence, l'application de clauses d'insertion, qui prévoient concrètement de réserver une partie des heures de main-d'œuvre à l'embauche de publics éloignés de l'emploi.

Mis en œuvre notamment dans le cadre de grands chantiers tels que l'EPR Flamanville 3, le Cycle Combiné Gaz de Bouchain (9 082 heures de formations d'insertion prévues) ou l'aménagement hydroélectrique de Romanche-Gavet, l'entreprise travaille en partenariat avec des acteurs locaux de l'emploi (Pôle Emploi, Maisons de l'emploi et de la formation, Chambres de commerce et d'industrie...).

Les principaux bénéficiaires sont les jeunes de moins de 26 ans ayant un faible niveau de formation, les demandeurs d'emplois de longue durée, les jeunes n'ayant jamais travaillé, les bénéficiaires des minima sociaux ou les personnes relevant de la loi de 2005 sur le handicap.

Achats au secteur adapté et protégé et aux entreprises d'insertion

La Direction des Achats du groupe poursuit l'exploitation de pistes d'élargissement sur certains segments d'achats pour accroître ou assurer les volumes d'achats confiés aux secteurs protégé et adapté, à travers notamment sa collaboration avec l'association Pas@Pas, dont elle est membre du Conseil d'administration.

L'accord 2013-2015 d'EDF pour « l'égalité des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap » prévoit d'atteindre, au travers des achats, 500 « unités bénéficiaires » ou « équivalents-emplois de personnes en situation de handicap » en 2015, en augmentation de 15 % par rapport au précédent accord. Les familles d'achat de produits ou services dont la production requiert une forte composante de main-d'œuvre sont privilégiées : entretien des locaux et des espaces verts, blanchisserie (vêtements de travail), service dactylographie, relève des compteurs électriques, mise en place de matériel de signalisation, cartographie.

Pour EDF, les achats aux entreprises d'insertion (EI et ETTI) font l'objet d'un objectif fixé par sa politique de Développement durable. En 2014, l'objectif de volume annuel d'achat était fixé à 1,5 millions d'euros pour une réalisation de 1,4 million d'euros, contre 1,1 million d'euros en 2013 et 1,5 million d'euros en 2012.

Pour ERDF, le volume de ces achats est de 6,71 millions d'euros en 2014, hors entretien des espaces verts (de l'ordre de 1,5 million d'euros). Ces achats recouvrent principalement le recyclage des compteurs, l'élagage et le débroussaillage, les prestations de lavage des vêtements professionnels des salariés et les travaux d'impression de documents.

Chaîne d'approvisionnement du charbon

EDF est membre fondateur (2011) de *Bettercoal*², initiative réunissant aujourd'hui 11 énergéticiens et 3 ports et terminaux charbon européens. Cette initiative internationale vise à faire progresser la responsabilité des entreprises dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, tout particulièrement au niveau des sites miniers, et à s'assurer que les droits fondamentaux (droits de l'homme, conditions de travail, vie des travailleurs et des communautés, protection de l'environnement) sont respectés. Un référentiel commun aux entreprises signataires en matière de principes sociaux, environnementaux et éthiques a été adopté en 2013, en cohérence avec les normes et standards internationaux existants (celui de l'Organisation internationale du travail notamment) et avec les travaux déjà réalisés sur les industries extractives (*Extractive Industries Initiative*).

En 2014, un premier audit de site minier a été réalisé en Colombie, et 14 autoévaluations ont été enregistrées dans le système documentaire de *Bettercoal* (base de données dédiée, gérée par *Bettercoal* et partagée par ses membres, dans le respect des règles *antitrust*). Le programme d'audits et d'autoévaluations a cependant subi un retard dans son déploiement. Le Comité de Direction de *Bettercoal* a adopté fin 2014 plusieurs dispositions visant à faciliter sa mise en œuvre et a fixé l'objectif à atteindre fin 2015 de 8 audits de sites miniers et 60 autoévaluations.

1. Responsabilité sociétale d'entreprise.

2. *Bettercoal*, initiative internationale regroupant les industriels suivants : EDF, DONG Energy, Enel/Endesa, E.ON, GDF Suez/Electrabel, RWE, Vattenfall/Nuon et Fortum.

17.2.3.3.4 Santé et sécurité des consommateurs

Le Groupe déploie des dispositifs d'information aux riverains, sur l'activité et les impacts sanitaires des installations de production nucléaires et thermique (voir section 17.2.3.2.1 « Information à proximité des sites de production et concertation pour les projets industriels »).

Les sociétés qui commercialisent de l'énergie mettent à disposition des clients des informations relatives à la sécurité électrique :

Sites internet	<ul style="list-style-type: none"> Électricité de Strasbourg délivre des informations relatives aux risques inhérents à l'usage de l'électricité et du gaz et aux équipements électriques, en lien notamment avec l'association Promotelec pour le diagnostic de l'installation électrique intérieure (http://particuliers.es-energies.fr). En Pologne, des informations et conseils pour les clients sont consultables en ligne.
Communication ciblée	<ul style="list-style-type: none"> En France, à destination du jeune public, EDF développe une série de « petits mémos sur la sécurité » (disponible sur le site internet http://kit-branche-toi-securite.edf.com), destiné à rappeler les différentes consignes de sécurité, à l'intérieur et à l'extérieur de la maison En 2014, EDF a lancé une campagne d'information destinée au grand public sur le thème de la radioactivité⁽¹⁾, en complément de conférences destinées aux professionnels de santé, organisées sous l'égide du Conseil scientifique santé et énergie d'EDF. Depuis plusieurs années, ERDF et RTE se sont associés pour diffuser des conseils de prudence aux personnes qui pratiquent une activité professionnelle ou de loisirs à proximité des lignes électriques. Cette campagne de prévention, relayée par les radios locales en 2014, s'appuie sur le message : « Sous les lignes, prudence : restons à distance ! » (site internet dédié : www.sousleslignes-prudence.com). En Guyane, une campagne spécifique de sensibilisation a été menée auprès des populations des logements précaires, où les installations non conformes représentent un réel danger. Au Royaume-Uni, EDF Energy met à disposition un numéro de téléphone gratuit, qui permet au client de se renseigner sur les solutions d'efficacité énergétique et sur les principes de sécurité (information au dos des factures). EDF Démász, en Hongrie, rappelle à ses clients, dans sa <i>newsletter</i> annuelle, les règles de sécurité élémentaires et conseils utiles en matière de rénovation et travaux au domicile.

(1) « Radioactivité et santé, si on en parlait » : quatre vidéos sur les utilisations au quotidien de la radioactivité artificielle dans les domaines médical et industriel, avec des interviews de professionnels de santé et de spécialistes de la radioprotection.

Les sociétés déploient également des offres de services complémentaires. En France, EDF rénove le service de diagnostic sécurité électrique dédié aux clients particuliers, qui vise notamment à contrôler la sécurité de leur installation privative.

17.3 Ressources humaines

Dans un environnement en pleine évolution, la dimension humaine est plus que jamais au cœur du projet stratégique d'EDF, garante de la performance du Groupe.

Pour faire face à ses enjeux industriels, EDF doit rester un employeur socialement responsable et engagé, référent en termes de professionnalisme et d'implication de ses salariés, en développant leurs compétences et la diversité de leurs profils. Le Groupe cherche également à être exemplaire en matière d'innovation sociale en impulsant une démarche participative et en facilitant l'échange de bonnes pratiques, pour une performance durable.

Partout où le Groupe opère, la santé et la sécurité de ses salariés comme celles de ses sous-traitants sont une priorité absolue. En France comme à l'international, EDF, groupe intégré, agit dans le respect de ses valeurs, en exigeant de tout son corps social intégrité et respect des droits fondamentaux.

Le projet « Vision RH 2020 » déployé depuis 2013 porte cette ambition sociale forte, construite autour de quatre grandes orientations en soutien de la stratégie industrielle du Groupe :

- des femmes et des hommes acteurs clés de la performance du Groupe ;
- un employeur référent en termes d'engagement des salariés et de performance sociale ;
- un ancrage local, un profil international ;
- un accompagnement des transformations qui conjugue agilité et responsabilité.

L'intégration en 2014 de Dalkia et Citelum enrichit le groupe EDF de nouvelles compétences dans le domaine des services énergétiques et de l'éclairage public. Ces compétences seront précieuses dans le cadre de la mise en œuvre du projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte en cours d'examen devant le Parlement.

2014 est également marquée par l'apparition de deux nouveaux critères RSE dans l'accord d'intéressement dont un critère social relatif à la formation des salariés dans le domaine de la santé et de la sécurité.

De plus en 2014, la DRH a confirmé son implication dans la démarche de l'e-transformation débutée par l'entreprise en développant, dans le cadre du réseau social « Vivre EDF On line », sa gamme d'outils et de services destinés à simplifier le parcours digital des salariés.

La plateforme numérique de services de proximité a été enrichie de nouveaux modules comme les offres de mobilité ou « ma situation RH » (permettant d'accéder rapidement à son solde de congés ou au suivi de ses frais professionnels) ou les applications optimisant la gestion du temps (agenda partagé, moteur de traduction, organisation de réunions, etc.) et renforçant le lien social (petites annonces, covoiturage, etc.).

En réponse aux besoins des métiers pour favoriser l'entrepreneuriat des salariés et en synergie avec le projet EDF Pulse, la DRH a contribué au lancement d'une plateforme digitale d'innovation participative. Cette plateforme a vocation à organiser la collecte et le suivi des innovations, à encourager des initiatives et à valoriser les apporteurs d'idées.

17.3.1 L'excellence professionnelle : emploi et développement des compétences

17.3.1.1 Une stabilisation des effectifs du Groupe en 2014

Les effectifs consolidés du groupe EDF s'élevaient à 158 161 personnes au 31 décembre 2014, dont 111 040 pour EDF et ERDF¹ et 47 121 pour les autres filiales et participations du Groupe qui sont retenues dans le périmètre de consolidation.

L'application des normes IFRS 5 et IFRS 10, 11 et 12 a conduit au 1^{er} janvier 2014 à une baisse d'effectifs d'environ 15 000.

Effectifs du Groupe en France

Concernant les deux principales sociétés du Groupe en France (EDF et ERDF), les effectifs ont commencé à croître significativement depuis 2011 et ce mouvement s'est accentué en 2012 et 2013. En 2014, l'augmentation a été un peu moindre. Cette augmentation d'effectifs a été soutenue par un niveau d'embauches important, très supérieur au nombre de départs en retraite, avec en 2014 plus de 5 800 embauches en CDI pour 4 137 départs en retraite.

L'intégration de Dalkia et Citelum et la cession de Dalkia international (consolidé en 2013) conduisent à une hausse des effectifs de 1 151 salariés en 2014.

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs du Groupe en France au cours des trois derniers exercices :

	2014	2013	2012
EDF – domaine non régulé :	72 181	71 088	69 122
Production et Ingénierie	41 545	40 268	38 417
Commerce	11 543	11 731	11 685
Fonctions centrales	11 473	11 475	11 559
Systèmes Énergétiques Insulaires	3 005	3 086	3 177
CDI et CDD non statutaires	4 615	4 528	4 284
ERDF – domaine régulé	38 859	38 666	38 211
Autres filiales France :	21 067	19 738	21 995
Électricité de Strasbourg, Tiru, EDF EN, SOCODEI, CHAM, EDF PEI, EDF Optimal Solutions (en 2012 et 2013)	6 860	6 682	6 031
Dalkia, Citelum	14 207	n. a.	n. a.
Dalkia International	n. a.	13 056	15 964
TOTAL FRANCE	132 107	129 492	129 328

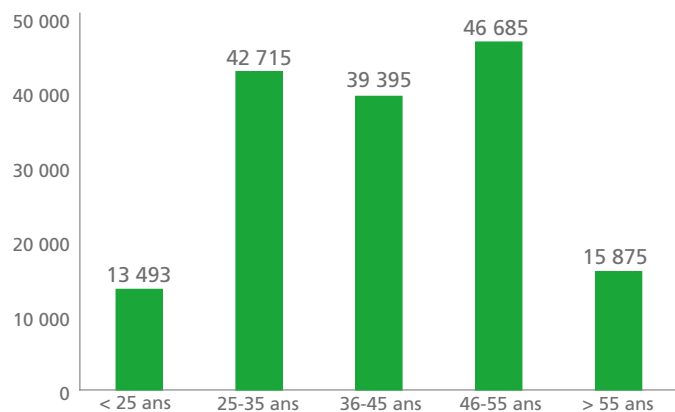
Effectifs du Groupe à l'international (filiales consolidées)

Le tableau ci-dessous indique la répartition des effectifs (part du Groupe), des filiales et participations internationales retenues dans le périmètre de consolidation au cours des trois derniers exercices :

	2014	2013	2012
EDF Energy (Royaume-Uni)	14 716	15 162	15 153
EDF Trading (Royaume-Uni)	1 011	1 028	1 025
Edison (Italie)	3 101	3 240	3 248
Autres filiales étrangères :	7 226	9 545	10 986
Europe de l'Est	4 257	4 699	6 015
Europe de l'Ouest et Méditerranée-Afrique	2 804	3 350	3 450
Asie-Pacifique	76	74	75
Amériques	89	1 422	1 446
TOTAL INTERNATIONAL	26 054	28 975	30 412

1. Les effectifs d'EDF et ERDF incluent les salariés non soumis au statut des IEG au sein d'EDF et d'ERDF. Les effectifs d'ERDF comprennent, outre ses effectifs propres, les effectifs du service commun qui se décomposent en salariés 100 % électricité (35 102) et en une quote-part de salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz (3 708) avec une clé de répartition électricité/gaz de l'ordre de 76/24.

Le graphique ci-dessous présente la pyramide des âges dans le Groupe en 2014 en France et hors France :



17.3.1.2 Une gestion prévisionnelle des emplois et des compétences renforcées

Depuis plusieurs années, le contexte interne et externe à EDF est marqué par de fortes évolutions de natures multiples : démographiques, réglementaires, technologiques, sociétales, etc. Aussi, pour faire face à ces évolutions et être en mesure d'atteindre les objectifs stratégiques, une approche méthodologique de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (GPEC) a été développée afin de rendre plus souples les dispositifs existants. Cette approche, baptisée « Horizon Compétences », sera déployée à l'ensemble des entités managériales d'EDF d'ici fin 2016, conformément à la politique GPEC d'EDF, signée le 13 septembre 2013.

Par ailleurs, dans le cadre du dialogue social, un accord GPEC pour la période 2013-2015 a été signé à l'unanimité au niveau d'EDF par les quatre organisations syndicales représentatives du personnel. Conformément aux engagements pris dans cet accord, pour la première fois en 2014, le dossier « Perspectives de l'Emploi à EDF », présenté en Comité central d'entreprise, intégrait les tendances chiffrées de l'emploi, en lien avec les orientations stratégiques.

Au-delà d'EDF, la démarche « Horizon Compétences » est en cours de diffusion dans les autres entreprises et filiales du groupe EDF, en France et à l'étranger, au moyen notamment de formations spécifiques des responsables RH.

17.3.1.3 Une dynamique de recrutement confirmée en 2014 en France

Dans la continuité des années précédentes, EDF devrait poursuivre son programme ambitieux d'embauches pour répondre à deux enjeux majeurs :

- le renouvellement des compétences lié aux prévisions de départs massifs à la retraite ;
- le grèvement technique des projets engagés.

La stabilisation de l'activité induira une réduction progressive des recrutements.

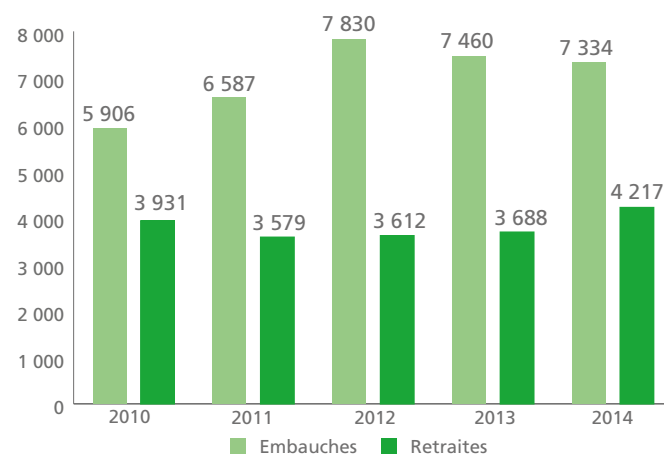
Dans le domaine technique, qui concentre en 2014 à lui seul 54 % des effectifs et 65 % du nombre de recrutements d'EDF, certains projets vont entrer en effet dans leur phase de finalisation. C'est le cas de la prise en compte du retour d'expérience post-Fukushima. En outre, EDF va devoir fermer certains centres de production thermique du fait des nouvelles normes environnementales. La préparation et la mise en œuvre du projet visant à prolonger la durée de vie des centrales nucléaires, ainsi que la croissance d'activité liée aux activités de l'exploitation et de la maintenance du fait du vieillissement des installations de production nucléaire, vont toujours

nécessiter une augmentation des effectifs en 2015 qui devrait se stabiliser par la suite.

Dans les autres domaines liés à l'activité commerciale et support, les effectifs devraient diminuer. En effet, dans un contexte réglementaire, concurrentiel et technologique en forte évolution, EDF va devoir s'adapter en remaniant ses modèles d'activités et en optimisant ses ressources dans un souci de performance.

Dans les années à venir, le taux de remplacement d'EDF qui avoisinait les 200 % en 2013 devrait diminuer pour approcher 100 %. En 2014, il s'élevait encore à 170 %. Les volumes les plus importants d'embauches se feront dans les familles professionnelles liées aux activités d'exploitation et de conduite des installations nucléaires.

Le graphique ci-dessous présente les recrutements effectués ainsi que les départs à la retraite observés depuis 2010 dans les sociétés du Groupe dont le siège est situé en France (hors Dalkia et Citelum).



Le groupe EDF est un employeur attractif

Dans un contexte de forts recrutements, l'attractivité d'EDF reste un enjeu majeur. Pour cela, le Groupe a poursuivi en 2014 ses actions de promotion de ses métiers, et a engagé de nouvelles initiatives dans le but de consolider la marque employeur en France comme à l'étranger.

Les jeunes diplômés représentent 70 % des recrutements cadres du Groupe et constituent donc un public prioritaire. Cette année, EDF conserve ses très bonnes positions dans les classements employeurs des futurs ingénieurs, se classant en 2^e place dans le palmarès de TNS Sofres, en 6^e place pour Universum et en 3^e place pour Trendence. Il est par ailleurs premier du classement *Randstad Awards 2013* pour le secteur de l'énergie pour la quatrième année consécutive. Des actions ont été engagées pour disposer de classements Universum pour les sociétés du Groupe au Royaume-Uni, en Italie, en Belgique et en Pologne.

Parmi les actions qui ont été menées, EDF a poursuivi et renforcé sa présence digitale, en particulier avec le site www.edfrecrute.com, sur lequel on dénombre 4 millions de visites et 615 000 candidatures déposées en ligne en 2014. La dynamique engagée sur les réseaux sociaux a été renforcée en 2014 : EDF est désormais présent sur les deux réseaux sociaux professionnels leaders que sont LinkedIn et Viadeo, sur les réseaux sociaux étudiants Jobteaser et Yupeek, ainsi que Twitter et Pinterest. Il est envisagé pour 2015 de mettre en place un contrat de niveau groupe EDF avec LinkedIn pour en faire bénéficier l'ensemble des filiales du Groupe, en France comme à l'international, qui utilisent de plus en plus souvent ce réseau social professionnel. Par ailleurs, l'application mobile permettant aux utilisateurs de recevoir en temps réel les offres qui les intéressent a été entièrement revue dans son ergonomie. Enfin, dans le cadre de sa mission de service public et de son engagement pour l'amélioration de la transparence du marché de l'emploi, EDF propose systématiquement les offres d'emplois du Groupe sur le site internet www.poleemploi.fr.

Ressources humaines

EDF a également tissé des liens de long terme et des partenariats avec des écoles et universités cibles, notamment au travers d'*EDF Graduates network*, un réseau qui rassemble les salariés du Groupe anciens de ces établissements. EDF se mobilise aussi pour faire connaître et rendre attractifs ses métiers auprès des lycéens et étudiants, ainsi qu'auprès des femmes, en particulier dans le domaine technique. L'entreprise est partenaire d'associations comme « Elles bougent », qui fait la promotion des carrières techniques et scientifiques auprès des jeunes lycéennes et étudiantes, ou « WIN France » avec laquelle elle organise le prix Fem'Energia qui valorise et récompense chaque année les parcours de jeunes étudiantes ou de femmes en activité dans les métiers du nucléaire.

Enfin, EDF a poursuivi sa démarche de contacts directs avec les futurs jeunes diplômés. EDF était ainsi présent dans 50 forums et salons en France ainsi que dans plusieurs forums à l'international (Bruxelles, Londres, Milan et Madrid). Le 6 novembre 2014, la 8e édition d'*Energy Day* a permis à 1 700 étudiants de dernière année en recherche de stage ou d'emploi d'échanger avec plus de 500 collaborateurs du Groupe.

Un accueil et une intégration organisés et renforcés, appréciés par les nouveaux salariés

L'intégration et la fidélisation des nouveaux embauchés est un enjeu important pour le groupe EDF, qui a accueilli depuis 2010 près de 6 000 nouveaux embauchés par an. Ces flux importants impliquent la mise en place de dispositifs d'intégration de populations essentiellement jeunes. Pour cela, une démarche commune d'intégration a été initiée pour les nouveaux embauchés au niveau Groupe. La mise en place d'outils communs est complétée, pour les cadres ayant trois à quatre ans d'ancienneté, par un événement d'intégration Groupe portant sur les enjeux stratégiques et valorisant les parcours dans le Groupe : le *2days2gether*. En France, le programme d'intégration et de fidélisation des nouveaux embauchés est organisé sur quatre ans : intégration dans l'unité (année 1), puis au niveau du métier (notamment via les Académies des métiers, année 2), suivie d'une intégration régionale et transmétier pour favoriser l'ouverture sur d'autres environnements professionnels (année 3) et enfin internationale, pour les cadres, avec *2days2gether* (année 4). Par ailleurs, chacune des 14 Académies des métiers est chargée de définir les modalités d'intégration et de professionnalisation des nouveaux arrivants sur son périmètre. Ces modalités, qui allient souvent transfert de compétences et mise en réseau, varient selon les entités et les populations concernées, et peuvent aller jusqu'à plusieurs mois de formation, à l'image du parcours « Savoirs Communs », axé sur l'acquisition de la culture nucléaire.

17.3.1.4 Le développement des compétences : préparer l'avenir

Dans un secteur de l'énergie en profonde évolution, l'adaptation et le développement des compétences des salariés constituent un levier majeur pour la réussite du projet industriel et social d'EDF. La formation s'inscrit comme un investissement qui doit contribuer à trois enjeux clés pour l'avenir du Groupe :

- anticiper et accompagner les évolutions des métiers du groupe EDF ;
- faire de la formation un vecteur de performance du Groupe (en faisant de la formation un véritable vecteur d'excellence métier) ;
- préparer et accompagner l'évolution du salarié dans ses missions actuelles et futures, et favoriser sa mobilité et sa capacité à accéder à un nouvel emploi.

Le groupe EDF investit ainsi de façon importante dans le développement des compétences de ses collaborateurs : en 2014, 85 % des salariés du Groupe ont suivi au moins une formation dans l'année, pour une durée moyenne de 66 heures. L'accès de chacun à une offre de formation est un engagement du Groupe au titre de sa responsabilité d'entreprise, avec un objectif d'accès de 75 % des salariés à au moins une action de formation chaque année.

Le Groupe a consacré en 2014 un budget important de plus de 685 millions d'euros à la formation de ses salariés. EDF s'appuie pour la mise en œuvre des programmes de formation sur un réseau de campus métiers ou sites de formations, et sur près de 1 300 formateurs et concepteurs de formation en France.

Le réseau campus comprend 35 sites, dont un au Royaume-Uni :

- trois campus « corporate » ouverts à toutes les Directions et sociétés du Groupe, installés aux Mureaux, à Chatou et à Lyon ;
- des campus « métiers » dédiés à la formation aux activités de la production et de la distribution d'électricité ;
- un campus au Royaume-Uni, ouvert fin 2014 sur le site de Cannington, près de Bristol, à proximité de la future centrale EPR de Hinkley Point.

L'actuel campus des Mureaux sera transféré en 2016 sur le nouveau site EDF à Saclay. Avec un investissement de plus de 380 millions d'euros, ce site réunira en un même lieu le futur Campus groupe EDF et son nouveau centre de R&D EDF Lab Paris-Saclay (voir section 11.1 (« Organisation de la R&D et chiffres clés »)). Le site sera un outil privilégié d'intégration et de rencontres pour les 160 000 salariés du Groupe, de l'apprenti au *manager*, de tous métiers et de toutes nationalités, favorisant le développement d'une culture commune. Il accueillera un effectif permanent de près de 1 500 chercheurs et 20 000 stagiaires.

La proximité avec le nouveau centre de R&D d'EDF favorisera les synergies entre innovation et compétences et entre recherche et formation, et bénéficiera des dernières innovations technologiques en matière pédagogique. Il accueillera aussi des formations techniques lourdes qui pourront s'appuyer sur des équipements spécifiques aux métiers d'EDF :

- un simulateur de conduite de centrale de nouvelle génération et des chantiers-écoles pour les formations à la production ;
- des simulateurs de conduite et d'exploitation et des réseaux pédagogiques aériens et souterrains pour les formations à la distribution d'électricité.

En complément des sites physiques de formation, EDF investit également dans les modalités d'apprentissage à distance : *e-learning*, MOOC¹, *serious games*², simulateurs virtuels.

Le fort besoin de renouvellement des compétences conduit EDF à agir sur plusieurs leviers :

- être présent dès la formation initiale, en s'appuyant sur l'alternance et en développant des partenariats avec les grandes écoles et les universités, en France comme à l'international (19 chaires de recherche universitaire) ;
- assurer l'intégration et accompagner la prise de poste pour les nouveaux entrants avec une formation adaptée aux métiers spécifiques du Groupe (comme c'est le cas pour la conduite des installations nucléaires, qui nécessite deux à trois ans de formation) ;
- dispenser des cursus de formation continue tout au long du parcours professionnel pour se perfectionner, approfondir ou élargir son portefeuille de compétences (évolution du métier, maîtrise des nouveaux outils...);
- développer les démarches de transmission des compétences, notamment des salariés proches de la retraite vers les collaborateurs plus jeunes.

En France, l'accord « Défi Formation », signé en 2010 à l'unanimité des organisations syndicales représentatives au périmètre des sociétés EDF, ERDF et RTE, contribue depuis sa signature à apporter un nouveau souffle à la politique de formation du Groupe.

Afin d'anticiper et d'accompagner les évolutions des métiers et faire de la formation un vecteur de performance, le groupe EDF s'est notamment doté de 14 Académies des métiers techniques et transverses et d'une Université Groupe du Management (UGM), qui incarnent l'ambition du groupe EDF en matière de développement, renouvellement et création des compétences.

1. Massive Open On line Courses, permettant de la professionnalisation massive, à distance, avec usage des médias sociaux, travail collaboratif, et possibilité de validation des savoirs.

2. Logiciel qui combine une intention « sérieuse » – de type pédagogique, informative, ou d'entraînement – avec des ressorts ludiques.

Chaque Académie des métiers est un espace de construction des offres de professionnalisation répondant au mieux aux besoins des métiers présents et à venir.

L'UGM, créée en 2010, est destinée à former les 14 000 *managers* du Groupe. Elle figure parmi les 17 universités d'entreprise de grands groupes mondiaux bénéficiant de l'accréditation internationale CLIP (*Corporate Learning Improvement Process*), ce qui la place parmi les meilleures universités d'entreprises.

L'UGM contribue à l'intégration et à l'internationalisation du groupe EDF. Elle permet de développer les compétences des managers du Groupe en matière de *leadership*, *management*, conduite du changement et pensée stratégique au moyen de formations éprouvées et des outils pédagogiques modernes (*e-learning*, *coaching*, mentorat). Aujourd'hui, l'UGM professionnalise des *managers* de pratiquement toutes les zones géographiques où le Groupe est implanté : Asie-Pacifique, Royaume-Uni, Italie, France et Europe centrale.

En 2014, l'UGM a élargi les accès à la plateforme *e-learning* de l'Université Groupe avec 20 186 *managers* habilités de France, Hongrie, Italie, Belgique, Pologne, Chine et du Royaume-Uni (les *managers* d'EDF Energy au Royaume-Uni ont été connectés en mai 2014). En 2014, cette plateforme a permis de délivrer 13 000 heures de formation, en augmentation de 31 % par rapport à 2013. Au-delà de l'*e-learning*, l'UGM propose 45 cursus et a formé 1 718 *managers* en 2014. Conformément aux objectifs poursuivis par le Groupe, de nouveaux dispositifs de formations ont été élaborés avec la Direction Asie-Pacifique et Edison. L'UGM propose également des programmes à destination des talents et des dirigeants du Groupe. En 2014, au moins 250 dirigeants et 400 talents ont bénéficié de ces formations. Alignée sur les évolutions stratégiques de l'entreprise et ses besoins de transformation, et en étroite coordination avec la gestion des carrières, l'UGM prépare les « talents », futurs dirigeants du Groupe, et développe les dirigeants en poste dans les compétences clefs du *leadership*, de la stratégie et de l'innovation. Une dizaine de programmes différents sont offerts en partenariat avec des institutions et des écoles de commerce internationalement reconnues. Tous les ans, environ 650 talents et dirigeants bénéficient de ces programmes et associent toutes les entités du Groupe.

Les formations promotionnelles favorisent l'ascenseur social à tous les niveaux

Véritables leviers de performance, des passerelles originales, qui sont de réels accélérateurs de carrière, ont été créées pour aider les salariés à progresser et changer de collègue. Elles favorisent la construction des parcours professionnels et renforcent l'attractivité d'EDF.

Plus de 40 % des 35 000 cadres actuels du groupe EDF en France (EDF, ERDF) sont devenus cadres au cours de leur parcours professionnel. L'accord Défi Formation a tout particulièrement permis de dynamiser la promotion sociale par la formation au travers de plusieurs actions :

- un accompagnement des salariés facilitant leur prise de poste dans un collègue supérieur (« Pass cadre » et « Pass maîtrise »). Ces formations ont bénéficié à plus de 1 700 salariés du Groupe depuis 2010 ;
- la promotion de dispositifs de formation de longue durée (2 à 4 ans), diplômants :
 - des dispositifs (Cap Initiative Cadre, Cap Initiative Maîtrise) permettant de promouvoir l'égalité des chances et la diversité au sein du Groupe ;
 - un tout nouveau dispositif de formation (Cap Exécution Cadre), destiné à accompagner des salariés occupant des postes en exécution vers des postes de cadre.

Depuis 2011, l'ensemble de ces dispositifs de formations permettant d'accélérer les carrières a concerné plus de 600 salariés.

L'alternance : un engagement sociétal et un levier de recrutement

L'engagement d'EDF dans le domaine de l'alternance est ancien ; dès le début des années 1990, EDF s'était doté d'un centre de formation d'apprentis (CFA) destiné à dynamiser l'apprentissage dans l'entreprise.

Deux raisons majeures président au développement de l'alternance au sein du Groupe :

- l'alternance est un levier essentiel de recrutement pour le Groupe en France, une filière d'excellence, qui favorise la transmission des compétences et la diversité des expériences et des origines ;
- l'alternance est également un moyen pour le Groupe d'affirmer, au-delà de ses besoins de recrutement, son engagement sociétal fort, en faveur de la qualification et de l'insertion professionnelle des jeunes ou des personnes éloignées de l'emploi. Le Groupe s'en assure en effectuant un suivi des alternants qu'il n'embauche pas après la fin de leur contrat (pour plus de précisions, voir la section 17.3.4.2 (« Une contribution forte au développement des territoires par l'insertion professionnelle » – « L'engagement du Groupe en faveur de l'insertion professionnelle »)).

Le nombre d'alternants à EDF et ERDF a significativement augmenté depuis 2010

En France, les objectifs qu'EDF s'était fixés dans l'accord Défi Formation de 2010 sont largement atteints :

- en 2014, EDF et ERDF comptent près de 6 000 alternants, soit 5,6 % de l'effectif, alors qu'ils étaient 4 500 en 2010 ;
- comme en 2013, plus de 40 % des alternants ont été embauchés dans le Groupe en France à l'issue de leur contrat en 2014 ;
- ils représentent une part significative des embauches en CDI (33 % dans les collèges maîtrise et exécution et 11 % pour le collège cadre) ;
- le Groupe s'attache à proposer des offres d'alternance à tous les niveaux de qualification, du CAP (certificat d'aptitude professionnelle) au bac + 5 ;
- les alternants sont accueillis sur tous les métiers du Groupe. La majorité d'entre eux se forment aux activités de la production, de la distribution et de la relation clients.

Près de 5 000 tuteurs, qualifiés et formés conformément au « référentiel mission tutorale Groupe », sont mobilisés pour accompagner les alternants, dont l'accueil et l'intégration font par ailleurs l'objet de mesures spécifiques, notamment une rémunération, une aide au transport ou au logement plus favorables que les dispositions minimales légales.

Le groupe EDF s'est doté d'un CFA spécifique à ses métiers. Basé en région Île-de-France, il permet à la fois de piloter directement la qualité des formations suivies par près de 200 alternants et de développer une forte proximité avec le monde de l'enseignement.

17.3.1.5 Une gestion de carrière adaptée

La gestion des talents et des dirigeants

Le groupe EDF a développé un système d'identification des talents qui fait référence. Une politique Groupe a été adoptée en 2011 et est déployée dans l'ensemble du Groupe. Cette politique a fait l'objet d'une revue dans les différentes filiales du Groupe.

Par ailleurs, la gestion des parcours de dirigeants est organisée sous le contrôle du Groupe. Des *people review* par métier et par zone sont organisées afin de s'assurer de l'évolution de carrière des dirigeants et de leur nomination dans des postes appropriés. Des instances de pilotages ont été créées, comme le Comité des dirigeants, qui rassemble les membres du Comité exécutif et dans lequel sont présentées les principales nominations, les principes de rémunération et les programmes de développement.

La gestion des parcours professionnels des salariés

Les entretiens annuels dont ont bénéficié 73 % des salariés du Groupe en 2014 ont permis notamment au salarié d'échanger avec son *manager* sur son projet professionnel et ses besoins de formation.

En complément, pour les salariés du Groupe, l'entreprise poursuit ses actions avec deux axes majeurs :

- faciliter l'accès à l'information sur les métiers et les parcours ;

Ressources humaines

- mettre en œuvre les moyens pour accompagner le salarié sur son projet.

En France, ces axes sont déployés à travers plusieurs actions : le site « Mon parcours professionnel », un accès facilité aux offres de mobilité sur l'intranet, des entretiens proposés à différentes étapes de la carrière, l'accompagnement personnalisé sur le projet professionnel grâce à des conseillers « parcours professionnels ».

Une politique Groupe « Mobilité à l'international » a par ailleurs été déployée en 2014. Elle clarifie le cadre des mobilités et contribue ainsi à favoriser la mobilisation de ressources sur les projets internationaux, à développer les compétences des salariés et à attirer et fidéliser les talents.

Au-delà des actions mises en œuvre pour fluidifier les parcours internes au Groupe, EDF accompagne également ses salariés porteurs d'un projet de création ou de reprise d'entreprise : chaque année, entre 40 et 80 salariés deviennent chefs d'entreprises, chacun d'eux créant en moyenne près de trois emplois.

En 2014, EDF a étendu son dispositif d'appui à la création d'entreprise à ses alternants terminant leur formation. Dans ce cadre, en 2014, huit projets de création d'entreprise ont fait l'objet d'un accompagnement spécifique et d'un soutien financier.

La gestion des âges

Les évolutions démographiques fortes d'EDF en France (arrivée massive de jeunes, allongement des carrières, décalage de l'âge moyen de départ en retraite, etc.) ont conduit en 2012 à la mise en place d'un projet relatif au *management* des âges. Ses objectifs sont, d'une part, de préserver la santé des salariés et, d'autre part, de maintenir l'engagement professionnel et les équilibres de vie tout au long de la carrière et d'assurer le renouvellement et la transmission des compétences professionnelles.

Les résultats du plan d'action du contrat de génération 2013-2015, impliquant 88 sociétés du groupe EDF en France, sont en ligne avec les objectifs à fin 2015 qui prévoient :

- de recruter en CDI 10 000 jeunes de 28 ans et moins sur 3 ans ;
- de recruter en CDI 300 salariés de plus de 50 ans ;
- et de maintenir dans l'emploi 13 000 salariés de 55 ans et plus.

Dans ce cadre, plusieurs actions concrètes et opérationnelles ont été réalisées :

- un dispositif d'entretien fin de carrière a été élaboré avec les filiales du Groupe en France ;
- un outil d'analyse des impacts des conditions de travail sur la démographie de l'entreprise développé par l'ANACT (Agence nationale pour l'amélioration des conditions de travail) a été adapté et sera mis en œuvre en 2015 ;
- un *serious game* de sensibilisation aux stéréotypes d'âges a été diffusé sur l'intranet auprès des salariés à l'occasion de la Journée européenne de l'intergénérationnel ;
- un guide sur la santé et l'allongement de la vie active construit par le Groupe national de santé au travail a été diffusé à EDF ;
- un guide sur le retour et le maintien dans l'activité professionnelle des personnes en état de vulnérabilité ou de handicap psychique a été diffusé ;
- des démarches de prévention des troubles musculo-squelettiques ont été menées dans différents environnements industriels ou tertiaires ;
- un partage de pratiques a été organisé entre les métiers sur la professionnalisation en situation de travail, favorisant les modalités d'apprentissage intergénérationnel ;
- un outil d'apprentissage en ligne a été adapté pour diffuser et partager des pratiques professionnelles de salariés expérimentés par de la vidéo et des forums digitaux ;
- un *benchmark* « gestion des âges » a été mené auprès de 27 entreprises ou groupes.

La plupart de ces documents sont disponibles sur l'intranet de l'entreprise.

Toutes ces actions répondent à des besoins identifiés et concourent à terme à faire évoluer les représentations culturelles ainsi que les pratiques en ressources humaines et managériales, en lien avec les fondamentaux de la diversité et de la qualité de vie au travail.

17.3.2 La santé et la sécurité de nos salariés : une priorité absolue

17.3.2.1 Garantir les meilleures conditions de santé et de sécurité au travail

Dès 2010, le Groupe affiche son ambition d'associer performance industrielle, sociale et économique pour devenir l'électricien de référence dans tous les pays où il est présent. Dans ce contexte, la santé et la sécurité des personnels du Groupe comme celles des salariés de ses sous-traitants sont une priorité absolue (charte éthique, accord RSE, Engagements de responsabilité d'entreprise).

En novembre 2013, EDF a franchi une nouvelle étape en se dotant d'une politique santé et sécurité à la maille du Groupe

Co-construite au cours de l'année 2013 avec les principales filiales du Groupe et débattue avec les organisations syndicales dans le cadre du Comité d'entreprise européen, la politique diffusée en janvier 2014 définit un cadre de cohérence commun dans lequel devront s'inscrire les politiques des différentes filiales du Groupe ainsi que leur plan d'actions. Mise en œuvre localement dans chaque société et métier sous la responsabilité du *management*, elle s'applique à toutes les sociétés contrôlées par le groupe EDF dans tous les pays où EDF opère, et concerne ses salariés comme ceux de ses sous-traitants intervenant sur ses installations et dans ses locaux.

Avec pour cible zéro accident et zéro impact sur la santé, elle est construite autour de quatre principes directeurs : responsabilité, engagement des acteurs, amélioration continue et partage des bonnes pratiques et des retours d'expérience. Elle met en place un dispositif de pilotage, des objectifs à atteindre et des indicateurs de suivi.

Un dispositif de contrôle de niveau Groupe est organisé au travers d'une revue annuelle réalisée par la DRH Groupe à partir de la consolidation des revues annuelles réalisées dans chaque filiale et présentée en Comité exécutif d'EDF. Le cadre type de cette revue annuelle a été préparé par la communauté d'experts en santé et sécurité pour être mis en œuvre pour les résultats de l'année 2014.

Tous les trimestres, les résultats santé et sécurité du Groupe sont intégrés dans le tableau de bord du Comité exécutif d'EDF.

Le Président-Directeur Général est informé immédiatement de tout décès à l'occasion du travail.

Enfin, des revues bilatérales entre la DRH Groupe et chaque société du Groupe sont organisées régulièrement.

Diviser par deux le taux de fréquence des accidents du travail entre 2013 et 2017

Dans le cadre de cette politique Groupe, EDF s'est engagé à diviser par deux le taux de fréquence des accidents du travail de ses salariés entre 2013 et 2017 (Engagement de responsabilité d'entreprise).

L'effort de prévention et de formation entrepris depuis dix ans avait déjà permis de réduire fortement le nombre d'accidents du travail avec arrêt au sein d'EDF et dans les filiales du Groupe. Par ailleurs, l'accord d'intéressement 2014-2016 contient un nouveau critère social : le taux de salariés ayant suivi une action de formation dans les domaines de la santé, de la sécurité et de la prévention des risques.

Le Groupe enregistre ainsi une amélioration progressive du taux de fréquence (nombre d'accidents du travail ayant entraîné un arrêt de travail supérieur à un jour, décomptés dans l'année en cours et par million d'heures travaillées),

qui est passé de 4,5 en 2010 à 3,1 en 2013. En 2014, le taux de fréquence des accidents salariés du Groupe intègre les résultats de Dalkia et Citelum pour les six derniers mois de l'année et reste stable à 3,1 pour 2014.

(Données Groupe)

	2014	2013	2012	2011
Taux de fréquence salariés du Groupe ⁽¹⁾	3,1 ⁽¹⁾	3,1	3,8	3,9

(1) Le taux de fréquence pour 2014 intègre les résultats de Dalkia et Citelum des 6 derniers mois de l'année.

Concernant le taux de gravité (nombre de jours d'arrêt suite à des accidents du travail par milliers d'heures travaillées ¹⁾, EDF se situe pour 2014 à 0,17, à comparer à 0,16 en 2013, 0,16 en 2012, 0,14 en 2011 et 0,16 en 2010.

Les accidents mortels

Les trois accidents mortels de salariés et prestataires enregistrés par Citelum, nouvel entrant dans le Groupe en 2014, ont ralenti la tendance de baisse régulière observée depuis 2011.

(Données Groupe)

	2014	2013	2012	2011
Nombre total d'accidents mortels salariés et prestataires	15	13	21	27
<i>dont nombre d'accidents mortels salariés</i>	4	4	14	13
<i>dont nombre d'accidents mortels prestataires</i>	11	9	7	14

À la maille du Groupe, la première campagne de communication sur la santé et la sécurité a été lancée au début du mois d'octobre 2014. Intitulée « La vie est belle », elle porte sur les règles vitales que chacun doit observer dans la réalisation de son travail pour éviter les accidents graves, se protéger et protéger son entourage. Ces 10 règles vitales ont été sélectionnées par un groupe de travail réunissant les experts du domaine de l'ensemble des sociétés du Groupe à partir d'une analyse des accidents mortels qui ont frappé ERDF et EDF sur les 30 dernières années. Cette campagne est diffusée dans tout le Groupe et comprend une affiche générique et une déclinaison de 10 affiches thématiques pour chacune des règles identifiées. Pour qu'elle s'inscrive dans une démarche de prévention, des outils de communication ont été réalisés à destination des personnes chargées de son déploiement : un clip vidéo d'animation, un ensemble de visuels expliquant la démarche, un jeu de fiches décrivant les attendus de chacune des 10 règles.

Pour continuer à développer la culture sécurité, les initiatives suivantes ont été prises ou poursuivies en 2014 : mise à disposition des *managers* d'un outil de formation *e-learning* conçu par l'INRS, diffusion de retours d'expérience vidéo suite à des accidents graves (Royaume-Uni, Pologne), création de communautés dédiées 2.0 (exemple : communauté Médecins...), diffusion d'un message « sécurité » au début des réunions... Enfin, EDF en créant sa « Semaine santé sécurité du Groupe » s'est approprié pleinement la campagne développée par l'Agence européenne de la santé et de la sécurité (*OSHA Week*).

L'accidentologie des prestataires

Dans le cadre du déploiement de la nouvelle politique santé et sécurité du Groupe, toutes les sociétés ont suivi l'accidentologie de leurs prestataires en 2014, à l'exception de Dalkia et Citelum qui ne le suivaient pas jusqu'ici (avant leur intégration dans le Groupe).

La politique santé et sécurité Groupe prévoit d'améliorer les résultats en termes d'absentéisme pour raison de santé

Parmi les axes de travail retenus, la prévention du stress et des troubles musculo-squelettiques feront l'objet d'initiatives de niveau Groupe en 2014 et 2015.

En 2014, la prévention du stress a été le thème retenu pour la semaine santé sécurité du Groupe. Sa préparation, dans le cadre d'un des groupes de travail de la communauté *Health and safety* du Groupe a été une

opportunité de compléter les outils proposés par l'OSHA de supports de différentes sociétés du Groupe.

Par ailleurs, dans le cadre du plan d'action du dispositif « contrat de génération » en France, différentes actions sont déployées pour intégrer la prise en compte de l'âge dans une démarche globale de santé et d'amélioration des conditions de travail. Ainsi, les indicateurs d'absentéisme ont été élaborés à EDF et ERDF pour mieux comprendre et agir de manière ciblée. Par ailleurs, des démarches de prévention des troubles musculo-squelettiques (TMS) ont été expérimentées avec succès dans différents métiers de manutention manuelle et de maintenance. Les démarches et leurs enseignements sont partagés avec les métiers d'EDF et les sociétés du Groupe en France, et au sein de la filière RH du Groupe.

Enfin, dans l'objectif de mieux prendre en compte au travail les questions de santé, différents guides ont été réalisés et diffusés, sur la thématique de la prévention des pratiques addictives, de la santé et de l'allongement de la vie professionnelle, ou du maintien et du retour à l'emploi des personnes en état de vulnérabilité psychique.

La santé au travail

En France, le groupe EDF emploie des personnels spécialistes en santé au travail : 180 médecins du travail, 270 infirmiers en santé au travail, des médecins experts en toxicologie, en ergonomie, en épidémiologie, en radioprotection. Outre le suivi médical des salariés, ces personnels de santé sont impliqués dans la mise en place des programmes de prévention primaire et sont parties prenantes de toutes les instances de dialogue social dans le domaine de la santé au travail. De plus, les données enregistrées par ces médecins contribuent aux travaux de recherche en santé au travail au travers de leur participation à la veille sanitaire ou à des études épidémiologiques mises en place par les pouvoirs publics (SUMER, Quinzaine MCP). EDF est partie prenante du groupement d'intérêt scientifique EVolution des RELations Santé Travail (EVREST).

Les maladies professionnelles

Les données annuelles publiées par les sociétés françaises du Groupe (en particulier EDF et ERDF) mettent en avant comme principales causes de maladies professionnelles l'amiante (pleurésie, plaques pleurales, cancer du poumon primitif), les gestes et postures (affection de l'épaule, tendinite, canal carpien), les affections provoquées par des rayonnements ionisants, la silice (pneumoconiose) et les bruits lésionnels (surdité).

1. Les jours d'arrêt sont rapportés à l'année où ils sont pris même si l'accident a eu lieu l'année précédente.

L'amiante

Dans le passé, le groupe EDF a utilisé des produits, des matériaux et des installations contenant de l'amiante. Conformément à la réglementation en vigueur en France, la substitution des matériaux contenant de l'amiante dans les établissements et installations d'EDF a commencé dès la fin des années 1980 ; tous les matériaux contenant de l'amiante ont été traités, et EDF a mis en place des mesures d'information et des modalités de protection des salariés et des tiers intervenant dans l'entreprise.

EDF a signé en juillet 1998 un accord, réactualisé en juin 2002, pour la prévention et la réparation de l'exposition au risque amiante avec l'ensemble des fédérations syndicales. À la suite de cet accord, EDF a mis en place un dispositif de préretraité pour les travailleurs effectivement reconnus comme étant atteints d'une maladie professionnelle liée à l'amiante, a instauré une aide et un complément de pension bénévoles qu'il finance et a fourni un accompagnement social des salariés malades et de leurs familles grâce à une information et un soutien dans les démarches d'indemnisation. Pour une description de procédures en cours, voir la section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages ») ci-après.

Les rayonnements ionisants

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. En France, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans ; au Royaume-Uni, elle a été réduite, principalement grâce à la gouvernance optimisée des travaux de maintenance et de réparation. En France comme au Royaume-Uni, en 2013, aucun intervenant, salarié ou prestataire n'a dépassé le seuil réglementaire (dose individuelle sur 12 mois glissants).

En France, en 2014, la dose collective moyenne est de 0,72 homme-sievert par réacteur (0,79 homme-sievert par réacteur en 2013). Ce très bon résultat au-delà de l'objectif est le résultat de l'optimisation des chantiers, de la réduction du volume des activités, de la baisse sensible des prolongations d'arrêt.

Au Royaume-Uni, en 2013, la dose collective moyenne est de 0,386 homme-sievert pour le réacteur REP (elle était de 0,037 en 2012 et de 0,54 en 2011) et 0,034 homme-sievert par réacteur pour ceux de type « RAG » (0,063 en 2012 et 0,08 en 2011).

Le niveau actuel est comparable aux valeurs moyennes enregistrées par les exploitants de réacteurs à eau pressurisée. EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective dans la perspective des volumes de travaux induits par le projet industriel sur le parc en exploitation dans les années à venir.

Pour les années à venir, compte tenu des niveaux déjà atteints, l'effort devra porter de préférence sur les centrales dont les résultats dosimétriques sont à amener au niveau des meilleures.

17.3.2.2 Faire de la santé au travail un objet de dialogue social

Considérant que le dialogue social dans le champ de la santé au travail est un levier important de progrès, le groupe EDF a pour objectif de faciliter la mise en place par la voie conventionnelle d'espaces de dialogue social et de travail en commun spécifiques.

Ainsi dans le Groupe, le dialogue social en matière de santé au travail intervient à trois niveaux, européen, France et sociétés :

- à l'échelle européenne, les actions de prévention sont présentées annuellement au groupe de travail santé-sécurité du Comité d'entreprise européen. Ce Comité a été consulté en 2014 sur la politique santé-sécurité du Groupe ;
- au niveau du Groupe en France, en 2014, des sujets santé-sécurité majeurs tels que la politique santé au travail et les chiffres clés de la santé au travail ont été présentés au Comité de Groupe France réunissant les représentants du personnel des principales filiales françaises ;

- à l'échelle d'EDF, un accord collectif relatif au dialogue social concernant la santé au travail signé en 2010 a donné lieu à la création en 2011 d'un Groupe national de santé au travail. Ce groupe multidisciplinaire a mis en place quatre groupes de travail, respectivement consacrés à la réforme de la médecine du travail et à son impact sur l'organisation des services de santé au travail, à la santé des prestataires, aux pratiques addictives et au lien entre la santé et l'allongement de la vie active. Les travaux de ces groupes se sont traduits par des recommandations à destination des directions de l'entreprise.

Les secrétaires des Comités d'hygiène, de sécurité et des conditions de travail (CHSCT) se réunissent désormais annuellement pour faciliter le partage sur le fonctionnement de ces organismes, l'expression des besoins de formation, les aspects juridiques et des sujets d'actualité (document unique, réforme de la médecine du travail...). Depuis 2011, une réunion par an du Comité central d'entreprise (CCE) est consacrée exclusivement au sujet de la santé et de la sécurité, concrétisant l'approche multidisciplinaire des questions de santé ;

- ERDF a également signé en 2014 un accord mettant en place une instance nationale de dialogue social dans le champ de la santé au travail.

En 2013, EDF Energy et les organisations syndicales ont trouvé un accord afin de travailler conjointement sur la mise en œuvre de la Charte sécurité des représentants du personnel en développant et pilotant un ensemble d'indicateurs clés. En outre, un travail conjoint a été mené afin de mettre en place un plan stratégique sur la santé et le bien-être au travail.

En novembre 2013, EDF Energy et les syndicats GMB et Unite ont abouti à un accord majeur pour les salariés qui contribueront à la construction de la future centrale nucléaire d'Hinkley Point. Ces accords participent de l'engagement d'EDF Energy à travailler avec les organisations syndicales et les contractants afin de créer un climat favorable pour une industrie à la fois soucieuse de la sécurité, de la qualité et de la productivité.

Au sein d'Edison, le dialogue entre les salariés et le *management* sur les questions de santé et de sécurité est continu, à travers plusieurs réunions planifiées dans l'année et impliquant un grand nombre de salariés. Ce dialogue a d'ailleurs abouti à un accord spécifique sur la formation en matière de santé et sécurité, signé par les organisations syndicales le 20 mai 2013.

17.3.2.3 Réunir les conditions de bien-être : organisation et qualité de vie au travail

Qualité de vie au travail

La qualité de vie au travail (QVT) recouvre l'organisation du travail, les relations au travail, le développement professionnel, les environnements de travail et les équilibres de vie. Elle constitue un levier pour améliorer conjointement la santé des salariés et la performance des organisations.

Afin de franchir une étape dans la prise en compte de l'ensemble de ces leviers au sein du Groupe, un Observatoire national de la qualité de vie au travail a été mis en place associant *managers*, organisations syndicales, médecins, experts externes. Il exerce une mission de veille sur les conditions de travail, commandite des études et formule des recommandations :

- mise en place d'un dispositif d'indicateurs croisés santé/travail ;
- promotion des environnements de travail favorisant le développement professionnel à tous les âges ;
- méthode dans la conduite des transformations dans l'entreprise ;
- plus récemment, recommandation sur les indicateurs de qualité de vie au travail et réflexion sur les conditions de l'autonomie au travail dans les organisations contemporaines.

À l'échelle du Groupe, l'amélioration de la qualité de vie au travail et de la santé s'est traduite par la mise en œuvre d'échanges d'expériences, de comparaison de données, d'études ou d'observation de pratiques au sein des métiers ou sociétés (communauté *Health and Safety* Groupe, *learning expeditions* en France, au Royaume-Uni, en Pologne et aux Pays-Bas). Trois études menées avec les principales filiales du Groupe ont permis d'éclairer

les évolutions du travail : l'une sur les liens entre organisation et absentéisme maladie, une seconde sur les équilibres entre temps personnel et temps de travail et l'impact sur la performance, et une troisième sur l'usage des outils collaboratifs. Un espace collaboratif *Innovation for better work* informe et relaie les bonnes pratiques en matière de qualité de vie au travail.

Les risques psychosociaux

Compte tenu de la transformation du travail et l'évolution des attentes de la population, un travail a été mené avec les partenaires sociaux et a conduit à la mise en place en France d'actions ou de dispositifs permettant de prévenir ou de traiter les situations de mal-être au travail :

- désignation de correspondants éthiques et mise à disposition d'un numéro vert national accessible à tous les salariés en cas de difficultés graves au travail ; ce numéro vert a fait l'objet d'une nouvelle campagne de communication interne en 2014 ;
- organisation d'un appui permanent de médecins spécialisés au *management* en cas d'événement traumatisant survenu ;
- dans le cadre de l'accord « Prévenir les risques psychosociaux et améliorer la qualité de la vie au travail », 80 groupes multidisciplinaires (GMD) ont été constitués dans tous les métiers d'EDF, créant une dynamique participative autour de l'inscription des risques psychosociaux au document unique d'évaluation.

EDF Energy a intégré en 2013 dans sa politique santé-sécurité une nouvelle dimension autour du bien-être (*well-being*) qui prend en compte les dimensions mentales de la santé. Edison, avec son programme « Edison per te », propose aux salariés depuis 2008 des bilans médicaux globaux sur la base du volontariat.

Enfin, EDF en Pologne mène des discussions avec les représentants syndicaux pour mieux prévenir le stress des salariés.

Organisation et temps de travail

Depuis le 1^{er} octobre 1999, en France, la durée du travail est de 35 heures par semaine avec un fonctionnement des services sur 5 jours au minimum.

Afin d'assurer la continuité de l'exploitation des installations d'EDF et d'ERDF ou le rétablissement dans les délais les plus brefs de la fourniture d'électricité en cas de défaillance technique, une partie du personnel travaille en service continu 365 jours par an et une autre partie assure une astreinte, en dehors des heures ouvrables.

Pour répondre aux enjeux industriels et commerciaux et à l'évolution du contexte, le projet « Performance et organisation du travail » lancé en avril 2013 vise à améliorer la performance collective en optimisant les organisations du travail, intégrer l'évolution des technologies et des lois instituant le forfait jours et favoriser et reconnaître l'autonomie des cadres.

Après une phase de diagnostic, cette démarche repose sur deux axes : des plans d'actions par métier en cours de mise en œuvre pour adapter les organisations et corriger certaines pratiques révélées par le diagnostic et la négociation d'un avenant à l'accord de 1999 instituant notamment le forfait jours pour les cadres.

Depuis septembre 2013, toutes les phases du projet ont fait l'objet de concertations avec les organisations syndicales : partage du diagnostic approfondi, échanges sur les plans d'actions métiers, périmètre et contenu d'une négociation sur l'organisation et le temps de travail des cadres. La négociation sur le temps de travail a été ouverte le 5 février 2015.

17.3.3 Rémunération et protection sociale : un employeur attractif

La rémunération globale est un levier essentiel de la reconnaissance de la contribution de chacun à la performance du Groupe. Elle participe à l'engagement des collaborateurs et à la fidélisation des talents, et contribue à l'attractivité du Groupe.

À ce titre, le Groupe s'engage à offrir à ses salariés une rémunération juste et compétitive, en étant très attentif à la qualité et au niveau de la protection sociale qu'il propose, notamment en matière de couverture contre les risques majeurs de la vie. Le Groupe a ainsi formalisé une politique globale de rémunération et d'avantages sociaux en 2013. Elle concerne l'ensemble des salariés des principales sociétés contrôlées du Groupe.

En 2014, les principales sociétés étrangères du Groupe ont fait l'objet d'une revue de leurs systèmes de rémunération et protection sociale au regard de cette politique. À chaque revue, un plan d'actions à mener est défini conjointement avec la filiale, dont l'exécution sera suivie au cours des revues ultérieures. Un réseau des responsables rémunération et avantages sociaux a été mis en place pour compléter le dispositif afin notamment de partager les bonnes pratiques.

17.3.3.1 Une politique de rémunération globale juste et compétitive

La politique de rémunération globale est guidée par trois principes :

- la compétitivité par rapport au marché externe ;
- la cohérence et l'équité interne ;
- la soutenabilité financière.

Elle vise à reconnaître le niveau de responsabilité et les caractéristiques de l'emploi occupé au sein de l'organisation, le professionnalisme du salarié et les compétences mises en œuvre pour obtenir des résultats et la performance individuelle et/ou collective, avec un équilibre fixé localement.

Elle s'articule autour d'une rémunération fixe et d'une rémunération variable individuelle et/ou collective qui vient reconnaître l'atteinte des objectifs, en lien avec les résultats économiques des entreprises. La priorité est d'établir un lien direct et visible entre la contribution du salarié et la rémunération associée.

Les sociétés du Groupe garantissent le respect des minima légaux ou professionnels de chaque pays et l'absence de discrimination. Elles communiquent auprès des salariés sur leurs règles et systèmes de rémunération avec un maximum de transparence dans le respect des principes énoncés ci-dessus. Chaque salarié du groupe EDF doit avoir une visibilité sur sa rémunération globale. Pour ce faire, en France, EDF et ERDF mettent à la disposition de chacun de leurs salariés un bilan complet individualisé de leur rémunération annuelle et de ses composantes. En 2014, un guide pratique sur l'épargne salariale du Groupe a été réalisé et mis à disposition des salariés des sociétés du Groupe en France ayant adhéré aux plans d'épargne EDF.

Des dispositifs de rémunération variable au service de la performance

Dans le Groupe, la majorité des salariés bénéficie d'une rémunération variable de la performance, individuelle ou collective.

À EDF Démász (Hongrie), tous les collaborateurs sont éligibles à une rémunération variable individuelle de performance, reconnaissant l'atteinte des objectifs à trois niveaux : performance de l'entreprise, performance de l'entité d'appartenance, et performance individuelle.

À EDF Energy (Royaume-Uni), un système analogue s'applique à la majorité des collaborateurs.

À Edison (Italie), l'ensemble des salariés, hors dirigeants, bénéficient de dispositifs de rémunération de la performance collective, basés sur des critères de rentabilité et de productivité (*Premio di Risultato* et *Premio di Produttività*).

À EDF Luminus (Belgique), les cadres et la majorité des non-cadres sont éligibles à des dispositifs de rémunération de la performance individuelle et collective.

En 2014, la Division Chine a également introduit une rémunération variable individuelle de performance pour les salariés basés à Pékin, destiné à stimuler et à reconnaître la performance collective.

Au sein d'EDF, l'ensemble des cadres sont éligibles à une rémunération variable individuelle de la performance. Avec une valeur moyenne de 8 % du salaire annuel par cadre, l'entreprise est dans la moyenne des grandes sociétés françaises. Par ailleurs, EDF a fait le choix d'instituer un dispositif de rémunération variable individuelle pour l'ensemble de ses salariés non cadres, qui a représenté en 2014 environ 2 % de leur salaire annuel.

EDF et ERDF portent une attention particulière à la professionnalisation de leurs managers sur les questions de rémunération pour donner tout son sens à la politique de rémunération.

En France, EDF et ERDF font bénéficier leurs salariés d'un dispositif d'intéressement aux résultats, depuis plus de 20 ans pour EDF et depuis sa filialisation pour ERDF. Des dispositifs similaires existent dans la plupart des filiales européennes du Groupe. Les salariés d'EDF et ERDF ont le choix entre percevoir l'intéressement et/ou l'affecter, soit au plan d'épargne Groupe (PEG), soit au plan d'épargne pour la retraite collectif du Groupe (PERCO, voir ci-dessous).

Les accords d'intéressement d'EDF et ERDF sont triennaux et prévoient que le montant d'intéressement à verser sera déterminé en fonction de l'atteinte d'objectifs nationaux reflétant la performance des entreprises dans ses différentes composantes (économique, métiers, sociale et environnementale). En 2014, EDF a signé avec ses partenaires sociaux un nouvel accord d'intéressement, qui retient les cinq critères nationaux de performance suivants : la progression de l'EBITDA du Groupe, la production d'électricité, la satisfaction des clients, la formation des salariés à la santé et sécurité et la maîtrise des émissions de CO₂ dans les bâtiments tertiaires.

En 2014, ces accords ont permis de verser aux salariés d'EDF et d'ERDF un montant de 207 millions d'euros au titre de l'exercice 2013, soit 1 935 euros en moyenne par bénéficiaire.

EDF et ERDF ne sont pas éligibles au dispositif de participation.

Une politique d'épargne salariale complète

Le plan d'épargne Groupe (PEG)

Il est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au PEG.

Cinq fonds communs de placement diversifiés, dont un fonds d'investissement socialement responsable, un fonds d'économie solidaire et le fonds « Actions EDF » sont ouverts à la souscription. En 2009, les salariés ont pu souscrire à l'emprunt obligataire lancé par EDF via le fonds « Emprunt 2014 » créé à cet effet. Suite au remboursement de l'emprunt par EDF, ce fonds a été fusionné en juillet 2014 avec le fonds Egépargne Sécurité.

Le PEG du groupe EDF totalise fin 2014 un encours de 4,2 milliards d'euros.

L'intéressement ainsi que les versements individuels et les transferts à partir du compte épargne temps que les salariés affectent au PEG sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société.

Le plan d'épargne retraite collectif (PERCO)

Le PERCO du groupe EDF est ouvert aux salariés d'EDF et des sociétés françaises du Groupe dont EDF détient directement ou indirectement au moins 40 % du capital et ayant adhéré au PERCO.

Deux fonds communs de placement sont proposés aux salariés : un fonds d'économie solidaire et le fonds à compartiments « Cap Horizons » proposant une gestion pilotée de l'épargne investie en fonction de l'âge de départ à la retraite.

En 2014, le compartiment CAP 2014 a été absorbé par le compartiment CAP Défensif. Un nouveau compartiment CAP 2034-2037 a été créé pour les salariés dont la date prévisionnelle de départ en retraite est comprise entre 2034 et 2037.

Le PERCO totalise un encours EDF et ERDF à fin 2014 de 492,5 millions d'euros. L'intéressement ainsi que les versements individuels et les transferts

à partir du compte épargne temps que les salariés affectent au PERCO sont abondés selon des conditions négociées dans chaque société.

Un guide de l'épargne salariale a été réalisé pour l'ensemble des salariés du Groupe.

Le compte épargne temps (CET)

Des accords CET ont été signés au sein des principales filiales françaises du Groupe, notamment à EDF et ERDF.

Au 31 décembre 2014, la valorisation des heures épargnées sur le compte épargne temps des salariés d'EDF et ERDF s'élève à 671 millions d'euros. Ce dispositif négocié permet aux salariés qui souhaitent prendre un congé de disposer d'une indemnité correspondant au temps épargné. Il est également possible de monétiser le temps épargné selon l'accord CET en vigueur ou de réaliser des transferts vers le PEG et le PERCO.

L'actionnariat salarié

En 2005, lors de l'ouverture du capital dans le cadre de l'offre réservée aux salariés conformément à la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et à la loi n° 86-912 du 6 août 1986, 130 000 salariés et retraités du Groupe sont devenus actionnaires de la société.

Dans le cadre de la cession de 2,5 % du capital d'EDF du 3 décembre 2007, conformément aux lois précitées, une offre réservée aux salariés et aux anciens salariés a été proposée en 2008. Il n'y a pas eu de nouvelle offre réservée depuis cette date.

Les salariés et anciens salariés du groupe EDF détenaient au 31 décembre 2014 un total de 31 965 255 actions EDF, représentant 1,72 % du capital social. Ce nombre comprend, d'une part, 27 443 950 actions (représentant 1,47 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne groupe EDF et du plan d'épargne groupe EDF International). Ce nombre comprend, d'autre part, près de 4 521 305 millions d'actions, représentant 0,24 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés. L'essentiel des titres détenus par les salariés le sont dans le cadre du plan d'épargne Groupe.

La société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions.

Un plan d'attribution gratuite d'actions mis en œuvre en août 2007, dénommé « ACT 2007 », portait sur l'attribution de 2 883 183 actions à l'ensemble des salariés du Groupe¹, avec environ 150 000 bénéficiaires répartis dans 22 pays.

Plus de 2,7 millions d'actions ont été livrées aux salariés bénéficiaires le 31 août 2009. Les actions détenues au nominatif sont devenues disponibles le 30 août 2011, celles détenues dans le PEG sont devenues disponibles le 30 août 2014.

17.3.3.2 La politique de protection sociale

La politique Groupe en matière d'avantages sociaux est guidée par trois principes :

- un principe de responsabilité, qui recouvre trois exigences :
 - garantie d'une couverture sociale, en matière de santé, de prévoyance et de retraite : une couverture d'entreprise vient compléter, le cas échéant, le niveau offert par la Sécurité sociale si celui-ci est jugé insuffisant. Lorsqu'une telle couverture d'entreprise est mise en place contre les risques majeurs de la vie que sont la maladie et le décès, elle doit pouvoir bénéficier à tous les salariés,
 - non-discrimination : l'accès à la couverture santé ne doit pas être subordonné à l'état de santé du salarié ; la couverture maternité contribue à l'égalité professionnelle entre hommes et femmes,

1. À l'exception principalement des salariés d'Edison et d'EnBW.

- respect de la réglementation : la politique d'avantages sociaux respecte la réglementation en vigueur localement, qu'il s'agisse du financement ou de la mise en œuvre des dispositifs obligatoires, ou des règles encadrant les dispositifs facultatifs ;
- un équilibre recherché entre compétitivité et durabilité :
 - le niveau combiné de la rémunération et des avantages sociaux répond aux besoins d'attractivité des sociétés du Groupe sur leur marché local,
 - les avantages sociaux doivent pouvoir être maintenus dans la durée, et pour cela être financièrement soutenables à long terme tant pour les salariés que pour l'employeur. L'équilibre durable entre ressources et dépenses doit être une préoccupation dès la mise en place des couvertures. Le Groupe veille à la maîtrise des coûts liés aux engagements sociaux ;
- un principe d'appropriation par les bénéficiaires :
 - les salariés sont informés du contenu des avantages sociaux de manière à leur en faciliter la compréhension et l'accès effectif ; un partage de l'information sur les dispositifs d'avantages sociaux est organisé chaque année en CCE avec les représentants des salariés.

En 2014, la protection sociale a fait l'objet d'une plaquette d'information pour tous les salariés du Groupe en France.

Le statut du personnel des Industries électriques et gazières : un régime de protection sociale spécifique

En France, la grande majorité des effectifs du Groupe est en activité au sein des entreprises issues des « opérateurs historiques » (EDF, ERDF, PEI) qui relèvent du statut des Industries électriques et gazières (IEG). C'est également le cas, notamment, d'une partie du groupe Tiru et des principales composantes d'Électricité de Strasbourg.

Les avantages sociaux au sein de ces « opérateurs historiques » ont été largement structurés à travers la loi du 8 avril 1946 organisant le monopole de production et de distribution de l'électricité et le maintien d'un régime spécial de sécurité sociale intégré à un statut professionnel des salariés de la branche des IEG (décret du 22 juin 1946). Aujourd'hui encore, les principaux avantages sociaux qui différencient EDF d'autres grands groupes relèvent de ces textes législatifs ou réglementaires : régime spécial de retraite, régime spécial de maladie pour l'incapacité de travail, d'une part, et pour les frais de santé, d'autre part, comportant un étage complémentaire obligatoire couvrant également les retraités, activités sociales mutualisées au sein de la branche professionnelle, financées par 1 % du chiffre d'affaires et gérées de façon autonome par les syndicats.

À ce corpus, qui est resté très stable pendant des décennies, s'ajoute un avantage en nature historiquement assis sur une décision d'entreprise qui porte sur le gaz et l'électricité fournis par les opérateurs historiques aux salariés et maintenu au profit des retraités.

Des changements importants sont survenus au cours de la dernière décennie :

- l'ouverture de capital d'EDF et l'application des normes comptables internationales ont obligé à évaluer et à provisionner les engagements en faveur des retraités. Le maintien de régimes professionnels spéciaux de retraites et de frais de santé face à cette exigence a été rendu possible par une refonte de leur financement : adossement à la solidarité nationale pour les retraites et renforcement de la solidarité actifs-retraités pour la couverture complémentaire maladie ;
- le régime spécial de retraite a par ailleurs, comme les autres régimes spéciaux de retraite de la sphère publique, été de plus en plus intégré dans les mouvements de réformes des régimes obligatoires de retraite engagés par les gouvernements successifs. À l'exception du mode de calcul de la pension (taux spécifique, appliqué à un salaire de fin de carrière, sur une assiette réduite), les principaux paramètres (âge d'ouverture des droits, durée de cotisation requise...) sont en cours de convergence avec le régime de droit commun ; de nombreuses autres règles de portée moindre demeurent spécifiques. Par ailleurs, la définition des services actifs, permettant des départs en retraite plus précoces, a été révisée et leur prise en compte profondément refondue pour les nouveaux embauchés, à travers la création d'un compte épargne jour retraite.

Enfin, contrairement aux autres avantages historiques, le niveau de la couverture santé, invalidité et décès des salariés est apparu sensiblement en retrait des pratiques des grands groupes, ce qui a conduit à partir de 2008 à la mise en place, par accord au niveau de la branche professionnelle, de couvertures complémentaires dans ces trois domaines.

Le régime spécial de retraites et ses évolutions récentes

Le régime de retraite des IEG est un régime spécial de sécurité sociale, dont la gestion est assurée par la Caisse nationale des Industries électriques et gazières (CNIEG) depuis le 1^{er} janvier 2005. La loi du 9 août 2004 qui a créé la CNIEG a prévu l'intégration financière du régime spécial à la CNAV et à l'ARRCO-AGIRC :

- la CNIEG verse à la CNAV et à l'ARRCO-AGIRC les cotisations que devraient acquitter les salariés et les employeurs de la branche des IEG en application de la réglementation propre à ces régimes ;
- en contrepartie, la CNIEG reçoit de la CNAV et de l'ARRCO-AGIRC les prestations que ceux-ci auraient versées aux anciens salariés des entreprises des IEG s'ils avaient été affiliés à ces régimes ;
- les droits à pension spécifiques au régime spécial de retraite sont financés par le produit de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) perçue sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité et par les employeurs pour le solde, qui correspond aux droits spécifiques acquis avant 2005 pour le secteur non régulé (production et distribution) et aux droits spécifiques de retraite des IEG acquis après 2005.

La réforme du financement des retraites instituée par la loi du 9 août 2004 a été neutre pour les régimes de droit commun, pour les consommateurs d'énergie et pour le budget de l'État. Elle est transparente pour les retraités des IEG, qui bénéficient d'un versement unique de leurs droits à pensions issus des règles du régime spécial par la CNIEG, celle-ci étant leur seul interlocuteur en matière de retraite.

Le régime spécial de retraite a été réformé de manière substantielle au cours des dernières années, comme l'ensemble des régimes de retraites :

- en 2008, avec la transposition aux régimes spéciaux de retraite des principales mesures introduites par la loi du 21 août 2003 pour le régime général et la fonction publique : allongement progressif de la durée d'assurance pour obtenir une retraite à taux plein et mise en place de dispositifs de décote et de surcote. La réforme de 2008 a également prévu une revalorisation des pensions de retraites sur l'inflation et non plus sur les salaires ;
- la réforme de 2008 ayant supprimé les bonifications de services pour pénibilité pour les salariés embauchés statutairement à compter du 1^{er} janvier 2009, la prise en compte de cette problématique a évolué. Un accord de branche du 16 avril 2010 a créé, pour ces nouveaux salariés embauchés, un compte épargne jours retraite (CEJR) alimenté par des jours de congés attribués au titre des périodes effectuées par ces salariés dans des emplois classés en services actifs. Une mise à jour des critères et des modalités d'attribution des services actifs a également été effectuée par le décret du 23 septembre 2011 à travers des règles de prise en charge de la pénibilité liées aux caractéristiques des emplois occupés ;
- le décret du 18 mars 2011 a, à la suite de la loi du 9 novembre 2010, relevé de deux ans les âges d'ouverture des droits à pension et d'annulation de la décote, avec un calendrier adapté par rapport au régime général et à la fonction publique (avec un âge d'ouverture des droits à retraite porté à 62 ans en 2024, un âge d'annulation de la décote à 67 ans en 2029) ;
- l'élargissement des possibilités de départ à 60 ans, introduit par le décret du 2 juillet 2012, s'appliquera aux pensions des IEG à partir de 2017.

Enfin, la loi du 20 janvier 2014 et le décret du 25 juin 2014 la déclinant dans le statut national des IEG ont prévu notamment un allongement à 43 ans à compter de la génération 1973 de la durée d'assurance pour obtenir une pension maximale et un report du 1^{er} avril au 1^{er} octobre de l'échéance annuelle de revalorisation des pensions.

Le régime spécial frais de santé des IEG

Le régime frais de santé des IEG est un régime légal et obligatoire de sécurité sociale qui couvre les actifs et les inactifs. Ses prestations comprennent une part de base équivalente au régime général et une part complémentaire, et sont gérées par la Caisse d'assurance maladie des Industries électriques et gazières (CAMIEG).

La part complémentaire couvre essentiellement le ticket modérateur et une partie limitée des dépassements d'honoraires et des prestations peu remboursées par la Sécurité sociale. Le financement de cette part complémentaire a été réformé en 2005 du fait de l'impact des normes comptables internationales. Cela a conduit à la mise en place de deux sections comptables distinctes et étanches entre actifs et inactifs et à la création d'une cotisation fixe de solidarité des salariés actifs pour le financement de la section des inactifs. Les règles relatives aux ressources et aux prestations prises en charge sont fixées par les pouvoirs publics. En 2014, les cotisations des actifs relatives à la part complémentaire a été revue à la baisse et la grille de prestations, communes aux actifs et retraités, a été améliorée (essentiellement sur le dentaire et l'optique).

La protection sociale complémentaire (au-delà des dispositifs statutaires)

Depuis 2008, les salariés statutaires des entreprises du Groupe en France bénéficient de dispositifs de protection sociale complémentaire portant sur :

- un complément invalidité (accord de branche professionnelle des IEG du 24 avril 2008), applicable depuis le 1^{er} juillet 2008 ;
- la prévoyance : capitaux décès et rentes d'éducation (accord de branche professionnelle des Industries électriques et gazières du 27 novembre 2008), applicables depuis le 1^{er} janvier 2009 ; un avenant, signé le 8 octobre 2013, tenant compte du bilan de la couverture, améliore à compter du 1^{er} janvier 2014 les prestations et baisse les cotisations dans une optique d'équilibre à long terme du dispositif ;
- le régime de retraite supplémentaire (accord de branche professionnelle des Industries électriques et gazières du 21 février 2008 et accord de Groupe du 12 décembre 2008), complété par des dispositions d'entreprise, applicable depuis le 1^{er} janvier 2009 (1^{er} octobre 2010 pour ERDF) ;
- une couverture supplémentaire maladie (accord de branche professionnelle des Industries électriques et gazières du 4 juin 2010), applicable depuis le 1^{er} janvier 2011, qui vient compléter les prises en charge par le régime spécial frais de santé. Un avenant, signé le 8 avril 2014, a permis de baisser les cotisations des salariés, en augmentant leur prise en charge par l'employeur, et de mettre en œuvre la portabilité des droits.

La protection sociale des autres salariés du Groupe

Les autres salariés du Groupe en France relèvent de différentes conventions collectives et peuvent bénéficier d'avantages sociaux mis en place par leur employeur propre. Chaque employeur doit donc veiller à la cohérence des avantages offerts avec la politique Groupe présentée ci-dessus. Cette question fait l'objet d'un dialogue régulier avec la Direction Ressources Humaines du Groupe.

Ainsi, une analyse des couvertures prévoyance au sein des sociétés du groupe CHAM a été menée en 2013, permettant de généraliser les couvertures décès et invalidité au 1^{er} janvier 2014.

Il en va de même des sociétés du Groupe hors de France, pour lesquelles le contexte réglementaire propre à chaque pays est également à prendre en compte.

La Caisse centrale d'activités sociales (CCAS)

La gestion des activités sociales et culturelles est dévolue, contrairement au droit commun, à des organismes spécifiques au niveau de la branche des IEG.

La CCAS, les CAS (caisses mutuelles et d'action sociale) et le Comité de coordination des CAS sont dotés de la personnalité morale et sont pleinement indépendants. La CCAS est administrée exclusivement par les représentants du personnel, et est placée sous la tutelle des pouvoirs publics.

À la suite de la sollicitation par les pouvoirs publics, les employeurs de la branche des IEG ont engagé une concertation avec les partenaires sociaux sur la question du financement, du contrôle et de la gouvernance des activités sociales et ont remis aux pouvoirs publics en avril 2013 leur relevé de positions.

La loi sur le contrôle des comptes des comités d'entreprise (incluse dans la loi sur la formation, l'emploi et la démocratie sociale) doit être transposée par décret aux organismes spécifiques à la branche.

17.3.4 Un employeur engagé aux côtés de ses parties prenantes

Le groupe EDF agit de façon responsable dans le cadre de la promotion de la diversité et du respect des droits humains aux côtés de ses parties prenantes : salariés, sous-traitants, représentants du personnel. Son action s'étend également aux populations en tant que contributeur au développement des territoires sur lesquels il opère.

17.3.4.1 La sous-traitance responsable : une réalité

La politique de sous-traitance du groupe EDF est articulée autour de trois axes majeurs :

- donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée ;
- faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégiques, économiques, de compétences et d'impact social ;
- développer des pratiques de sous-traitance socialement responsable, entre autres à travers l'accord signé le 19 octobre 2006 sur la sous-traitance socialement responsable au sein d'EDF et l'accord RSE du groupe EDF signé le 10 décembre 2008.

Les engagements de l'accord RSE Groupe

L'accord RSE du groupe EDF marque la volonté de veiller à ce que les entreprises de sous-traitance auxquelles les sociétés font appel effectuent un travail de qualité dans le respect de la loi et des normes internationales en vigueur (par exemple concernant l'interdiction du travail des enfants). Elles s'efforcent de permettre aux entreprises sous-traitantes et à leurs salariés d'intervenir pour leur compte dans des conditions de travail et de santé-sécurité au meilleur niveau des entreprises du secteur et du pays concernés.

Les engagements de l'accord RSE Groupe portent particulièrement sur :

- le respect de la loi ;
- la santé et la sécurité des salariés ;
- le comportement éthique avec les clients, et particulièrement le respect de la personne et l'intégrité ;
- le respect de l'environnement.

Des procédures appropriées de sélection et d'évaluation des sous-traitants répondant à ces exigences ont été mises en place. Tout manquement grave, et non corrigé après observations, à la législation, aux règles relatives à la santé-sécurité des salariés, aux principes régissant les relations avec les clients ou à la réglementation en vigueur en matière d'environnement peut entraîner l'arrêt des relations avec l'entreprise sous-traitante, dans le respect des obligations contractuelles.

Par ailleurs, le sous-traitant doit reprendre envers tout sous-traitant avec lequel il aurait éventuellement contracté, pour la mission considérée, les exigences que lui a fixées le groupe EDF.

Les domaines de la sous-traitance au sein d'EDF

En 2014, au sein d'EDF, les grands sujets de la sous-traitance ont concerné les activités industrielles et commerciales, ainsi que celles relatives aux Systèmes d'Information.

Dans le domaine industriel

Les travaux initiés en 2012 au sein du Comité stratégique de la filière nucléaire (CSFN), réunissant exploitants nucléaires civils, organisations syndicales, organisations professionnelles, administrations, entreprises prestataires, ainsi que l'Autorité de Sûreté Nucléaire en tant qu'observatrice, ont permis l'élaboration d'un cahier des charges social. Il comprend des règles transparentes et communes à l'ensemble des acteurs de la filière nucléaire. Il est constitué d'un ensemble de mesures cohérentes et structurantes qui couvrent les domaines relatifs aux conditions d'exercice de la sous-traitance. L'année 2014 marque le renforcement de l'application du cahier des charges social du CSFN, avec la mise en œuvre sur le terrain des marchés résultant des appels d'offres 2013 qui l'incluaient.

Le projet industriel d'EDF fait l'objet de présentations aux fournisseurs, afin de permettre au tissu industriel d'anticiper les besoins de l'entreprise. Par ailleurs, le parcours de formation en matière de sécurité des intervenants prestataires du nucléaire a été réactualisé afin de mieux prendre en compte les situations réelles d'intervention. Enfin, une attention particulière est portée aux conditions d'accueil des prestataires intervenant sur les sites. Les actions engagées dans le cadre du grand chantier de l'EPR de Flamanville se poursuivent, qu'il s'agisse de la formation, de l'insertion ou du recrutement de salariés dans le bassin d'emploi du Cotentin. Un plan d'actions « Engagement de développement de l'emploi et des compétences » (EDEC) engagé pour préparer l'après-chantier sera prolongé pour les salariés du génie civil jusqu'à fin 2015.

Dans le domaine des Systèmes d'Information

L'ambition de disposer d'« un SI efficient et porteur d'avenir au cœur de la stratégie des métiers et de la vie des salariés » se décline par la volonté de garder la maîtrise de ce qui constitue le cœur de métier et donc les Systèmes d'Information qui les supportent. La DSI Groupe d'EDF demande aux métiers et aux DSI d'utiliser une méthode d'analyse en trois axes pour déterminer l'intérêt qu'il y a à faire ou à faire faire :

- positionner l'application SI sur l'axe « activité stratégique – spécificité du besoin » ;
- définir la maturité des offres de services disponibles sur le marché et la criticité du SI vis-à-vis de la stratégie et de la performance métier ;
- définir la criticité des données de l'application.

Lors des appels d'offres, la vigilance est renforcée sur les conditions de formation et de *turnover* des prestataires. Ces points font désormais partie intégrante des éléments d'analyse des offres techniques des sociétés. Les prestataires s'engagent sur la prise en compte des situations individuelles, en particulier dans les périodes de transfert de connaissance entre le prestataire sortant et le prestataire entrant, de façon notamment à garantir à la continuité des opérations.

Dans le domaine commercial

La sous-traitance permet de répondre aux demandes croissantes des clients. Le recours à l'externalisation dans les activités de commercialisateur apporte la souplesse nécessaire pour répondre aux variations du volume des demandes clients, stabiliser la charge d'activité interne, couvrir l'amplitude horaire pendant laquelle les clients particuliers peuvent contacter le service clients (notamment en soirée et le samedi) et pour faire face à d'éventuels aléas techniques.

Tous les centres de relation client EDF, internes comme externes, sont localisés en métropole. Une attention particulière est portée à l'obtention et au renouvellement du label « Responsabilité Sociale » des prestataires de relation clientèle ainsi qu'aux indicateurs de leurs bilans sociaux.

Des baromètres « prestataires » à EDF

Le regard des prestataires sur EDF « donneur d'ordres » est mesuré régulièrement grâce à des baromètres au sein de certains métiers, afin de prendre en considération les progrès à apporter en matière de conditions de réalisation des prestations. Ainsi, dans les métiers techniques, les baromètres permettent d'évaluer la perception des salariés prestataires concernant l'accueil, le confort de l'hébergement, la restauration, la propreté des installations communes de chantier, la communication, la gêne au travail, les pertes de temps, etc.

Ces baromètres existent depuis plusieurs années dans le domaine du nucléaire et de la production thermique à flamme, il est en cours de refonte dans le domaine commercial. Des plans d'actions très ciblés en découlent, comme la mise à disposition de parkings supplémentaires, au Havre, ou d'un snack de restauration méridienne, à Bouchain.

La politique santé sécurité du Groupe

Une nouvelle politique santé sécurité a été adoptée par le Groupe fin 2013, dont l'ambition est de permettre notamment aux salariés prestataires de réaliser leur mission dans les meilleures conditions de travail et de vie au travail, avec comme cible zéro accident et zéro impact sur la santé.

Cette politique se décline autour de quatre principes : la responsabilisation, l'engagement des acteurs, l'amélioration continue et le partage d'expérience.

Le pilotage du déploiement de la politique est fondé sur un suivi et un contrôle régulier des résultats avec des objectifs chiffrés concernant l'accidentologie. Chaque société est responsable de la mise en œuvre de cette politique pour ses sous-traitants.

17.3.4.2 Une contribution forte au développement des territoires par l'insertion professionnelle

L'engagement du Groupe en faveur de l'insertion professionnelle

Acteur industriel ancré sur le territoire, le groupe EDF est engagé sur le long terme au service de l'intérêt général et s'investit, depuis de nombreuses années, en faveur de l'insertion professionnelle.

Les actions du Groupe en faveur de l'insertion professionnelle s'articulent autour de quatre grands leviers :

- Le Groupe maintient un dispositif d'alternance ambitieux, dont la vocation d'ascenseur social est une finalité sans cesse renouvelée.

EDF considère l'alternance comme un levier indispensable pour développer l'insertion professionnelle des jeunes ou des personnes éloignées de l'emploi, et leur permettre d'acquérir ou de compléter une qualification.

Plus de 100 offres d'alternance sont notamment réservées chaque année à des alternants de niveau CAP, avec un emploi à la clé. Des coopérations sont engagées avec des acteurs locaux et régionaux de l'emploi et de la formation (missions locales, écoles de la deuxième chance, AFPA, Compagnons du Devoir...) afin de favoriser l'orientation des jeunes, notamment issus des quartiers prioritaires, vers les métiers porteurs.

Certaines offres d'alternance sont spécifiquement proposées à des jeunes en grande difficulté sociale, en lien avec des structures dédiées à l'insertion professionnelle. Ces offres les préparent à l'obtention d'une qualification correspondant au moins au premier niveau de qualification professionnelle.

Ressources humaines

Par ailleurs, EDF et ERDF recrutent une part significative des alternants qu'ils forment et accompagnent ceux qui ne sont pas recrutés, en particulier au moyen d'ateliers d'aide à la recherche d'emploi organisés en partenariat avec Pôle Emploi (78 ateliers se sont tenus en 2014, rassemblant plus de 850 participants). Une mise en relation avec des entreprises partenaires qui recrutent leur est également proposée. Une enquête est réalisée six mois après la sortie des alternants, de façon à observer leur parcours et évaluer leur accès à l'emploi : 90 % des alternants sortis en 2013 sont dans un emploi ou poursuivent leur formation, un résultat qui, dans le contexte actuel, montre bien l'intérêt de s'engager dans un tel dispositif pour l'insertion professionnelle.

- Le Fonds Agir pour l'emploi EDF (FAPE EDF) soutient financièrement l'insertion des personnes éloignées de l'emploi en attribuant des aides à des structures de l'insertion par l'activité économique (chantiers d'insertion, régies de quartiers...) et en aidant la création d'activité par des chômeurs dans les zones rurales et les quartiers sensibles et par des jeunes. Il fait figure de l'un des tout premiers mécènes de l'insertion professionnelle en France.

Le FAPE EDF est une initiative solidaire des entreprises du Groupe, de la Fondation EDF et des organisations syndicales. Géré paritairement, il est financé en premier lieu par les dons de plus de 14 000 salariés et retraités du groupe EDF (ces dons déclenchent un abondement à 200 % des entreprises). 272 projets pour l'insertion et l'emploi des personnes en difficulté ont été soutenus en 2014 (pour 1,9 million d'euros de subventions, participant à la création et la consolidation de près de 3 000 emplois).

- En tant qu'acteur industriel du territoire, le groupe EDF appuie des acteurs locaux de l'insertion.

EDF favorise régulièrement le recours à des emplois d'insertion dans le cadre de ses projets, et développe des partenariats destinés à appuyer les structures dédiées à l'insertion professionnelle. EDF contribue de manière active au développement du réseau des Écoles de la deuxième chance, qui aide les jeunes sortis du système éducatif sans diplôme et sans qualification, en voie d'exclusion sociale et professionnelle.

Dans le domaine de la distribution, ERDF s'associe aux régies de quartier pour améliorer le cadre de vie local (notamment par la remise en état et l'amélioration de l'aspect extérieur des postes de distribution publique), développer la proximité (en informant les habitants sur le marché de l'électricité et sur la prévention des accidents d'origine électrique) et accompagner l'insertion professionnelle des salariés des régies de quartier.

- EDF encourage les démarches d'achats solidaires, en intégrant des clauses d'insertion dans ses marchés et en réalisant des actes d'achats auprès de structures d'insertion par l'activité économique.

Des clauses d'insertion peuvent être introduites dans les marchés passés avec les fournisseurs et sous-traitants, afin de développer par leur intermédiaire des actions permettant l'accès ou le retour à l'emploi de personnes rencontrant des difficultés sociales ou professionnelles particulières.

Le Groupe se fixe par ailleurs chaque année des objectifs d'achats de prestations auprès de structures d'insertion, et contribue ainsi à augmenter leur chiffre d'affaires de plusieurs millions d'euros. Cette démarche favorise l'insertion des personnes handicapées et soutient le secteur d'aide à l'insertion de personnes durablement exclues du marché du travail. Elle est un enjeu majeur de l'accord d'EDF pour l'égalité des chances et l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap, avec un objectif de 500 unités bénéficiaires, équivalentes à 500 emplois externes à fin 2015 : à titre d'exemple, un marché est contractualisé avec l'APF (Association des paralysés de France) ; ce marché représente, grâce à l'achat par EDF de fournitures de consommables d'impression laser remanufacturés ou adaptables, 4 à 8 « équivalent emploi » selon les années.

Cette démarche est renforcée par un travail de sensibilisation auprès des acheteurs et des fournisseurs au travers de formations qui introduisent les principes évoqués ci-dessus, du guide « Achats Responsables » qui

incite les acheteurs à travailler avec les entreprises du secteur protégé, d'un court-métrage qui vise à combattre les idées reçues sur les prestations réalisées par les entreprises des secteurs protégés et adaptés (voir section 17.2.3.3 (« Relations avec les fournisseurs et achats responsables »)).

17.3.4.3 La promotion et le respect de toutes les diversités

Le groupe EDF s'attache à promouvoir la diversité, comme levier de performance pour :

- mieux percevoir la diversité des clients et répondre au mieux à leurs attentes ;
- mieux refléter la société dans laquelle il évolue ;
- permettre aux femmes et aux hommes d'exprimer au mieux leurs talents.

À cette fin, l'entreprise s'est engagée à plusieurs reprises en la matière, dès 2005 avec l'accord Responsabilité Sociale du Groupe, qui consacre plusieurs articles à la lutte contre les discriminations, au respect de la diversité et à la promotion de l'égalité des chances. Il s'agit, avec la Charte éthique, du principal cadre de référence pour les sociétés du Groupe. La promotion de la diversité figure parmi les 11 Engagements de responsabilité d'entreprise du Groupe publiés en 2013 : « *maintenir l'excellence professionnelle et la performance de ses équipes par la formation et la promotion de la diversité* ». Cet engagement est assorti d'un objectif : atteindre un taux de féminisation de 30 % à 2015 dans le vivier talents des futurs dirigeants. En 2014, il était de 23,9 %.

Les résultats de l'enquête d'engagement interne de niveau Groupe *My EDF* (voir section 17.3.4.5 (« Un dialogue social de qualité »)) ont affiché en 2014 un taux de réponses positives à hauteur de 64 % à la question intitulée « *le management agit en faveur de la diversité dans l'environnement de travail* » (+ 4 points en trois ans).

À l'échelle du Groupe, le niveau et la formalisation d'engagements plus spécifiques au plan local varient selon le cadre législatif en vigueur.

EDF Démász, par exemple, dispose depuis 2010 d'un plan d'action sur l'égalité des chances.

Déjà titulaire du *Diversity Works for London Gold Standard*, label anglais qui récompense son action en faveur de l'égalité et de la diversité, EDF Energy a en 2014 concouru et obtenu le *Gender Equality European & International Standard* (GEEIS) et s'est engagée pour l'obtention du *National Equality Standard*. La filiale britannique poursuit ainsi sa stratégie et son action pour valoriser l'inclusion (« *to create an environment in which employees share a sense of belonging, mutual respect, and support from others so that they can do their best work* »).

En 2013, EDF Fenice et EDF Polska ont respectivement signé les Chartes de la diversité italienne et polonaise, emboîtant ainsi le pas aux sociétés françaises (EDF, ERDF, ÉS), signataires dès 2006 de la Charte de la diversité.

Le Groupe met en œuvre de nombreuses actions, parmi lesquelles l'organisation du *Diversity Day*. Chaque année, les sociétés du Groupe se mobilisent en organisant des animations pour promouvoir la diversité, prendre conscience des stéréotypes et ainsi contribuer à prévenir les discriminations.

En France, les engagements diversité d'EDF ont donné lieu à la création de plusieurs programmes de sensibilisation des *managers*, des responsables RH et des salariés aux représentations et aux stéréotypes liés à la diversité. Le nombre de personnes formées depuis 2007 est de plus de 7 000.

L'action des sociétés françaises est très structurée autour des accords sur l'égalité entre femmes et hommes, le handicap et la diversité des âges.

D'autres sociétés, comme EDF Energy, ont également mis en place des actions de formation pour le *management* (400 *managers* formés) et de sensibilisation aux stéréotypes pour les salariés. EDF Polska a produit en 2014 un guide pratique sur la gestion de la diversité pour ses *managers*.

Pour prévenir les risques de discrimination, EDF mène régulièrement des études. En 2013 en France, EDF s'est ainsi associée à l'étude interentreprises « Stéréotypes et origines » menée par l'Institut du mécénat de solidarité. EDF a également mené un *testing* sur le recrutement des alternants et réalisé un baromètre de perception de l'égalité des chances auprès des salariés.

La communauté Diversité internationale du Groupe lancée en 2012 a poursuivi en 2014 les échanges visant à faciliter la mise en œuvre d'actions favorisant la diversité et à partager les bonnes pratiques entre les sociétés du Groupe.

Par ailleurs, EDF a pérennisé son partenariat avec l'association « L'Autre Cercle », qui milite contre les discriminations fondées sur l'orientation sexuelle et l'homophobie en milieu professionnel : autodiagnostic, communications spécifiques à l'occasion de la journée mondiale contre l'homophobie, sensibilisation des médecins du travail et du management... Un groupe de travail a été mis en place en 2014 afin de travailler sur un outil de sensibilisation interne sur le respect des orientations sexuelles au travail.

La promotion des diversités passe également par le soutien apporté aux initiatives des réseaux de salariés. EDF Energy promeut par ailleurs ses différents réseaux, valorisés régulièrement au fil de ses communications internes : réseau des minorités ethniques, réseau des femmes, réseau handicap, réseau gay et lesbien. Plus de 3 200 salariés sont engagés dans ces réseaux. Le réseau des salariés issus des minorités ethniques a été primé pour son action de mentorat en 2013. Un nouveau réseau, le *Working Parents Network*, a été lancé en 2014.

Particulièrement actifs, ces réseaux ont poursuivi en 2014 des initiatives d'échange et de sensibilisation, en développant également des actions de mentorat pour certains d'entre eux.

En France, le réseau de femmes Énergies de Femmes et Energay, l'association des lesbiennes, gays, bisexuels et transsexuels d'EDF et des IEG, bénéficient depuis 2012 d'un soutien financier et logistique d'EDF.

Égalité entre femmes et hommes

L'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes est un puissant levier de transformation et de modernisation des organisations. C'est un élément structurant de la politique diversité du Groupe. En 2014, plusieurs sociétés du Groupe se sont engagées dans une démarche de labellisation européenne sur l'égalité professionnelle : EDF, EDF Energy et EDF Polska ont ainsi obtenu le *Gender Equality European Standard*.

EDF et ERDF ont renouvelé leurs accords relatifs à l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes en 2012, signés à l'unanimité des organisations syndicales représentatives. Ces accords d'entreprise marquent une évolution vers la fixation d'objectifs de résultats au-delà des seuls objectifs de moyens et de suivi. Les directions métiers d'EDF ont été mobilisées sur l'élaboration et la mise en œuvre de 56 plans d'action qui ont également été une occasion d'enrichissement du dialogue social et de partage de bonnes pratiques au sein des différents niveaux de l'entreprise.

L'égalité salariale entre les femmes et les hommes est globalement atteinte sur la rémunération principale et la rémunération de la performance, et EDF détient toujours le label Égalité, décerné en 2006 et reconduit en 2008, puis en 2011.

EDF est aujourd'hui également reconnue à l'externe comme une entreprise active sur l'égalité professionnelle. Sollicitée par le ministère des Droits des femmes, EDF a signé, avec d'autres entreprises, une convention-cadre en avril 2013, dans laquelle elle s'engage à contribuer à des expérimentations visant à faciliter la prise en compte de l'égalité professionnelle dans les PME-TPE.

En cohérence avec la charte de parentalité signée par EDF, les initiatives ont été prises pour faciliter la conciliation des temps professionnels et familiaux avec la mise à disposition d'un guide sur les services de conciergerie, d'un marché cadre pour des places de crèches, l'adaptation des durées des formations pour mieux répondre aux contraintes personnelles et familiales.

Par ailleurs, un nouvel indicateur sexué de niveau Groupe a été déployé en 2014 afin de permettre le suivi du taux de fréquence des accidents du travail et leur évolution pour les hommes et pour les femmes.

EDF Énergies Nouvelles a conçu un plan d'action visant à favoriser la mixité des métiers, à maintenir l'égalité salariale entre les hommes et les femmes à compétences égales et porte une attention particulière aux conditions de travail.

Edison suit les indicateurs relatifs à la mixité de ses effectifs et l'écart de salaire entre les hommes et les femmes à responsabilités équivalentes. Ils sont publiés dans son rapport de Développement durable.

Le Groupe agit également en faveur de la mixité des métiers en menant des actions en amont du recrutement (pour plus de précisions, voir section 17.3.1.3 (« Une dynamique de recrutement confirmée en 2014 en France »)).

EDF Energy mène pour sa part des campagnes de recrutement ciblées pour attirer davantage de jeunes filles ingénieurs ou apprenties sur ses métiers. EDF Polska a introduit une nouvelle exigence de mixité des candidatures présentées dans les cahiers des charges des cabinets de recrutement.

En 2013 et 2014, la Direction Asie-Pacifique et EDF Polska ont créé leur réseau de femmes, à l'image des réseaux français et britanniques. EDF Luminus organise des actions pour les femmes dirigeantes à l'occasion de la Journée de la femme.

Mesures prises en faveur de l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap

EDF et ERDF ont renouvelé leur accord handicap en 2013, signé à l'unanimité des organisations syndicales représentatives. Cet accord se caractérise par des objectifs ambitieux et porteurs de sens sur l'intégration et l'accompagnement des plus de 3 200 salariés reconnus travailleurs handicapés d'EDF et d'ERDF.

À mi-parcours, les résultats de l'accord handicap ERDF 2013-2016 sont encourageants. En effet, cet accord prévoit une augmentation de 1 point du taux d'emploi avec pour objectif de le porter à 5,09 % à fin 2016 ; il s'établissait déjà à 4,96 % à fin 2014. Les salariés en situation de handicap sont placés au cœur du dispositif de l'accord ; l'accent est mis sur l'accessibilité aux différents métiers de l'entreprise, aux formations qu'elle propose et à un parcours professionnel dynamique.

Plusieurs actions concrètes et innovantes sont en cours, dont certaines sur la formation des acteurs (*managers*, organisations syndicales, CHSCT, etc.). Des actions d'information de grande envergure ont été menées, notamment au sujet des aides disponibles pour les personnes en situation de handicap ainsi que sur les achats au secteur du travail protégé et adapté. La Semaine pour l'emploi des personnes handicapées a été également l'occasion de présenter une innovation soutenue par ERDF, le « gyrolift ». Il s'agit d'un outil de locomotion sur deux roues qui permet aux personnes à mobilité réduite de passer de la position assise à la position debout et une plus grande mobilité.

L'accord EDF 2013-2015 insiste particulièrement sur la création des conditions propres à favoriser l'égalité des chances à tous les stades de la vie professionnelle. L'accent est mis aussi sur l'accompagnement du changement des mentalités, sur la communication pour faciliter l'accès aux droits et sur la professionnalisation des acteurs. Il fixe des objectifs d'embauche, d'accueil en alternance et d'achats au secteur protégé ambitieux et vise à atteindre un taux d'emploi de 4,4 % d'ici fin 2015 (ce taux atteint 4,26 % fin 2014 en progrès par rapport à 2013).

C'est ainsi qu'en écho au volet « faciliter l'accès à l'emploi » de l'accord d'EDF, de nombreuses initiatives ont été mises en œuvre en 2014, au niveau national comme en région, afin de favoriser les rencontres avec les candidats.

De nouveaux outils ont été proposés aux acteurs en cohérence avec les axes de l'accord : une brochure « Différence rime avec compétences » explicite les achats au secteur protégé-adapté, des films avec un court métrage d'unité qui, au travers d'exemples de personnages célèbres de domaines très divers, témoigne que le handicap n'empêche ni la compétence ni la performance, et un autre « parcours de reconnaissance », qui met en scène des salariés de l'entreprise qui témoignent de ce que représente cette démarche pour eux. Ces deux films ont été primés dans le cadre de l'édition 2014 du festival regards croisés.

Dans le cadre de son accord handicap 2013-2015, le groupe Électricité de Strasbourg a atteint en 2014 un taux de 8,2 % de travailleurs handicapés. Les résultats 2014 devraient se situer dans la même lignée. Le groupe Électricité de Strasbourg a également été lauréat du trophée « Économie et handicap » remis par la CCI du Bas-Rhin en 2014.

Les sociétés du Groupe mettent en place des actions de sensibilisation au handicap pour les salariés en relation avec la clientèle, concluent des partenariats locaux avec des associations œuvrant en faveur du handicap et s'attachent à rendre accessibles locaux et postes de travail.

EDF Luminus a produit un Guide pratique sur l'accueil et l'intégration des personnes en situation de handicap, valorisé comme une bonne pratique par les associations.

17.3.4.4 L'anticipation et la gestion maîtrisée des réorganisations et des restructurations

Le Groupe, conscient de la nécessaire adaptabilité des organisations aux évolutions du contexte économique et social, tant en France que hors de France, a signé dès 2005 (renouvelé en 2009) un accord sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise. Par ailleurs, la Vision RH 2020, publiée en 2013, confirme que la question de l'accompagnement des transformations constitue un des enjeux forts du Groupe. L'implication du *management* et la place particulière accordée au dialogue avec les salariés et leurs représentants sont des leviers majeurs. Ces principes ont été respectés lors des restructurations et réorganisations opérées en 2014 par le Groupe. À titre d'exemple, a été engagée la négociation d'une nouvelle convention collective des sociétés du Groupe en Pologne à la suite de leur consolidation.

17.3.4.5 Un dialogue social de qualité

Le dialogue social avec les représentants du personnel et les organisations syndicales est un élément fondamental de l'ambition ressources humaines d'EDF. L'une des priorités d'EDF est de continuer à faire vivre une longue tradition de dialogue social et de concertation, pour accompagner les transformations industrielles de l'entreprise et contribuer au développement de ses collaborateurs.

En France

Au sein d'EDF, il existe à ce jour 56 Comités d'établissement, un Comité central d'entreprise (CCE) et 104 établissements pour les délégués du personnel.

Le Comité central d'entreprise

Le CCE d'EDF a tenu 17 séances en 2014, au cours desquelles une soixantaine de dossiers et projets ont été présentés. Les projets les plus structurants y ont fait l'objet d'échanges nourris et constructifs, comme le projet Dalkia, qui a recueilli un avis positif unanime. Les commissions du CCE sont très actives, notamment la Commission économique, la Commission centrale emploi-formation et la Commission santé-sécurité. En 2014, la base de données unique a été mise en place conformément à la loi relative à la sécurisation de l'emploi du 14 juin 2013.

Les mandats des représentants du personnel étant d'une durée de trois ans dans la branche des IEG, ils ont été renouvelés le 21 novembre 2013.

En 2014, le dialogue social au niveau de l'entreprise a été marqué par la concertation avec les organisations syndicales sur l'organisation des élections des administrateurs représentant les salariés au Conseil d'administration d'EDF et la négociation de trois accords collectifs, signés le 13 juin 2014 par trois organisations syndicales représentatives :

- le nouvel accord triennal d'intéressement d'EDF 2014-2016 ;
- l'accord relatif à la contribution d'EDF au plan d'épargne retraite collectif (PERCO) de Groupe pour la période 2015-2017 ;

- l'avenant n° 16 à l'accord du 29 novembre 2004 portant règlement du plan d'épargne Groupe EDF (PEG).

Des thèmes complémentaires ont été abordés dans le dialogue social au sein de certains métiers d'EDF : à la Division Ingénierie Nucléaire, un accord cadre sur l'organisation et la qualité de vie au travail pour la réussite des projets industriels (Grand carénage, EPR...) a été signé le 18 juillet 2014 par deux organisations syndicales.

Le principal accord conclu à ERDF en 2014 est l'accord d'intéressement triennal 2014-2016 associé à une nouvelle politique d'abondement.

Le Comité de Groupe France

Un accord relatif à la création du Comité de Groupe France, lieu d'intégration de la concertation à l'échelle France qui regroupe 28 élus des principales filiales du Groupe (EDF, ERDF, Tiru, CHAM...), a été signé le 1^{er} septembre 2008 à l'unanimité. Le Comité de Groupe France s'est réuni à trois reprises en 2014.

Au-delà des thématiques légales, sur lesquelles il est informé régulièrement, le Comité de Groupe France échange sur les dossiers de la formation professionnelle et de la santé au travail.

À l'international

Le Comité d'entreprise européen

Depuis fin 2001, le Groupe a mis en place un Comité d'entreprise européen (CEE), consulté sur les politiques majeures du Groupe. À travers les groupes de travail du CEE, un certain nombre de réflexions ont pu être engagées sur les politiques de ressources humaines à l'échelle internationale, notamment dans le domaine de la santé-sécurité au sein des différentes sociétés du Groupe en Europe ou relativement à l'ouverture de la négociation de l'accord sur la Responsabilité Sociale du groupe EDF.

Le CEE du groupe EDF est informé sur les stratégies économique, financière et sociale du Groupe. Comme le prévoit l'accord, les membres du CEE ont élu un nouveau secrétaire de l'instance en juin 2014. Le CEE s'est réuni deux fois au cours de l'exercice écoulé. Lors de ces réunions, ont été abordées notamment la stratégie de développement industriel du Groupe au Royaume-Uni et l'évolution des activités du Groupe dans le domaine des services énergétiques. Le Comité d'entreprise européen a été, par ailleurs, consulté sur la politique santé-sécurité du Groupe.

Le Comité de Dialogue sur la Responsabilité Sociale du Groupe (CDRS)

Le CDRS est issu de l'accord-cadre RSE signé en 2005 par l'ensemble des représentants des salariés et les organisations syndicales des principales sociétés du Groupe, ainsi que par les fédérations syndicales internationales du secteur d'activité. Les engagements pris à l'époque ont été renforcés par la signature d'un nouvel accord en 2009.

Ces accords structurent le dialogue social autour de la question RSE. Ils ont permis au Groupe de se doter d'un socle d'engagements partagés et d'orientations communes qui contribuent au renouvellement et à l'élargissement des thèmes de dialogue social.

Afin de renforcer la gouvernance du suivi de cet accord, les signataires ont engagé une révision de l'accord, en renforçant la représentation des représentants du personnel dans les instances de suivi.

Les sujets de dialogue social au sein des sociétés du Groupe à l'international

Dans les principales sociétés du Groupe hors de France, le dialogue social a principalement porté sur :

- les conditions de transfert des salariés de la centrale de Laibin B (Chine) en raison de la fin de la concession accordée par le gouvernement de Guangxi ;

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

- les négociations en vue de la conclusion probable en 2015 d'une convention collective unique pour les sociétés du groupe EDF en Pologne ;
- les négociations avec les organisations syndicales sur les mesures de redéploiement des salariés (EDF Fenice, Edison, EDF Polska) ;
- les évolutions de l'organisation des activités commerciales et de la production à EDF Energy.

17.3.4.6 Le regard des salariés : l'enquête d'engagement My EDF

À l'issue de la première édition de l'enquête interne d'engagement *My EDF* menée en novembre 2012 auprès de l'ensemble des salariés du Groupe, un plan de restitution des résultats aux salariés a été mis en œuvre, et les sociétés ont élaboré des plans d'action pour renforcer ou enclencher des dynamiques de progrès à partir des résultats constatés sur leur périmètre. Ce dispositif a été reconduit en 2013 et 2014.

La troisième édition de l'enquête est intervenue aux mois de septembre et octobre 2014. Une importante campagne de communication interne a été organisée pour encourager les salariés à donner leur avis (vidéos, affiches et kit de communication).

La participation des salariés (73 %), en nette progression par rapport à celle de la première édition (63,8 %), démontre l'intérêt des salariés du Groupe pour cette enquête. Elle leur permet d'exprimer leur niveau d'adhésion aux orientations stratégiques du Groupe en général, leur appréciation des pratiques managériales et leurs opinions sur de nombreux aspects de leur situation professionnelle, en particulier ceux qui concernent leur parcours professionnel et la formation, les rémunérations, la qualité de vie au travail. Elle permet également à la Direction de mesurer le niveau d'engagement de ses salariés et d'en analyser les leviers.

Les résultats de la troisième édition se traduisent par de nets progrès dans la perception des politiques de ressources humaines : + 5 points en deux ans dans la mise en œuvre du processus d'évaluation annuelle, + 4 points sur la connaissance des parcours professionnels, + 4 points sur la valorisation de la diversité. L'engagement des salariés se maintient à un taux satisfaisant de 70 % au niveau du Groupe. L'étude montre que la confiance dans le *management* de proximité est un atout fort (73 %), comme le sentiment d'appartenance (73 % au niveau global et + 15 points en deux ans dans les sociétés du Groupe hors de France). Globalement, 72 % de salariés se déclarent satisfaits du contenu de leur travail. Enfin les salariés sont plus nombreux à considérer que l'attention que l'on porte à l'innovation dans leur entreprise est satisfaisante (+ 6 points en deux ans).

17.4 Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

17.4.1 Dispositif de reporting

Le *reporting* s'appuie sur les indicateurs extrafinanciers définis par la *Global Reporting Initiative*, s'inscrit dans le cadre des obligations de la loi française NRE et de l'article 225 de la loi Grenelle 2 (décret d'application du 24 avril 2012) et s'adosse aux engagements internationaux du *Global Compact*, dont le Groupe est parmi les premiers signataires.

Le contenu et la forme du *reporting* du Groupe font l'objet d'une démarche de progrès continu, allant au-delà des exigences de la loi française.

Par ailleurs, en 2013, le Groupe s'est engagé à ce que 13 sociétés adhèrent et aient obtenu d'ici 2017 le niveau *Advanced* du *Global Compact* des Nations Unies, attribué sur les bases d'un *reporting* détaillé sur quatre items : droits de l'homme, conditions de travail, environnement et lutte contre la corruption. À fin 2014, 13 sociétés du Groupe sont adhérentes au *Global Compact*, dont 2 ont obtenu le niveau *Advanced* : EDF et Edison.

Le Groupe s'est également engagé dans une démarche progressive de vérification de la fiabilité de ses indicateurs et informations sociales, environnementales et sociétales par ses Commissaires aux comptes, d'abord à titre volontaire depuis 2007, puis en conformité avec l'article L. 225-102-1 du Code du commerce depuis 2013.

Pour les données 2014, les Commissaires aux comptes du groupe EDF ont émis un rapport attestant de la présence et de la sincérité des 42 thématiques requises, en conformité avec l'arrêté du 13 mai 2013.

Par ailleurs, dans la continuité de l'engagement du Groupe en faveur d'une communication transparente, les Commissaires aux comptes ont également émis une assurance sans réserve et de niveau raisonnable sur les indicateurs « émissions de CO₂ (pour la production d'électricité et de chaleur) » et « effectif total fin de période, réparti par sexe et âge » (voir section 17.4.4 (« Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes »)).

Les informations de Développement durable publiées par le Groupe sont la base des évaluations formées par les agences de notation ou les départements d'analyse extrafinancière agissant pour le compte d'investisseurs.

17.4.2 Notation extrafinancière

Les évaluations des principales agences de notation spécialisées et de gestionnaires de fonds éthiques indiquent la performance du Groupe en matière de RSE, dans son secteur de référence. Les évaluations et récompenses soulignent la reconnaissance externe de la performance Développement durable du Groupe.

Indices boursiers éthiques et évaluations des agences de notation extrafinancières

À fin 2014, le groupe EDF maintient son inclusion dans l'indice boursier éthique visé par ses Engagements de responsabilité d'entreprise (FTSE4Good), intègre l'ensemble des indices de Vigeo et sa notation progresse dans les indices du DJSI et du CDP.

Indice FTSE4Good

En mars 2012, le groupe EDF a été admis au sein de l'indice FTSE4Good. L'admission d'EDF au FTSE4Good est réexaminée tous les six mois, et EDF a été systématiquement confirmé depuis son entrée dans l'indice. En 2014, la notation est de 4,3 sur 5, en progression par rapport à 2013 (3,7 en 2013), classant le groupe EDF parmi les 4 % des entreprises les plus performantes.

Indices Euronext Vigeo

En novembre 2012, Euronext et Vigeo ont lancé conjointement une gamme d'indices distinguant les entreprises cotées en bourse qui démontrent les meilleures performances en matière de Responsabilité Sociale. Ces indices sont actualisés deux fois par an, en mai et novembre.

À fin 2014, EDF fait partie de tous les indices Vigeo auxquels il peut prétendre : World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20. En 2014, dernière notation, EDF a obtenu une note de 58 sur 100, en progression (55 à fin 2012). Il se classe 10^e ex aequo des 43 entreprises du secteur des *Electric & Gas Utilities*.

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

Down Jones Sustainability Indexes (DJSI)

En 2014, EDF obtient le très bon score de 79 sur 100, en progression de 13 points par rapport à 2013 (66 sur 100), soit 23 points de plus que la moyenne du secteur des *Utilities* (56 en 2014). Dans son rapport annuel 2015 (*Sustainability Yearbook*), RobecoSam distingue pour la première fois le groupe EDF à travers l'intégration au classement *Bronze class* (performance à moins de 10 % de celle du leader du secteur) et la mention *Industry Mover*, qui récompense la meilleure progression dans le secteur d'activité.

Carbon Disclosure Project (CDP)

EDF fait partie du *Carbon Disclosure Leadership Index* (CDLI) France.

Pour l'année 2014, EDF a obtenu 98 sur 100 au score de transparence (en progression de 3 points par rapport à 2013) et B à la note de performance (note allant de A à F).

Sustainalytics

En 2014, EDF obtient la note de 76 sur 100, en progression de 5 points par rapport à 2013 et se classe 14^e sur les 224 entreprises du secteur des *Utilities*. EDF est membre de l'indice *STOXX ESG Leaders Index*.

OEKOM

EDF obtient la note de C+, en progression (C en 2013, avec une échelle de D- à A+).

Global 100 Most Sustainable Corporations in the World

En 2014, EDF intègre pour la première fois ce classement qui évalue les performances des très grandes entreprises mondiales (plus de 2 milliards de dollars américains de capitalisation boursière), soit 4 609 entreprises éligibles pour 100 retenues cette année. Classé à la 40^e position, EDF fait partie des 12 entreprises françaises présentes dans cet indice et est la seule du secteur des *Utilities*.

Morgan Stanley Capital International (MSCI)

En 2014, EDF obtient le niveau *Advanced Level*, avec un score de A, en progression par rapport à l'an passé (BBB en 2013, sur une échelle de CCC à AAA).

EcoVadis

EDF obtient la note de 67 sur 100 et le niveau *Advanced Level*.

Distinctions

- Classement CAC 40 Enjeux les Echos : dans ce classement réalisé pour la première fois en 2014 sur les entreprises du CAC 40 les plus engagées en matières de RSE, EDF obtient le score de 83 points sur 96 et se classe à la 14^e place.
- PAP 50 Entreprises : dans cette étude de 2013, réalisée par WWF France, sur l'évaluation de la politique papier des 50 plus grandes entreprises françaises, EDF obtient la note de 52 sur 100, en progression de 11 points par rapport à l'enquête précédente de 2010 et se classe 20^e du classement global.
- Reconnaissances dans le cadre du marché des obligations vertes (*Green bonds*) : en 2014, EDF a été plusieurs fois récompensé pour le *Green Bond* émis en novembre 2013, notamment par *Environmental Finance* (prix *Bond of the Year*) et *Global Capital* (prix *Best SRI or Green Bond Issuer*).
- Prix nationaux : en France en 2014, EDF est lauréat d'un prix « Partenariats gagnants » du Pacte PME ; L'Association française de la relation client (AFRC) a décerné la palme « Coup de cœur du jury » à EDF pour ses « Engagements EDF & Moi » en soulignant leur caractère innovant qui favorise le dialogue et la proactivité d'EDF auprès de ses clients.

17.4.3 Synthèse des indicateurs environnementaux et sociaux

17.4.3.1 Indicateurs économiques

Unité	Périmètre ⁽¹⁾						Réf. GRI ⁽²⁾
	2014	2013	2012	2014	2013	2012	
Indicateurs économiques							
Montant des indemnités versées ou à verser suite à une décision judiciaire en matière d'environnement	k€	30	8,1	6,9	1	1	1
Management							
Dépenses de protection de l'environnement		3 043	2 924	3 465			
<i>dont dotations aux provisions</i>	M€	1 996	1 901	2 465	1	1	1
Management de l'environnement (% du chiffre d'affaires consolidé Groupe couvert par une certification ISO 14001)	%	98 ⁽³⁾	95 ⁽³⁾	98 ⁽³⁾	2	2	2

(1) Périmètre 1 : EDF.

Périmètre 2 : groupe EDF.

(2) GRI : Global Reporting Initiative, version 3.

(3) Incluant les sociétés non intégrées dans le certificat Groupe.

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

17.4.3.2 Indicateurs environnementaux

	Unité	Périmètre ⁽²⁾						Réf. GRI	
		2014	2013 retraité ⁽¹⁾	2013	2012	2014	2013		2012
Combustibles & matières premières – consommation de combustibles									
Combustible nucléaire chargé en réacteur	t	1 272	s. o.	1 205	1 096	1	1	1	EN 1
Charbon	kt	18 151	23 644	25 314	24 277	2	2	2	EN 1
Fioul lourd	kt	833	870	885	1 098	2	2	2	EN 1
Fioul domestique	kt	345	372	329	317	2	2	2	EN 1
Gaz naturel ⁽³⁾	10 ⁶ m ³ /GWh	95 340	103 131	8 842	9 290	2	2	2	EN 1
Gaz industriel ⁽³⁾	10 ⁶ m ³ /GWh	474	8 018	797	842	2	2	2	EN 1
Eau⁽⁴⁾ – matières premières consommées provenant de sources externes à l'entreprise									
Eau de refroidissement prélevée	10 ⁹ m ³	49,8	50,8	53,9	54,8	2	2	2	EN 8
dont la part eau douce	10 ⁹ m ³	18,1	17,7	18,3	28,0	2	2	2	EN 8
dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)	10 ⁹ m ³	5,8	6,1	8,4		2	2	2	
Eau de refroidissement restituée	10 ⁹ m ³	49,3	50,3	53,4	54,2	2	2	2	EN 21
dont la part eau douce	10 ⁹ m ³	17,6	17,4	18,0	27,5	2	2	2	EN 21
dont la part eau saumâtre (ou d'estuaire)	10 ⁹ m ³	5,8	6,1	8,4		2	2	2	
Air – émissions de gaz									
Émissions totales de CO ₂ , dues à la production d'électricité et de chaleur (incluant les installations non soumises à quotas) *	Mt	64,3	79,3	80,6	79,8	2	2	2	EN 16
Émissions de SO ₂	kt	82,5	113,6	134,3	137,8	2	2	2	EN 20
Émissions de NO _x	kt	117,6	169,9	171,7	182,2	2	2	2	EN 20
Poussières	t	5 205	7 761	7 246	6 968	2	2	2	EN 20
Particules (PM ₁₀) – EDF	t	1 189	s. o.	2 602	1 745	1	1	1a	EN 21
Particules (PM ₁₀) – Groupe	t	3 374	n. c.	n. c.	n. c.	2	n. c.	n. c.	EN 21
Mercuré – EDF	t	0,07	s. o.	0,16	0,16	1	1	1a	EN 21
Mercuré – Groupe	t	0,27	n. c.	n. c.	n. c.	2	n. c.	n. c.	EN 21
Émissions de CH ₄	kt éq. CO ₂	32,3	34,4	38,2	40,5	2	2	2	EN 16
Émissions de N ₂ O	kt éq. CO ₂	274,3	313,1	349,0	329,8	2	2	2	EN 16
Émissions de SF ₆ – EDF	kt éq. CO ₂	64,2	s. o.	71,6	83,8	1	1	1	EN 16
Émissions de SF ₆ – EDF + ERDF	kt éq. CO ₂	72,5	s. o.	78,9	93,3	1b	1b	1b	EN 16
Émissions de SF ₆ – Groupe	kt éq. CO ₂	82,1	94,1	95,2	109,8	2	2	n. c.	EN 16
Déchets conventionnels									
Déchets dangereux	t	82 504	63 978	68 443	64 598	2	2	2	EN 22
Déchets non dangereux	t	409 245	326 975	354 554	321 789	2	2	2	EN 22
Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation	t	392 815	293 752	294 378	253 412	2	2	2	EN 22
Cendres produites	kt	3 062	3 859	3 860	3 816	2	2	2	EN 22
Énergie									
Énergies renouvelables : quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)	GWh	18 811	17 692	17 198	15 583	2	2	2	EN 6
Consommation directe d'énergie, répartie par source primaire									
Consommations internes, électricité de pompage	TWh	8,0	s. o.	7,0	6,7	1	1	1	EN 3
Consommations internes, électricité	TWh	22,1	s. o.	22,1	22,5	1	1	1	EN 3

n. c. : non communiqué ; s. o. : sans objet.

(1) Données Groupe retraitées pro forma 2014 (voir section 17.4.5.1 (« Périmètre de reporting »)).

(2) Périmètre 1 : EDF.

Périmètre 1a : EDF France continentale.

Périmètre 1b : EDF + ERDF.

Périmètre 2 : Groupe EDF.

(3) En 2012 et 2013, donnée publiée en 10⁶ m³ ; pour 2014 et 2013 retraité, donnée publiée en GWh PCI.

(4) En 2012, les eaux saumâtres (ou d'estuaires) sont incluses dans les eaux douces.

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

Indicateurs nucléaires – EDF

	Unité	2014	2013	2012	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau⁽¹⁾					
Carbone 14	GBq/réact.	12,8	12,5	12,6	EN 21
Tritium	TBq/réact.	17,5	18,6	19,0	EN 21
Rejets d'activité dans l'air⁽¹⁾					
Carbone 14	TBq/réact.	0,17	0,17	0,17	EN 20
Tritium	TBq/réact.	0,50	0,49	0,59	EN 20
Combustible					
Combustible nucléaire usé évacué	t	1 124	1 099	1 075	EN 24
Déchets nucléaires de déconstruction					
Déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA)	m ³	2 580	1 214	2 060	EN 24
Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité (FMA)	m ³	659	513	179	EN 24
Déchets nucléaires d'activité					
Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité	m ³ /TWh	7,6	8,7	7,3	EN 24
Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à vie courte	m ³ /TWh	15,4	19,0	20,7	EN 24
Déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie longue	m ³ /TWh	0,88	0,86	0,88	EN 24

(1) Les rejets d'activité dans l'air et dans l'eau d'EDF en France font l'objet de mesures continues.

Les données publiées correspondent :

- à une donnée mesurée, pour le tritium, sur la période de décembre N - 1 à novembre N ;
- à une donnée calculée à partir de la production, pour le carbone 14, de décembre N - 1 à novembre N.

Indicateurs nucléaires – EDF Energy

	Unité	2014	2013	2012	Réf. GRI
Rejets d'activité dans l'eau					
Tritium – réacteur AGR (<i>Advanced Gas-cooled Reactor</i>)	TBq/réact.	129	150	135,7	EN 21
Tritium – réacteur PWR (<i>Pressurised Water Reactor</i>)	TBq/réact.	67	41	44	EN 21
Rejets d'activité dans l'air					
Carbone 14 – réacteur AGR	TBq/réact.	0,64	0,67	0,71	EN 20
Carbone 14 – réacteur PWR	TBq/réact.	0,26	0,20	0,30	EN 20
Tritium – réacteur AGR	TBq/réact.	0,66	0,59	0,68	EN 20
Tritium – réacteur PWR	TBq/réact.	0,92	0,80	0,80	EN 20
Combustible					
Uranium évacué	t	193	177	216	EN 24
Déchets nucléaires					
Déchets radioactifs à Faible Activité évacués	m ³	452	655	698	EN 24
Déchets radioactifs à Moyenne Activité générés	m ³	178	178	161	EN 24

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

17.4.3.3 Indicateurs sociaux

Groupe EDF	Unité	2014	2013	2012	Réf. GRI
Effectif au 31/12 & répartition ⁽¹⁾					
EDF + ERDF	Nombre	111 040	109 754	107 333	LA 1
Total groupe EDF *	Nombre	158 161	158 467	159 740	LA 1
Répartition des salariés par âge					
Salariés de moins de 25 ans *	%	9	8	8	
Salariés de 25 à 35 ans *	%	27	25	23	
Salariés de 36 à 45 ans *	%	25	25	25	
Salariés de 46 à 55 ans *	%	30	32	34	
Salariés de 56 ans et plus *	%	10	10	10	
Répartition des salariés par zone géographique (selon siège social)					
France	Nombre	132 107	129 492	129 328	
<i>dont Dalkia ⁽²⁾</i>	Nombre	14 207	13 056	15 964	
Royaume-Uni	Nombre	15 727	16 190	16 178	
Italie	Nombre	4 955	5 175	5 210	
Autres pays européens	Nombre	5 207	6 114	7 503	
Autres international	Nombre	165	1 496	1 521	
Nombre de cadres	Nombre	44 539	42 327	40 355	LA 1
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	%	28,65	25,7	25,0	LA 13
Nombre de non-cadres	Nombre	113 622	116 140	119 385	LA 13
Égalité professionnelle					
Effectif hommes *	Nombre	116 582	116 928	118 512	LA 13
Effectif femmes *	Nombre	41 579	41 539	41 228	LA 13
Hommes cadres	Nombre	32 626	31 468	30 286	LA 13
Femmes cadres	Nombre	11 913	10 859	10 069	LA 13
Embauches/départs					
Embauches	Nombre	10 385	10 945	12 577	LA 2
Autres arrivées ⁽¹⁾	Nombre	6 628	8 027	7 499	LA 2
Départs retraite/inactivité	Nombre	4 665	4 321	4 185	LA 2
Démissions ⁽³⁾	Nombre	1 727	1 768	2 355	LA 2
Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office	Nombre	815	824	1 739	LA 2
Autres départs ⁽¹⁾	Nombre	7 963	8 424	9 304	LA 2
Rémunérations					
Rémunérations brutes totales	Millions d'euros	Note RG 10.1	7 494	7 400	
Salariés à temps partiel	Nombre	11 977	12 943	14 690	LA 1
Absentéisme					
Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)	Nombre	9,1	8,8	9,0	
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Accidents mortels	Nombre	4	4	14	LA 7
Taux de fréquence		3,1	3,1	3,8	LA 7
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	694	750	921	LA 7
Taux de gravité		0,17	0,16	0,16	
Relations professionnelles					
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives	%	91	89	88	LA 4
Formation					
Nombre total d'heures de formation	Nombre	8 915 338	8 636 882	7 631 618	
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Nombre	135 040	134 910	131 311	LA 10
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap ⁽⁴⁾	Nombre	5 086	4 645	4 519	LA 13

(1) Les entrées ou sorties de périmètre sont comptées respectivement en « Autres arrivées » et « Autres départs ».

(2) Dalkia International pour 2012 et 2013.

Dalkia France et Citelum pour 2014.

(3) Les fins de contrats particuliers (dont les alternants), quelle que soit la suite donnée, et les départs en cours de période d'essai sont comptabilisés dans « Autres départs ».

(4) Cette donnée est déclarative chez EDF Energy.

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

EDF	Unité	2014	2013	2012	Réf. GRI
Effectif au 31/12 & répartition					
Statutaires (au 31/12)	Nombre	67 567	66 561	64 838	LA 1
Non statutaires CDI	Nombre	461	434	433	LA 1
Non statutaires CDD	Nombre	4 153	4 094	3 851	LA 1
Total non statutaires	Nombre	4 614	4 528	4 284	LA 1
Effectif total	Nombre	72 181	71 088	69 122	LA 1
<i>Nombre de cadres</i>	<i>Nombre</i>	<i>30 701</i>	<i>29 595</i>	<i>28 230</i>	<i>LA 1</i>
Pourcentage de femmes dans le collège Cadres	%	27,8	26,8	26,0	LA 13
<i>Nombre de non-cadres</i>	<i>Nombre</i>	<i>41 480</i>	<i>41 493</i>	<i>40 892</i>	<i>LA 13</i>
Techniciens et agents de maîtrise	Nombre	33 531	33 410	33 084	LA 13
Agents d'exécution	Nombre	7 949	8 084	7 808	LA 13
Égalité professionnelle					
Effectif hommes	Nombre	49 524	48 991	47 852	LA 13
Effectif femmes	Nombre	22 657	22 097	21 270	LA 13
Hommes cadres	Nombre	22 175	21 650	20 884	LA 13
Femmes cadres	Nombre	8 526	7 945	7 346	LA 13
Embauches/départs					
Embauches	Nombre	4 236	4 433	4 452	LA 2
Intégration & réintégration	Nombre	230	249	261	LA 2
Autres arrivées ⁽¹⁾	Nombre	3 022	3 598	3 194	LA 2
Départs retraite / inactivité	Nombre	2 499	2 134	2 061	LA 2
Démissions	Nombre	107	109	114	LA 2
Licenciements, révocations, mises en inactivité d'office	Nombre	9	16	6	LA 2
Décès	Nombre	68	81	82	LA 2
Autres départs ⁽¹⁾	Nombre	3 713	3 725	3 709	LA 2
Heures supplémentaires					
Volume d'heures supplémentaires	En milliers	2 770	2 847	2 831	
Main-d'œuvre extérieure					
Nombre moyen mensuel d'intérimaires ⁽²⁾	Nombre	n. d.	1 948	1 837	LA 1
Organisation du temps de travail					
Salariés à temps plein	Nombre	64 534	62 990	60 612	LA 1
Salariés à temps partiel	Nombre	7 647	8 098	8 510	LA 1
Salariés en service continu	Nombre	6 955	6 917	6 882	LA 1
Absentéisme					
Absentéisme	%	3,7	3,8	3,8	LA 7
Heures maternité & congés familiaux / durée effective du travail	%	0,8	0,8	0,7	LA 7

n. d. : non disponible.

(1) Les arrivées et départs des CDD saisonniers sont exclus du décompte.

(2) La donnée 2014 n'est pas disponible à la date du présent document.

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

EDF	Unité	2014	2013	2012	Réf. GRI
Conditions d'hygiène et de sécurité					
Nombre de maladies professionnelles déclarées dans l'année à la Sécurité Sociale					
		51	53	13	
Accidents mortels	Nombre	2	0	6	LA 7
Taux de fréquence		2,8	2,7	3,4	LA 7
Taux de gravité		0,14	0,14	0,15	LA 7
Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)	Nombre	284	273	333	LA 7
Rémunérations – charges de personnel – intéressement					
Rémunérations mensuelles principales					
Cadres	euros	4 334	4 327	4 308	EC 1
Techniciens et agents de maîtrise	euros	2 608	2 615	2 612	EC 1
Agents d'exécution	euros	1 864	1 870	1 877	EC 1
Charges de personnel	Millions d'euros	6 408	6 366	6 113	EC 1
Montant moyen de l'intéressement par salarié	euros	1 980	1 820	1 820	EC 1
Relations professionnelles					
Nombre d'accords collectifs signés (France)	Nombre	3	8	8	HR 5
Pourcentage d'employés couverts par des conventions collectives ⁽³⁾	%	93	93	94	LA 4
Formation					
Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation	Nombre	63 252	62 074	58 899	LA 10
Emploi et insertion des travailleurs en situation de handicap					
Nombre d'employés en situation de handicap	Nombre	2 093	1 946	1 842	LA 13
Nombre de travailleurs en situation de handicap embauchés	Nombre	112	110	124	LA 13
Œuvres sociales					
Budget des Comités (montant comptabilisé au titre du 1 %)	Millions d'euros	199	205	196	

(3) Les employés d'EDF ne dépendent pas d'une convention collective au sens de la loi mais du statut des Industries électriques et gazières.

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

17.4.4 Rapport d'assurance des Commissaires aux comptes

Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées figurant dans le rapport de gestion, tel qu'inclus dans le document de référence.

Exercice clos le 31 décembre 2014

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société Électricité de France SA (ci-après la « Société ») désigné organisme tiers indépendant, accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1048¹, nous vous présentons notre rapport sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées présentées dans le rapport de gestion inclus au chapitre 17 du document de référence (ci-après les « Informations RSE »), établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014 en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce.

Responsabilité de la Société

Il appartient au Conseil d'administration d'établir un rapport de gestion comprenant les Informations RSE prévues à l'article R. 225-105-1 du Code de commerce, conformément aux référentiels utilisés par la Société (ci-après les « Référentiels »), dont un résumé figure dans le rapport de gestion inclus au document de référence dans la partie « Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales 2014 ».

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L. 822-11 du Code de commerce. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes d'exercice professionnel et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité du Commissaire aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux :

- d'attester que les Informations RSE requises sont présentes dans le rapport de gestion ou font l'objet, en cas d'omission, d'une explication en application du troisième alinéa de l'article R. 225-105 du Code de commerce (Attestation de présence des Informations RSE) ;
- d'exprimer une conclusion d'assurance modérée sur le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément aux Référentiels (Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE).
- d'exprimer, à la demande de la Société, une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les informations sélectionnées par la Société et identifiées par le signe * dans le chapitre 17 du document de référence ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère, conformément aux Référentiels.

Nos travaux ont été effectués par une équipe de 14 personnes entre octobre 2014 et février 2015 pour une durée d'environ 15 semaines. Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos experts en matière de RSE.

Nous avons conduit les travaux décrits ci-après conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, et à l'arrêté du 13 mai 2013 déterminant les modalités dans lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission et, concernant l'avis de sincérité et l'attestation d'assurance raisonnable, à la norme internationale ISAE 3000².

1. Attestation de présence des Informations RSE

Nous avons pris connaissance, sur la base d'entretiens avec les responsables des Directions concernées, de l'exposé des orientations en matière de Développement durable, en fonction des conséquences sociales et environnementales liées à l'activité de la Société et de ses engagements sociétaux et, le cas échéant, des actions ou programmes qui en découlent.

Nous avons comparé les Informations RSE présentées dans le rapport de gestion inclus au document de référence avec la liste prévue par l'article R. 225-105-1 du Code de commerce.

En cas d'absence de certaines informations consolidées, nous avons vérifié que des explications étaient fournies conformément aux dispositions de l'article R. 225-105 alinéa 3 du Code de commerce.

Nous avons vérifié que les Informations RSE couvraient le périmètre consolidé, à savoir la Société ainsi que ses filiales au sens de l'article L. 233-1 et les sociétés qu'elle contrôle au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce avec les limites précisées dans la note méthodologique présentée au paragraphe 17.4.5 du document de référence.

Sur la base de ces travaux et compte tenu des limites mentionnées ci-dessus, nous attestons de la présence dans le rapport de gestion inclus au document de référence, des Informations RSE requises.

2. Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons mené des entretiens avec une centaine de personnes responsables de la préparation des Informations RSE auprès des Directions chargées des processus de collecte des informations et, le cas échéant, responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques, afin :

- d'apprécier le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité, leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- de vérifier la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations RSE et de prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration des Informations RSE.

Nous avons déterminé la nature et l'étendue de nos tests et contrôles en fonction de la nature et de l'importance des Informations RSE au regard des caractéristiques de la Société, des enjeux sociaux et environnementaux de ses activités, de ses orientations en matière de Développement durable et des bonnes pratiques sectorielles.

1. Dont la portée est disponible sur le site www.cofrac.fr.

2. ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information.

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

Pour les Informations RSE que nous avons considérées les plus importantes¹ :

- au niveau de l'entité consolidante, nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour corroborer les informations qualitatives (organisation, politiques, actions), nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les informations quantitatives et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des données et nous avons vérifié leur cohérence et leur concordance avec les autres informations figurant dans le rapport de gestion ;
- au niveau d'un échantillon représentatif d'entités et de Directions que nous avons sélectionnées² en fonction de leur activité, de leur contribution aux indicateurs consolidés, de leur implantation et d'une analyse de risque, nous avons mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures et mis en œuvre des tests de détail sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives. L'échantillon ainsi sélectionné représente 69 % des effectifs et entre 17 % et 100 % des informations quantitatives environnementales.

Pour les autres Informations RSE consolidées, nous avons apprécié leur cohérence par rapport à notre connaissance de la Société.

Enfin, nous avons apprécié la pertinence des explications relatives, le cas échéant, à l'absence totale ou partielle de certaines informations.

Nous estimons que les méthodes d'échantillonnage et tailles d'échantillons que nous avons retenues en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus. Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnages ainsi que des autres limites inhérentes au fonctionnement de tout système d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative dans les Informations RSE ne peut être totalement éliminé.

Conclusion

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées de manière sincère, conformément aux Référentiels.

3. Attestation d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations RSE

Nature et étendue des travaux

Concernant les informations sélectionnées par la Société³ et identifiées par le signe *, nous avons mené des travaux de même nature que ceux décrits dans le paragraphe 2 ci-dessus pour les informations RSE considérées les plus importantes mais de manière plus approfondie, en particulier en ce qui concerne le nombre de tests.

L'échantillon sélectionné représente ainsi 69 % des effectifs et 51 % des émissions de CO₂.

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les informations sélectionnées par la Société et identifiées par le signe *.

Conclusion

À notre avis, les informations sélectionnées par la Société et identifiées par le signe * sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément aux Référentiels.

Neuilly-sur-Seine, le 18 mars 2015
L'un des Commissaires aux comptes,
Deloitte & Associés



Patrick E Suissa
Associé, Audit



Florence Didier-Noaro
Associée, Sustainability Services

1. Se référer à l'annexe 1 du présent rapport.
2. Se référer à l'annexe 2 du présent rapport.
3. Se référer à la liste des informations faisant l'objet d'une assurance raisonnable présentée dans l'annexe 1 du présent rapport.

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

Annexe 1 Informations RSE considérées comme les plus importantes

Informations quantitatives sociales faisant l'objet d'une assurance raisonnable

- Effectif au 31.12.2014 – total Groupe EDF
- Répartition des salariés par âge
- Effectif hommes
- Effectif femmes

Informations quantitatives sociales faisant l'objet d'une assurance modérée

- Hommes cadres
- Femmes cadres
- Pourcentage de femmes dans le collège Cadres
- Embauches
- Autres arrivées
- Départs retraite / inactivité
- Démissions
- Licenciements – révocations – mises en inactivité d'office
- Autres départs
- Nombre de jours moyen d'absence (maladie + accident)
- Accidents mortels
- Taux de fréquence
- Accidents du travail (avec arrêt d'un jour ou plus)
- Taux de gravité
- Nombre total d'heures de formation
- Nombre de salariés ayant bénéficié d'une formation
- Nombre d'employés en situation de handicap

Informations quantitatives environnementales faisant l'objet d'une assurance raisonnable

- Émissions totales de CO₂, dues à la production d'électricité et de chaleur (incluant les installations non soumises à quotas)

Informations quantitatives environnementales faisant l'objet d'une assurance modérée

- Combustibles & matières premières – consommation de combustibles :
 - Charbon
- Eau – matières premières consommées provenant de sources externes à l'entreprise :
 - Eau de refroidissement prélevée
 - Eau de refroidissement prélevée, dont la part eau douce
 - Eau de refroidissement restituée
 - Eau de refroidissement restituée, dont la part eau douce
- Air – émissions de gaz :
 - Émissions de SO₂
 - Émissions de NO_x
 - Poussières
 - Émissions de SF₆

- Déchets conventionnels :
 - Déchets dangereux
 - Déchets non dangereux
 - Déchets industriels conventionnels valorisés ou évacués en vue de valorisation
 - Cendres produites
- Énergie :
 - Énergies renouvelables : quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables (hors hydraulique)
- Indicateurs nucléaires – EDF :
 - Rejets d'activité dans l'air – Carbone 14
 - Rejets d'activité dans l'air – Tritium
 - Rejets d'activité dans l'eau - Carbone 14
 - Rejets d'activité dans l'eau – Tritium
 - Combustible nucléaire évacué
 - Déchets nucléaires de déconstruction :
 - Déchets radioactifs de Très Faible Activité évacués (TFA)
 - Déchets radioactifs de Faible et Moyenne Activité évacués (FMA)
 - Déchets nucléaires d'activité :
 - Déchets radioactifs solides de Très Faible Activité
 - Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à vie courte
 - Déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie longue
- Indicateurs nucléaires – EDF Energy :
 - Rejets d'activité dans l'eau – Tritium – réacteur AGR (*Advanced Gas-cooled Reactor*)
 - Rejets d'activité dans l'eau – Tritium – réacteur PWR (*Pressurised Water Reactor*)
 - Rejets d'activité dans l'air – Carbone 14 – réacteur AGR
 - Rejets d'activité dans l'air – Carbone 14 – réacteur PWR
 - Rejets d'activité dans l'air – Tritium – réacteur AGR
 - Rejets d'activité dans l'air – Tritium – réacteur PWR
 - Uranium évacué
 - Déchets radioactifs à Faible Activité évacués
 - Déchets radioactifs à Moyenne Activité générés

Informations qualitatives sociales revues au niveau Groupe

- Paragraphe « Garantir les meilleures conditions de santé et de sécurité au travail »
- Paragraphe « Le développement des compétences : préparer l'avenir »
- Paragraphe « Sensibilisation et formation des *managers* et des salariés au Développement durable »
- Paragraphe « Rémunération et protection sociale : un employeur attractif »

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

Informations qualitatives environnementales revues au niveau Groupe

- Paragraphe « Pilotage et prévention des risques environnementaux »
- Paragraphe « La R&D au service du Développement durable »
- Paragraphe « Les investissements dans les nouvelles énergies renouvelables »
- Paragraphe « La recherche, enjeux d’avenir pour les énergies renouvelables »
- Paragraphe « Stratégie d’adaptation au changement climatique »
- Paragraphe « Ville et territoire durables »
- Paragraphe « Protection de la biodiversité »
- Paragraphe « Partenariats biodiversité »
- Paragraphe « Impact sur eau »

Informations qualitatives sociétales revues au niveau Groupe

- Paragraphe « Matrice de matérialité : prioriser les actions »
- Paragraphe « La gouvernance » au sein du paragraphe du pilotage de Développement durable
- Paragraphe « Dispositifs de dialogue avec les parties prenantes »
- Paragraphe « Contribution au développement économique et social des territoires »
- Paragraphe « Une contribution forte au développement des territoires par l’insertion professionnelle »
- Paragraphe « Relations avec les fournisseurs et achats responsables »
- Paragraphe « La sous-traitance responsable : une réalité »
- Paragraphe « Prévention de la corruption » au sein du paragraphe « Éthique et transparence vis-à-vis des parties prenantes »

Annexe 2 Entités sélectionnées

Entités sélectionnées au sein d’EDF

- Agence RH de Nantes
- Agence RH de Toulouse
- Agence RH de Guadeloupe
- Centre nucléaire de production d’électricité de Belleville
- Centre nucléaire de production d’électricité de Golfech
- Centre nucléaire de production d’électricité de Gravelines
- Centrale nucléaire en déconstruction de Chinon A
- Centre de production thermique de Vitry
- Centrale de production thermique de La Maxe
- Centrale de production thermique de Cordemais
- Centrale de production thermique de Jarry Nord
- Division Production et Ingénierie Hydraulique
- Division Production Nucléaire – Unité d’ingénierie d’exploitation
- Division Combustible Nucléaire – DCN
- Division Production Nucléaire – Unité technique opérationnelle
- Division Ingénierie Nucléaire – Centre d’ingénierie de déconstruction et environnement

Entités sélectionnées au sein d’ERDF

- Unité formation
- Direction Régionale d’Auvergne
- Direction Régionale de Bretagne
- Direction Régionale de Normandie
- Unité service régionale de Manche – Mer du Nord

Entité sélectionnée au sein d’EDF Polska

- Site ERSA

Entités sélectionnées au sein d’EDF Energy

- *Combined Cycle Gas Turbine of West Burton*
- *Coal fired power plant of West Burton*
- *Nuclear power plant of Torness*
- *Nuclear power plant of Hunterston B*
- *HR center of Crawley*

Entités sélectionnées au sein de Tiru

- Tiru Canada

Entités sélectionnées au sein d’EDF Énergies Nouvelles

- EDF Renewable Energy
- Bioenergia

Entités sélectionnées au sein de Dalkia

- Site d’Évry
- Site d’Enerlis

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

17.4.5 Éléments méthodologiques sur les données environnementales et sociales

17.4.5.1 Périmètre de reporting

Principes

Le périmètre couvert par le processus de *reporting* (indicateurs économiques, environnementaux et sociaux) correspond à l'ensemble du groupe EDF tel que défini par la consolidation financière. Plus précisément, ce périmètre englobe EDF et les filiales intégrées de manière globale (intégration de 100 % de la valeur des indicateurs sociaux et environnementaux). Les filiales mises en équivalence sont exclues du champ de collecte.

Le périmètre couvert par le processus de *reporting* est défini sur la base :

- du périmètre de consolidation établi par la Direction Financière ;
- de critères liés à la pertinence en termes d'impact environnemental et social des activités des filiales.

Concernant les données environnementales, certaines filiales incluses dans le périmètre financier pourront ne pas figurer dans le périmètre Développement durable en raison de leur activité ou de leur taille peu significative au regard des enjeux environnementaux. Les critères de sélection sont :

- activités industrielles (production, distribution et transport) significatives en termes d'impacts environnementaux ;
- entités acquises depuis plus d'un an ;
- entités encore présentes dans le périmètre de consolidation au 31/12/2014.

Concernant les données sociales, les critères de sélection sont :

- sociétés dont l'effectif physique est significatif en termes de ressources humaines (supérieur à 50) ;
- sociétés acquises depuis plus de six mois (sauf China Holding, exceptionnellement intégrée en 2014, dont l'effectif au 31/12/2014 est de 120 salariés).

Pour 2014, les écarts entre les périmètres de *reporting* des indicateurs sociaux et environnementaux sont les suivants :

- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs environnementaux et non par le *reporting* des indicateurs sociaux : EDF Belgium (Belgique), Figlec (Chine) ;
- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs sociaux et non par le *reporting* des indicateurs environnementaux : CHAM et Citelum (France), EDF Optima Solutions (France), EDF Paliwa (Pologne).

Pour 2013, les écarts entre les périmètres de *reporting* des indicateurs sociaux et environnementaux sont les suivants :

- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs environnementaux et non par le *reporting* des indicateurs sociaux : Dalkia Investissement (France), EDF Belgium (Belgique), Figlec (Chine) Sloe Centrale (Pays Bas) ;
- filiales prises en compte par le *reporting* des indicateurs sociaux et non par le *reporting* des indicateurs environnementaux : CHAM (France), EDF Optima Solutions (France), EDF Paliwa (Pologne).

Compte tenu des difficultés de collecte, le périmètre de *reporting* peut varier selon les indicateurs. Il est précisé pour chaque indicateur communiqué, dans le tableau de synthèse.

Évolution des périmètres

Les principaux changements de périmètre en 2014 sont :

- exclusion des sociétés Sloe Centrale, Estag, CENG, mises en équivalence en application de la norme IFRS 11 ;
- intégration de Dalkia en France (à 100 %), à compter du 1^{er} janvier 2014 pour les données environnementales et à compter du 1^{er} juillet pour les données sociales ;
- déconsolidation de Dalkia International et de Dalkia Investissement.

Les principaux changements de périmètre en 2013 sont :

- déconsolidation de SSE ;
- intégration des sociétés EDF Trading et EDF PEI dans le *reporting* environnemental ;
- intégration de Dalkia International sur l'ensemble de l'année 2013 (arrêt des comptes financiers au 28 octobre 2013).

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

Entités présentes dans le périmètre de consolidation au 31/12/2014 :

		Périmètre indicateurs environnementaux	Périmètre indicateurs sociaux
France	Électricité de France	X	X
	ERDF	X	X
	EDF PEI	X	X
Autres activités	Électricité de Strasbourg	X	X
	Tiru	X	X
	Socodei	X	X
	EDF Énergies Nouvelles	X	X
	Dalkia	X	X
	Citelum		X
	EDF Trading	X	X
	CHAM		X
	EDF Optimal Solutions		X
	Royaume-Uni	EDF Energy	X
Italie	Edison	X	X
	Fenice	X	X
Autre International	EDF Luminus (Belgique)	X	X
	EDF Belgium (Belgique)	X	
	EDF Polska (Pologne)	X	X
	Kogeneracja (Pologne)	X	X
	Zielona Gorá (Pologne)	X	X
	EDF Paliwa (Pologne)		X
	EDF Démász (Hongrie)	X	X
	BE ZRt (Hongrie)	X	X
	EDF Norte Fluminense (Brésil)	X	X
	Figlec (Chine)	X	
	Meco (Vietnam)	X	X

Retraitement des données historiques

Pour faciliter l'analyse des variations entre 2013 et 2014, les données environnementales 2013 sont publiées pro forma, selon les modalités ci-dessous :

- exclusion des sociétés mises en équivalence en 2014, en application de la norme IFRS 11 ;
- exclusion des données 2013 de Dalkia International et Dalkia Investissement ;
- intégration à 100 % des données 2013 de Dalkia en France.

17.4.5.2 Précisions sur les données environnementales

L'élaboration des données environnementales de ce rapport s'appuie sur des fiches descriptives et méthodologiques. Il s'agit du référentiel de reporting du Groupe en vigueur en 2014. L'ensemble des indicateurs relatifs aux consommations et aux émissions sont liés au processus de production d'électricité et de chaleur et aux activités d'hydrocarbures.

Précisions sur les indicateurs relatifs à l'eau prélevée et restituée

Les indicateurs relatifs à l'eau de refroidissement comprennent l'eau prélevée et restituée en rivière, en mer et en nappes phréatiques. Pour les CNPE situés en bord de mer et pour les centrales thermiques, les quantités d'eau de refroidissement prélevées/restituées sont calculées sur la base des temps de fonctionnement et des débits nominaux des pompes.

Cet indicateur n'est pas collecté par EDF RE, filiale d'EDF Énergies Nouvelles aux États-Unis, et certains sites d'EDF Fenice.

Précisions sur les émissions dans l'air

Les émissions de CO₂, SO₂, N₂O, NO_x et CH₄ des centrales thermiques du groupe EDF sont mesurées ou calculées sur la base des analyses des combustibles ou sur la base de facteurs d'émissions standards. Elles couvrent toutes les phases de production d'électricité, y compris les phases de démarrage et d'arrêt de tranches. Les émissions de CO₂ et CH₄ des barrages ne sont pas incluses dans le calcul de l'indicateur.

Les émissions de SF₆ du Groupe sont calculées, en priorité, sur la base d'un bilan de masse des bouteilles de SF₆ ou à défaut par un taux de fuite nominal annuel égal maximum à 2 % du volume de SF₆ contenu dans les appareils.

La société MECO ne collecte pas l'ensemble de ses émissions atmosphériques, sans impact significatif à l'échelle du Groupe.

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

Précisions sur les déchets conventionnels

Les données relatives aux déchets conventionnels ont été obtenues sur la base des informations disponibles à la date de clôture concernant les quantités évacuées et les filières d'élimination. Les données reportées n'intègrent pas :

- l'intégralité des déchets industriels conventionnels de Dalkia et EDF Énergies Nouvelles et de certains sites opérationnels d'EDF Fenice ;
- la part des quantités de déchets industriels conventionnels valorisés au sein des filiales polonaises et de la région Asie-Pacifique.

Les déchets des chantiers de construction et de déconstruction sont pris en compte dans le présent reporting lorsque leur gestion relève de la responsabilité du groupe EDF.

Ne sont en revanche pas pris en compte les déchets dont la gestion relève de la responsabilité des prestataires. En cas de construction par exemple, les déchets de chantiers sont de façon générale sous la responsabilité du constructeur (emballages de transport, chutes de produits, pots de peintures...).

Concernant ERDF, le reporting des déchets est réalisé sur une année glissante, du 1^{er} novembre N - 1 au 31 octobre N. Les poteaux bois sont désormais inclus au reporting. Les poteaux béton sont exclus, car l'organisation actuelle du reporting ne permet pas un suivi adéquat. Un plan d'actions est en cours pour renforcer l'exhaustivité de la collecte.

Précisions sur les déchets nucléaires

Concernant EDF

Les indicateurs relatifs aux « déchets radioactifs de Très Faible Activité (TFA) issus de la déconstruction » et aux « déchets TFA d'activité » comprennent :

- le volume réel des déchets destinés directement au Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (Cires) ;
- le volume des déchets envoyés à l'unité de fusion de Centraco, pondéré par un ratio estimé, calculé annuellement sur la base de retour d'expérience de Socodei sur plusieurs années, pour obtenir la part de déchets TFA expédiés en dernier lieu au Cires.

Néanmoins, depuis l'arrêt de la centrale de fusion en 2011, seuls les déchets directement destinés au Cires sont reportés.

Les volumes de déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (« FMA ») (Déchets FMA issus de la déconstruction et déchets FMA d'activité) correspondent aux volumes de déchets qui sont à terme stockés sur le centre de l'Aube (après traitement le cas échéant, compactage des fûts, incinération, fusion, etc.). Le volume de déchets engendré par un reconditionnement de déchets produits et conditionnés au cours d'exercices antérieurs n'est pas comptabilisé.

L'indicateur « Déchets radioactifs solides de Faible et Moyenne Activité à vie courte produits par les réacteurs en exploitation » ne tient pas compte des déchets de maintenance exceptionnelle (couvercles de cuve, générateurs de vapeur).

Pour l'indicateur « Déchets radioactifs solides de Haute et Moyenne Activité à Vie longue », le conditionnement des déchets est pris en compte dans le calcul.

Compte tenu des contraintes techniques liées aux opérations de traitement, les colis sont produits environ 10 ans après que les combustibles ont effectivement généré les déchets. Ainsi, l'indicateur est une estimation qui repose sur la pérennité des pratiques actuelles en matière de conditionnement des déchets à vie longue et qui projette sur l'avenir proche le ratio de conditionnement actuel (nombre de colis réalisés effectivement suite au traitement d'une tonne de combustible). Ce ratio dépend essentiellement des mélanges effectués pour optimiser les opérations et est une combinaison :

- pour les déchets directement issus des combustibles usés : de facteurs issus de l'inventaire national des matières et déchets radioactifs réalisé par l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA) ;

- pour les déchets non issus directement du combustible (grappes de commande...) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : sur la base d'un retour d'expérience.

Concernant EDF Energy

Les données relatives à l'indicateur « Déchets radioactifs de Moyenne Activité » des activités nucléaires d'EDF Energy sont fondées sur l'inventaire des déchets radioactifs produits dans l'année, établi par la *Nuclear Decommissioning Authority*. Il s'agit d'une estimation du volume annuel des déchets qui seront considérés et classifiés comme des déchets radioactifs à Moyenne Activité à la fin de vie des sites de production nucléaire. Ces estimations incluent les conditionnements qui seront nécessaires pour assurer le transport des déchets hors des sites. L'ensemble des déchets radioactifs de moyenne activité sont entreposés sur les sites de production nucléaire dans l'attente d'une décision nationale sur leur traitement final.

Les « Déchets radioactifs de Faible Activité » incluent les dessicants qui sont expédiés en traitement sous forme de déchets de Moyenne Activité conformément à la réglementation en vigueur.

Précisions sur les rejets d'activité

Les rejets d'activité dans l'air et dans l'eau d'EDF en France font l'objet de mesures continues. Les données publiées correspondent :

- à une donnée mesurée pour le tritium, sur la période de décembre N - 1 à novembre N ;
- à une donnée calculée à partir de la production, pour le carbone 14, de décembre N - 1 à novembre N.

Précisions sur la quantité d'électricité et de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables

Pour Dalkia, les parts d'électricité et de chaleur produites à partir d'énergies renouvelables sont estimées au prorata des quantités d'électricité et de chaleur produites.

Précisions sur les dépenses environnementales

Les dépenses de protection de l'environnement sont des dépenses déclarées par les différentes entités d'EDF.

La définition retenue des dépenses de protection de l'environnement est issue de la recommandation du Conseil national de la comptabilité du 21 octobre 2003 (elle-même issue de la recommandation européenne du 30 mai 2001). Les dépenses environnementales sont les dépenses supplémentaires identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que l'entreprise a occasionnés ou pourrait occasionner par ses activités, à l'environnement.

Ces coûts sont liés, entre autres :

- à l'élimination des déchets et aux efforts entrepris pour en limiter la quantité ;
- à la lutte contre la pollution des sols, des eaux de surface et des eaux souterraines ;
- à la préservation de la qualité de l'air et du climat ;
- à la réduction des émissions sonores ;
- à la protection de la biodiversité et du paysage ;
- à la déconstruction de centrales.

L'évaluation porte sur des coûts hors taxes répartis sur trois postes principaux :

- les dépenses d'exploitation (y compris les études relevant de dépenses d'exploitation), hors les dépenses ayant précédemment fait l'objet d'une provision ;
- les dépenses d'investissement (y compris les études afférentes) ;
- les dotations aux provisions, y compris les charges d'actualisation.

Résultats sociaux et environnementaux et rapport des Commissaires aux comptes, désignés organisme tiers indépendant, sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées 2014

17.4.5.3 Précisions sur les données sociales

Depuis 2011, la population considérée dans la collecte est l'ensemble des salariés ayant un contrat de travail non suspendu avec une des sociétés du Groupe.

Précision sur le calcul des effectifs et mouvements

L'effectif comprend des salariés qui sont co-employés par EDF et GDF Suez. Ainsi, un employé travaillant à 50 % pour EDF est compté pour 0,5 dans l'effectif publié.

Les variations de périmètre d'entités consolidées ne sont pas complètement prises en compte dans les entrées/sorties par des filiales du Groupe, ce qui est le principal motif d'écart entre l'effectif 2014 reporté et l'effectif recalculé à partir de l'effectif 2013 et des entrées/sorties.

Les indicateurs « Autres arrivées » et « Autres départs » comprennent notamment :

- les mouvements entre sociétés du Groupe ;
- les mouvements des effectifs bénéficiant du statut des Industries électriques et gazières, conformément à une convention sectorielle (statut des IEG) ;
- les mouvements de certaines catégories de salariés, notamment les alternants, les médecins et les personnels mis à disposition d'organismes externes.

Ces mouvements ne sont donc pas comptabilisés dans les embauches, démissions ou licenciements.

L'indicateur « Autres arrivées » publié en 2013 intègre les effectifs de filiales polonaises fusionnées en cours d'année au sein d'EDF Polska.

Précision sur le calcul de l'absentéisme

EDF prend en compte, dans son calcul de l'absentéisme, les absences correspondant aux motifs suivants : les absences pour maladie, les absences pour accident du travail et de trajet ainsi que les absences diverses telles que les absences non rémunérées et les absences injustifiées, notamment. Les absences relatives aux activités sociales et syndicales, les congés de préretraite et les absences maternelles sont exclus. Le nombre d'heures travaillées pris en compte pour le calcul du taux d'absentéisme est le nombre d'heures théoriques travaillées.

Au niveau Groupe, l'indicateur « nombre de jours moyen d'absences » est la somme des absences pour maladies, décomptées en jours ouvrés au prorata du temps de travail des salariés, et des absences dues aux accidents du travail, décomptées en jours calendaires.

En 2014, le nombre de jours d'absences est rapporté à l'effectif physique au 31/12/2014 pour toutes les filiales sauf Dalkia et Citelum, présentes 6 mois en 2014, pour lesquelles l'effectif moyen payé a été retenu.

Précision sur les indicateurs d'accidentologie

Pour EDF et ERDF, les données relatives au nombre d'accidents survenus au cours de l'année et au nombre de jours d'arrêt pour accident du travail sont extraites de l'outil SI RH (Sprint) ou par défaut du SI Sécurité (Ariane Web). En cas d'écart constaté entre le nombre d'accidents ou le nombre de jours d'arrêt de travail comptabilisé sous Sprint et sous Ariane Web, la règle retenue par le Groupe est de prendre en compte la donnée la plus pénalisante entre les deux systèmes.

Le taux de fréquence n'intègre pas les accidents de trajet entre le domicile et le lieu de travail. Les accidents routiers peuvent être pris en compte lorsque la législation locale les considère comme accidents de travail. Le nombre d'accidents mortels prend en compte les accidents de travail et les accidents de trajet des employés. Il n'intègre pas les accidents mortels de sous-traitants.

Précision sur les indicateurs de formation

Les formations pour lesquelles les justificatifs ne sont pas reçus à la date de clôture du *reporting* ne sont pas prises en compte.

Les données de formation des contrats de professionnalisation ne sont pas systématiquement prises en compte.

Précision sur les indicateurs de suivi des salariés en situation de handicap

Dans les pays où la réglementation n'impose pas de déclaration obligatoire du nombre d'employés en situation de handicap, la donnée reportée est communiquée sur la base des déclarations volontaires des salariés.



EDF – Marc Didier

18 Principaux actionnaires

18.1 Répartition du capital et des droits de vote

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF au 31 décembre était la suivante :

	Situation au 31/12/2014			Situation au 31/12/2013			Situation au 31/12/2012		
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote
État	1 571 433 448	84,49	84,56	1 571 433 448	84,49	84,56	1 561 222 705	84,44	84,54
Institutionnels et particuliers	254 927 584	13,70	13,72	253 337 995	13,62	13,64	251 350 774	13,59	13,61
Actionnariat salarié	31 965 255 ⁽¹⁾	1,72	1,72	33 493 009 ⁽²⁾	1,80	1,80	34 131 850 ⁽³⁾	1,85	1,85
Actions autodétenues	1 682 181	0,09	–	1 744 016	0,09	–	2 161 333	0,12	–
TOTAL	1 860 008 468	100,00	100,00	1 860 008 468	100,00	100,00	1 848 866 662	100,00	100,00

(1) Ce nombre comprend d'une part 27 443 950 actions (représentant 1,48 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part près de 4,5 millions d'actions, représentant 0,24 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(2) Ce nombre comprend d'une part 28 430 375 actions (représentant 1,53 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part près de 5,1 millions d'actions, représentant 0,27 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

(3) Ce nombre comprend d'une part 29 042 964 actions (représentant 1,57 % du capital) sur la base de la définition de l'actionnariat salarié au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce (actions détenues par les salariés et anciens salariés d'EDF au travers des FCPE « Actions EDF » du plan d'épargne Groupe EDF et du plan d'épargne Groupe EDF International). Ce nombre comprend d'autre part près de 5,1 millions d'actions, représentant 0,28 % du capital, détenues au nominatif pur ou administré, sans délai d'incessibilité ou au-delà des périodes d'incessibilité, par des actionnaires salariés ou anciens salariés.

À la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire que l'État français ne détient directement ou indirectement plus de 5 % du capital et des droits de vote.

Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle

La Société a réalisé une étude sur les titres au porteur identifiable au 31 décembre 2014, qui a permis d'analyser la répartition du capital et sa répartition géographique à cette date. Le tableau ci-après fait apparaître cette répartition au 31 décembre 2014 et au 31 décembre 2013 :

	Au 31 décembre 2014		Au 31 décembre 2013	
	Nombre d'actions détenues	% du capital	Nombre d'actions détenues	% du capital
État	1 571 433 448	84,49	1 571 433 448	84,49
Institutionnels Europe hors France	70 207 583	3,77	78 132 604	4,20
Institutionnels reste du monde	75 741 836	4,07	67 789 555	3,64
Institutionnels France	56 328 678	3,03	54 033 528	2,91
Actionnaires individuels	52 649 487	2,83	53 382 308	2,87
Actionnariat salarié	31 965 255	1,72	33 493 009	1,80
Autodétention	1 682 181	0,09	1 744 016	0,09
TOTAL	1 860 008 468	100,00	1 860 008 468	100,00

18.2 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle de la Société. En outre, conformément à l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État ne peut détenir moins de 70 % du capital d'EDF.



19 Opérations avec des apparentés

Outre les informations figurant ci-après, le détail des opérations conclues par la Société avec des parties liées au sens des normes IFRS au titre de l'exercice 2014 figure dans les notes 23 et 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit en annexe C du présent document de référence.

Relations avec l'État

Au 31 décembre 2014, l'État détenait 84,49 % du capital social et 84,56 % des droits de vote d'EDF. L'État doit, en application de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, demeurer propriétaire d'au moins 70 % de son capital. L'État dispose ainsi de la faculté, en tant qu'actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions sociales requérant l'approbation des actionnaires, et en particulier de déterminer l'issue du vote des actionnaires pour toute question relevant de la compétence de l'Assemblée générale.

Les réglementations applicables à EDF en tant qu'entreprise détenue majoritairement par l'État sont décrites à la section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »).

Les relations avec l'État sont également décrites dans la note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Relations avec GDF Suez

Le service commun aux deux filiales des groupes EDF et Gaz de France respectivement en charge de la distribution d'électricité et de gaz, ERDF et GrDF, défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie, a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des

ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage. Il n'est pas doté de la personnalité morale. Ses modalités d'organisation et de fonctionnement sont décrites à la section 6.2.2.2.4 (« Le service commun à ERDF et GrDF »).

Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement le groupe AREVA. Les transactions avec AREVA portent sur l'amont du cycle du combustible nucléaire, l'aval du cycle et sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements. Ces relations sont décrites en particulier dans les sections 4.3 (« Facteurs de dépendance »), 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et enjeux

associés »), 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France » – « Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF » et « État d'avancement du projet EPR (*European Pressurized water Reactor*) de Flamanville »), 6.2.1.1.3.6 (« La déconstruction des centrales nucléaires »), et enfin dans la note 48 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

20

Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur



EDF – Georges Blonski ▲ Marc Didier ▼



20.1 Informations financières historiques	317
Comptes de résultat consolidés	318
États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	319
Bilans consolidés	320
Tableaux de flux de trésorerie consolidés	322
Variations des capitaux propres consolidés	323
Annexe aux comptes consolidés	326
20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	429
20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes	431
20.4 Politique de distribution de dividendes	432
20.4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices	432
20.4.2 Politique de distribution, dividende majoré	432
20.4.3 Délai de prescription	432
20.5 Procédures judiciaires et arbitrages	432
20.5.1 Procédures concernant EDF	433
20.5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF	436
20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2014	439
20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale	439

20.1 Informations financières historiques

En application de l'article 28 du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2013 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 281 à 386) et 20.2 (pages 387 et 388) du document de référence 2013 du groupe EDF ;

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2012 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent, figurant respectivement au chapitre 20, sections 20.1 (pages 267 à 365) et 20.2 (pages 366 et 367) du document de référence 2012 du groupe EDF.

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale du 19 mai 2015.

Comptes consolidés au 31 décembre 2014

Comptes de résultat consolidés

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2014	2013 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7	72 874	71 916
Achats de combustible et d'énergie	8	(36 704)	(38 116)
Autres consommations externes	9	(9 181)	(8 287)
Charges de personnel	10	(11 785)	(11 291)
Impôts et taxes	11	(3 593)	(3 481)
Autres produits et charges opérationnels	12	5 668	5 358
Excédent brut d'exploitation		17 279	16 099
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading		203	14
Dotations aux amortissements		(7 940)	(7 154)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession		(157)	(227)
(Pertes de valeur)/reprises	13	(1 189)	(617)
Autres produits et charges d'exploitation	14	(212)	219
Résultat d'exploitation		7 984	8 334
Coût de l'endettement financier brut	15.1	(2 243)	(2 262)
Effet de l'actualisation	15.2	(2 996)	(2 931)
Autres produits et charges financiers	15.3	2 688	2 251
Résultat financier	15	(2 551)	(2 942)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées		5 433	5 392
Impôts sur les résultats	16	(1 839)	(1 896)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	23	179	262
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		3 773	3 758
Dont résultat net – part du Groupe		3 701	3 517
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		72	241
Résultat net part du Groupe par action en euros :	17		
Résultat par action		1,78	1,84
Résultat dilué par action		1,78	1,84

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

États du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres

	2014			2013 ⁽¹⁾		
	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
Résultat net consolidé	3 701	72	3 773	3 517	241	3 758
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – variation brute ⁽²⁾	535	–	535	656	–	656
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – effets d'impôt	(160)	–	(160)	(228)	–	(228)
Juste valeur des actifs disponibles à la vente – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	3	–	3	87	–	87
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	378	–	378	515	–	515
Juste valeur des instruments de couverture – variation brute ⁽²⁾	(1 984)	(19)	(2 003)	810	4	814
Juste valeur des instruments de couverture – effets d'impôt	427	5	432	(197)	–	(197)
Juste valeur des instruments de couverture – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(27)	–	(27)	43	–	43
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	(1 584)	(14)	(1 598)	656	4	660
Écarts de conversion des entités contrôlées	1 395	187	1 582	(548)	(78)	(626)
Écarts de conversion des entreprises associées et des coentreprises	482	–	482	(198)	–	(198)
Écarts de conversion	1 877	187	2 064	(746)	(78)	(824)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	671	173	844	425	(74)	351
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – variation brute	(4 629)	18	(4 611)	93	(17)	76
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – effets d'impôt	245	(4)	241	(58)	3	(55)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi – quote-part des entreprises associées et des coentreprises	(177)	–	(177)	18	–	18
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	(4 561)	14	(4 547)	53	(14)	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	(4 561)	14	(4 547)	53	(14)	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(3 890)	187	(3 703)	478	(88)	390
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(189)	259	70	3 995	153	4 148

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

(2) Les variations brutes de juste valeur transférées en résultat relatives aux actifs financiers disponibles à la vente et aux instruments financiers de couverture sont présentées respectivement en notes 36.2.2 et 41.4.

Bilans consolidés

ACTIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾
Goodwill	18	9 694	9 081
Autres actifs incorporels	19	8 884	7 860
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	20	50 257	48 796
Immobilisations en concessions des autres activités	21	7 851	7 450
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	22	69 392	64 561
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	23	10 989	11 479
Actifs financiers non courants	36	33 485	29 611
Autres débiteurs non courants	26	2 024	1 924
Impôts différés actifs	16.3	2 626	2 171
Actif non courant		195 202	182 933
Stocks	24	14 747	14 204
Clients et comptes rattachés	25	23 176	21 892
Actifs financiers courants	36	20 752	17 847
Actifs d'impôts courants		600	554
Autres débiteurs courants	26	8 793	7 239
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	4 701	5 096
Actif courant		72 769	66 832
Actifs détenus en vue de leur vente	46	18	1 154
TOTAL DE L'ACTIF		267 989	250 919

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 et du changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres créditeurs (voir note 2).

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013 ⁽¹⁾
Capital	27	930	930
Réserves et résultats consolidés		34 261	33 277
Capitaux propres – part du Groupe		35 191	34 207
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	27.5	5 419	4 998
Total des capitaux propres	27	40 610	39 205
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	29	42 398	40 427
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	1 297	1 182
Provisions pour avantages du personnel	31	23 060	18 381
Autres provisions	32	1 841	1 480
Provisions non courantes	28	68 596	61 470
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	33	44 346	43 454
Passifs financiers non courants	38	47 274	41 413
Autres créiteurs non courants	35	4 956	5 001
Impôts différés passifs	16.3	4 315	4 242
Passif non courant		169 487	155 580
Provisions courantes	28	5 254	4 834
Fournisseurs et comptes rattachés	34	14 864	14 157
Passifs financiers courants	38	14 184	14 647
Dettes d'impôts courants		441	1 340
Autres créiteurs courants	35	23 149	21 156
Passif courant		57 892	56 134
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	46	–	–
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		267 989	250 919

(1) Les données publiées au titre du 31 décembre 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 et du changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres créiteurs (voir note 2).

Tableaux de flux de trésorerie consolidés

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013 ⁽¹⁾
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		5 433	5 392
Pertes de valeur/(reprises)		1 189	617
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		8 981	9 245
Produits et charges financiers		1 068	1 488
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		672	369
Plus ou moins-values de cession		(1 311)	(880)
Variation du besoin en fonds de roulement	43.1	(1 041)	(1 711)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		14 991	14 520
Frais financiers nets décaissés		(1 752)	(1 719)
Impôts sur le résultat payés		(2 614)	(1 936)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		10 625	10 865
Opérations d'investissement :			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)		1 308	749
Investissements incorporels et corporels	43.2	(13 721)	(13 042)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		314	229
Variations d'actifs financiers		(294)	357
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(12 393)	(11 707)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽²⁾		355	162
Dividendes versés par EDF	27.3	(2 327)	(2 144)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(229)	(301)
Achats/ventes d'actions propres		2	4
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(2 199)	(2 279)
Émissions d'emprunts		6 894	5 158
Remboursements d'emprunts		(7 470)	(8 263)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	3 970	6 125
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	27.4	(388)	(103)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		177	171
Subventions d'investissement reçues		239	87
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		3 422	3 175
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		1 223	896
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(545)	54
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(545)	54
Incidence des variations de change		113	14
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		17	16
Incidence des reclassements		20	(23)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	37	4 701	5 096

(1) Les données publiées au titre de l'exercice 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

(2) Apports par augmentations ou réductions de capital et acquisitions d'intérêts complémentaires dans des sociétés contrôlées.

Variations des capitaux propres consolidés

	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers ⁽²⁾	Autres réserves consolidées et résultat	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<i>(en millions d'euros)</i>								
Capitaux propres au 31/12/2012	924	(33)	1 593	(1 109)	24 882	26 257	4 854	31 111
Retraitements liés au changement de méthode comptable ⁽¹⁾	–	–	–	–	–	–	262	262
Capitaux propres au 31/12/2012 retraités⁽¹⁾	924	(33)	1 593	(1 109)	24 882	26 257	5 116	31 373
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	–	–	(746)	1 171	53	478	(88)	390
Résultat net	–	–	–	–	3 517	3 517	241	3 758
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	–	–	(746)	1 171	3 570	3 995	153	4 148
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–	–	6 125	6 125	–	6 125
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–	–	(103)	(103)	–	(103)
Dividendes distribués	–	–	–	–	(2 315)	(2 315)	(297)	(2 612)
Achats/ventes d'actions propres	–	(14)	–	–	–	(14)	–	(14)
Augmentation de capital d'EDF ⁽⁴⁾	6	–	–	–	165	171	–	171
Autres variations	–	–	–	–	91	91	26	117
Capitaux propres au 31/12/2013 retraités⁽¹⁾	930	(47)	847	62	32 415	34 207	4 998	39 205
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	–	–	1 877	(1 206)	(4 561)	(3 890)	187	(3 703)
Résultat net	–	–	–	–	3 701	3 701	72	3 773
Résultat net et gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	–	–	1 877	(1 206)	(860)	(189)	259	70
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée ⁽³⁾	–	–	–	–	3 970	3 970	–	3 970
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	–	–	–	–	(388)	(388)	–	(388)
Dividendes distribués	–	–	–	–	(2 327)	(2 327)	(221)	(2 548)
Achats/ventes d'actions propres	–	6	–	–	–	6	–	6
Autres variations	–	–	–	–	(88)	(88)	383	295
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2014	930	(41)	2 724	(1 144)	32 722	35 191	5 419	40 610

(1) Les données publiées au 31 décembre 2012 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

(2) Les variations correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché, aux transferts en résultat de la variation de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente ainsi qu'aux effets des évaluations en valeur de marché des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger et aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats dénoués. Ces variations sont détaillées dans l'état du résultat net des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres.

(3) Le Groupe a émis en janvier 2014 des titres subordonnés à durée indéterminée pour 3 970 millions d'euros net des coûts de transaction (voir note 3.5).

(4) En 2013, l'augmentation de capital et la prime d'émission pour un montant total de 171 millions d'euros sont liées au paiement en actions d'une partie du solde du dividende de l'exercice 2012.

Sommaire

Annexe aux comptes consolidés

Note 1	Référentiel comptable du Groupe	327	Note 10	Charges de personnel	362
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	327	10.1	Charges de personnel	362
1.2	Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2014	327	10.2	Effectifs moyens	362
1.3	Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation	328	Note 11	Impôts et taxes	362
Note 2	Comparabilité des exercices	343	Note 12	Autres produits et charges opérationnels	363
2.1	Changement de méthodes comptables	343	12.1	Subventions d'exploitation	363
2.2	Changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres créditeurs	344	12.2	Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations	363
2.3	Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2013	345	12.3	Autres produits et charges	363
2.4	Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres de l'exercice 2013	345	Note 13	Pertes de valeur/reprises	363
2.5	Impact sur le bilan au 31 décembre 2013	346	13.1	Pertes de valeur par catégories d'immobilisations	363
2.6	Impact sur le bilan au 31 décembre 2012	348	13.2	Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur	364
2.7	Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2013	350	Note 14	Autres produits et charges d'exploitation	365
Note 3	Opérations et événements majeurs	351	Note 15	Résultat financier	366
3.1	Dalkia	351	15.1	Coût de l'endettement financier brut	366
3.2	Edison	353	15.2	Effet de l'actualisation	366
3.3	Accord avec Exelon sur CENG	354	15.3	Autres produits et charges financiers	366
3.4	EDF Energy : construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point	354	Note 16	Impôts sur les résultats	367
3.5	Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	354	16.1	Ventilation de la charge d'impôt	367
3.6	Accord entre EDF et Exeltium	354	16.2	Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)	367
3.7	Opérations et événements majeurs de l'exercice 2013	355	16.3	Variation des actifs et passifs d'impôts différés	368
Note 4	Évolutions réglementaires en France	355	16.4	Ventilation des impôts différés par nature	368
4.1	Tarifs réglementés	355	Note 17	Résultat net et résultat net dilué par action	369
4.2	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 4)	355	ACTIFS ET PASSIFS D'EXPLOITATION, CAPITAUX PROPRES	370	
4.3	Lancement du déploiement des compteurs communicants (Linky)	356	Note 18	Goodwill	370
4.4	Loi NOME et ARENH	356	18.1	Variation des goodwill	370
4.5	Projet de loi sur la transition énergétique	356	18.2	Répartition des goodwill par secteur opérationnel	370
4.6	Réforme des retraites – loi du 20 janvier 2014	356	Note 19	Autres actifs incorporels	371
Note 5	Évolutions du périmètre de consolidation	357	Note 20	Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	372
5.1	EDF Norte Fluminense	357	20.1	Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	372
5.2	Prise de participation dans Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	357	20.2	Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)	372
5.3	Cession de South Stream Transport BV	357	Note 21	Immobilisations en concessions des autres activités	373
5.4	Fusion d'entités du Groupe	357	21.1	Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités	373
5.5	Évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2013	357	21.2	Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)	373
Note 6	Informations sectorielles	358	Note 22	Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	374
6.1	Informations par secteur opérationnel	358	22.1	Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	374
6.2	Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services	360	22.2	Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)	374
COMPTE DE RÉSULTAT	361		22.3	Contrats de location-financement	375
Note 7	Chiffre d'affaires	361			
Note 8	Achats de combustible et d'énergie	361			
Note 9	Autres consommations externes	361			

Note 23	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	375	41.2	Couverture de flux de trésorerie	408
23.1	RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)	376	41.3	Couverture d'investissements nets à l'étranger	408
23.2	CENG	377	41.4	Impact des dérivés de couverture en capitaux propres	408
23.3	Alpiq	377	41.5	Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	410
Note 24	Stocks	378	Note 42	Instruments dérivés non qualifiés de couverture	410
Note 25	Clients et comptes rattachés	378	42.1	Dérivés de taux détenus à des fins de transaction	411
25.1	Créances échues/non échues	379	42.2	Dérivés de change détenus à des fins de transaction	411
25.2	Opérations de titrisations	379	42.3	Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture	412
Note 26	Autres débiteurs	379	FLUX DE TRÉSORERIE ET AUTRES INFORMATIONS		
Note 27	Capitaux propres	380			413
27.1	Capital social	380	Note 43	Flux de trésorerie	413
27.2	Actions propres	380	43.1	Variation du besoin en fonds de roulement	413
27.3	Distributions de dividendes	380	43.2	Investissements incorporels et corporels	413
27.4	Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	380	Note 44	Engagements hors bilan	413
27.5	Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	380	44.1	Engagements donnés	413
Note 28	Provisions	381	44.2	Engagements reçus	418
Note 29	Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	382	Note 45	Passifs éventuels	419
29.1	Provisions nucléaires en France	382	45.1	Assignation du Land du Bade-Wurtemberg / EnBW	419
29.2	Provisions nucléaires d'EDF Energy	387	45.2	Réseau d'Alimentation Général – rejet du pourvoi de la Commission européenne	419
Note 30	Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	389	45.3	Contrôles fiscaux	420
Note 31	Provisions pour avantages du personnel	389	45.4	Litiges en matière sociale	420
31.1	Groupe EDF	389	45.5	ERDF – contentieux avec des producteurs photovoltaïques	420
31.2	France	391	Note 46	Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	421
31.3	Royaume-Uni	394	Note 47	Actifs dédiés d'EDF	421
Note 32	Autres provisions	396	47.1	Réglementation	421
Note 33	Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	396	47.2	Composition et évaluation des actifs dédiés	421
Note 34	Fournisseurs et comptes rattachés	397	47.3	Valorisation des actifs dédiés d'EDF	422
Note 35	Autres créditeurs	397	47.4	Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2014	422
35.1	Avances et acomptes reçus	397	47.5	Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	423
35.2	Dettes fiscales	397	Note 48	Parties liées	423
35.3	Produits constatés d'avance sur contrats long terme	397	48.1	Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation	423
ACTIFS ET PASSIFS FINANCIERS	398		48.2	Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	423
Note 36	Actifs financiers courants et non courants	398	48.3	Rémunération des organes d'administration et de direction	424
36.1	Répartition entre les actifs financiers courants et non courants	398	Note 49	Environnement	425
36.2	Détail des actifs financiers	398	49.1	Droits d'émission de gaz à effet de serre	425
36.3	Prêts et créances financières	399	49.2	Certificats d'économies d'énergie	425
36.4	Variation des actifs financiers hors dérivés	400	49.3	Certificats d'énergie renouvelable	425
Note 37	Trésorerie et équivalents de trésorerie	400	Note 50	Événements postérieurs à la clôture	425
Note 38	Passifs financiers courants et non courants	401	50.1	Versement d'une rémunération aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	425
38.1	Répartition courant/non courant des passifs financiers	401	Note 51	Périmètre de consolidation	426
38.2	Emprunts et dettes financières	401	51.1	Sociétés consolidées par intégration globale au 31 décembre 2014	426
38.3	Endettement financier net	404	51.2	Société détenue sous forme d'activités conjointes au 31 décembre 2014	427
Note 39	Autres informations sur les actifs et passifs financiers	405	51.3	Sociétés consolidées par mise en équivalence au 31 décembre 2014	428
39.1	Juste valeur des instruments financiers	405	51.4	Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt au 31 décembre 2014	428
39.2	Compensation d'actifs et de passifs financiers	406			
Note 40	Gestion des risques marchés et de contrepartie	406			
Note 41	Instruments dérivés et comptabilité de couverture	407			
41.1	Couverture de juste valeur	407			

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou « la Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France.

Les comptes consolidés de la Société comprennent :

- les comptes des sociétés contrôlées par la Société, directement ou indirectement, consolidées par intégration globale ;
- les quotes-parts d'actifs, de passifs, de produits et de charges issues des partenariats qualifiés d'activités conjointes ;
- les participations dans les entreprises associées et les coentreprises, consolidées par mise en équivalence.

L'ensemble économique est désigné comme « le Groupe ».

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies.

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2014 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration qui les a arrêtés en date du 11 février 2015. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 19 mai 2015.

➤ Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les états financiers consolidés du groupe EDF au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014 sont préparés conformément aux normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 31 décembre 2014. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*), et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les données comparatives 2013 présentées dans l'annexe aux comptes consolidés sont retraitées du changement de méthode comptable lié à l'application rétrospective des normes IFRS 10 et IFRS 11 (voir note 2).

1.2 Évolutions du référentiel comptable au 31 décembre 2014

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2014 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2013, à l'exception des changements mentionnés ci-après.

1.2.1 Évolutions comptables mises en œuvre dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2014

1.2.1.1 Changement de méthode comptable – première application des normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12

Les normes IFRS 10 « États financiers consolidés », IFRS 11 « Partenariats » et IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités » ont été publiées en mai 2011. Ces normes ont été adoptées par l'Union européenne le 29 décembre 2012.

Elles ont été complétées par :

- des amendements aux normes existantes IAS 27 (2011) « États financiers individuels » et IAS 28 (2011) « Participations dans des entreprises associées et des coentreprises » ;
- des amendements aux normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12 concernant leurs « Dispositions transitoires » ;
- des amendements aux normes IFRS 10, IFRS 12 et IAS 27 concernant l'exemption de consolidation applicable aux « Entités d'investissement ».

L'ensemble de ces normes et amendements est d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2014 et appliqué de façon rétrospective conformément à IAS 8. Les impacts qui en résultent sur les comptes consolidés du Groupe sont présentés en note 2.

IFRS 10 « États financiers consolidés »

La norme IFRS 10 remplace les dispositions relatives aux états financiers consolidés qui figuraient dans la norme IAS 27 « États financiers consolidés et individuels » et dans l'interprétation SIC 12 « Consolidation – entités *ad hoc* ».

La norme IFRS 10 introduit un nouveau modèle unique de contrôle fondé sur l'appréciation du contrôle lorsque le Groupe est exposé ou qu'il a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec une entité et qu'il a la capacité d'influer sur ces rendements du fait du pouvoir qu'il détient sur celle-ci.

IFRS 11 « Partenariats »

La norme IFRS 11 remplace la norme IAS 31 « Participations dans des coentreprises » et l'interprétation SIC 13 « Entités contrôlées conjointement – apports non monétaires par des coentrepreneurs ». Cette norme définit la manière dont doit être traité un partenariat à travers lequel au moins deux parties exercent un contrôle conjoint.

Selon IFRS 11, il existe deux types de partenariats : les coentreprises et les activités conjointes.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants) ont des droits directs sur les actifs et des obligations au titre des passifs de l'entité.

En application de la norme IFRS 11, les partenariats qualifiés de coentreprises doivent être comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (la méthode de l'intégration proportionnelle n'étant plus autorisée). Chacun des coparticipants à une activité conjointe doit comptabiliser, ligne à ligne, les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités »

La norme IFRS 12 précise les informations à fournir au titre des intérêts détenus dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et/ou des entités structurées non consolidées.

1.2.1.2 Autres normes et interprétations

Les textes suivants, d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2014, n'ont pas eu d'impact sur les comptes consolidés du Groupe :

- l'amendement à la norme IAS 32 « Compensation des actifs financiers et des passifs financiers » ;
- les amendements à la norme IAS 39 « Novation de dérivés et maintien de la comptabilité de couverture » ;
- les amendements à la norme IAS 36 « Dépréciations des actifs – informations à fournir sur la valeur recouvrable des actifs non financiers ».

1.2.2 Textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire en 2014 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation

Les textes adoptés par l'Union européenne dont l'application n'est pas obligatoire en 2014 et pour lesquels le Groupe n'a pas décidé une application par anticipation sont les suivants :

- les amendements à IAS 19 « Régimes à prestations définies – cotisations des membres du personnel » ;
- l'interprétation IFRIC 21 « Droits ou taxes ».

Le Groupe estime que l'application future des amendements à IAS 19 n'aurait pas d'impact significatif sur ces comptes consolidés annuels.

L'interprétation IFRIC 21 a été publiée en mai 2013 par le Comité d'interprétation des IFRS (IFRS IC) pour clarifier le fait générateur de la provision relative à tous les droits ou taxes (*levies*) autres que les impôts sur les bénéfices. Ce texte, adopté par l'Union européenne le 13 juin 2014, sera appliqué par le groupe EDF dès le 1^{er} janvier 2015, avec application rétrospective aux comptes consolidés publiés en 2014.

Cette interprétation modifie les pratiques existantes pour les taxes annuelles dont l'exigibilité est déclenchée par le fait d'être en activité à une date spécifiée, ou par l'atteinte d'un certain seuil d'activité. Des débats sont en cours sur la nature de la contrepartie des dettes fiscales, car l'interprétation renvoie à d'autres normes pour déterminer s'il s'agit d'une charge ou d'un actif. Une vue consiste à considérer que la taxe doit être comptabilisée en charge lorsqu'elle est reconnue au passif selon IFRIC 21, car il s'agirait d'un coût administratif. Selon une vue alternative, ces taxes constituent un coût de production au sens d'IAS 2, qu'il convient donc d'intégrer au coût des ventes sur une période n'excédant pas un an, en cohérence avec le principe de rattachement des charges aux produits de la norme IAS 18 « Produit des activités ordinaires ».

Dans ce contexte, le Groupe a saisi l'IFRS IC à propos de cette diversité d'analyses sur la contrepartie du passif reconnu au titre d'IFRIC 21 pour certaines taxes sur actifs nécessaires à la production de services, et entrant dans le champ de l'interprétation (notamment les taxes liées à l'énergie et la taxe foncière en France). L'IFRS IC a décidé de ne pas trancher le débat, qui n'a pas d'effet sur les résultats annuels mais uniquement sur les résultats semestriels.

Sur la base des analyses menées à date, le Groupe estime que l'application future de l'interprétation IFRIC 21 n'aurait pas d'impact significatif sur ses comptes consolidés annuels. Dans les comptes consolidés semestriels, son application aurait en revanche pour conséquence la constatation d'un passif net significatif lié au changement de méthode de comptabilisation de certaines créances et dettes fiscales.

1.2.3 Autres textes publiés par l'IASB mais non approuvés par l'Union européenne

Les textes suivants, concernant des règles et méthodes comptables appliquées spécifiquement par le Groupe, n'ont pas encore fait l'objet d'une approbation par l'Union européenne :

- la norme IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients » ;
- la norme IFRS 9 « Instruments financiers » ;
- les amendements à IAS 16 et à IAS 38 « Clarification sur les modes d'amortissements acceptables » ;
- les amendements à IFRS 11 « Acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes » ;
- les amendements à IFRS 10 et à IAS 28 « Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et une entreprise associée ou une coentreprise ».

Sous réserves d'approbation par l'Union européenne, la norme IFRS 15 sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. Le Groupe est en cours de revue de l'ensemble des contrats significatifs avec ses clients afin d'être en mesure de déterminer l'impact potentiel de cette nouvelle norme sur la reconnaissance du chiffre d'affaires (en termes d'évaluation et de rythme de comptabilisation).

Le chiffre d'affaires du Groupe est constitué essentiellement par des produits issus des contrats de vente d'énergie et de prestations de services associées (dans certains cas sous forme d'offres groupées).

La revue en cours par le Groupe consiste à :

- analyser les contrats de vente d'énergie et de prestations de services par grandes typologies de contrats au regard des obligations de prestations identifiées dans ces contrats, valorisées et comptabilisées conformément à la norme IFRS 15 ;
- analyser au cas par cas les autres contrats de vente significatifs n'entrant pas dans une typologie particulière, notamment au regard des critères d'identification des obligations de prestations et d'allocation du prix de transaction définis par la norme IFRS 15.

Sous réserves d'approbation par l'Union européenne, la norme IFRS 9 sera d'application obligatoire aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018.

Cette norme introduit une nouvelle approche de classification de l'ensemble des actifs financiers, qui modifiera les règles de classification et d'évaluation appliquées actuellement par le Groupe en application de la norme IAS 39 « Instruments financiers : classification et évaluation ».

L'impact potentiel des autres textes est en cours d'évaluation par le Groupe.

1.3 Résumé des principales méthodes comptables et d'évaluation

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés.

1.3.1 Bases d'évaluation

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique, à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers qui sont comptabilisés à la juste valeur.

1.3.2 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Pour le cas particulier des durées d'amortissement, la stratégie industrielle du groupe EDF est d'exploiter le parc de centrales nucléaires françaises au-delà de sa durée actuelle d'amortissement comptable de 40 ans dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales et engage désormais les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « grand carénage ».

La mise en adéquation de la durée d'amortissement du parc nucléaire français avec la stratégie industrielle rappelée précédemment sera retranscrite dans les comptes consolidés du Groupe dès que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires seront réunies.

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles le Groupe a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

1.3.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une réestimation est effectuée à chaque arrêté des comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe. Si ces réestimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité sont présentées en note 29.1.5.2.

1.3.2.2 Engagement de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2014 sont détaillées en note 31. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. Le Groupe estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2014 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements, des capitaux propres ainsi que sur le résultat du Groupe. À ce titre, des analyses de sensibilité sont présentées en note 31.

1.3.2.3 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues – notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie – ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme. Compte tenu de ces sensibilités, le Groupe révisé ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour.

Ces hypothèses, propres aux sociétés du Groupe, sont décrites en note 13.

1.3.2.4 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché (contrats d'énergies essentiellement), le Groupe utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.3.2.5 Énergie en compteur et acheminement associé

Comme précisé en note 1.3.7, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3.2.6 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concession de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes-rendus annuels d'activité (voir note 1.3.13.2.1). Une approche alternative consisterait à évaluer les obligations sur la base d'une valeur actuelle des montants à décaisser pour faire face au renouvellement de ces biens à l'issue de leur durée de vie industrielle. Les effets qu'aurait eus l'adoption de cette dernière approche sur les comptes sont présentés à titre d'information dans la note 1.3.24. Quelle que soit la méthode d'évaluation retenue, l'évaluation du passif des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie et de dates de décaissements.

1.3.2.7 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.3.2.8 Intérêts détenus dans d'autres entités

Dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement.

1.3.2.9 Autres jugements

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables qui permettent d'obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

1.3.3 Méthodes de consolidation

La liste des principales filiales, entreprises associées et coentreprises est présentée en note 51.

1.3.3.1 Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influencer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

1.3.3.2 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel,

du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat.

1.3.3.3 Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants) qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

1.3.4 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs de nature ou de fonction dissemblables sont présentés séparément.

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en courant d'une part, non courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées par le Groupe sont comptabilisés au passif. Pour ceux conclus depuis le 1^{er} janvier 2010 – date de première application par le Groupe des normes IAS 27 amendée et IFRS 3 révisée –, l'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisé en capitaux propres.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les flux liés aux opérations d'exploitation sont présentés selon la méthode indirecte.

1.3.5 Méthodes de conversion

1.3.5.1 Monnaie de présentation des comptes

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros.

1.3.5.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale est retenue lorsqu'elle reflète la devise des principales transactions.

1.3.5.3 Conversion des états financiers des sociétés étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en euros de la façon suivante :

- les bilans des sociétés étrangères sont convertis en euros au taux de change à la date de clôture ;
- les comptes de résultat et les flux de trésorerie de ces mêmes sociétés sont convertis au taux de change moyen de la période ;

- les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.3.5.4 Conversion des opérations en devises

En application de la norme IAS 21, les opérations libellées en devises étrangères sont initialement converties et comptabilisées dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêts comptables, les actifs et passifs monétaires exprimés en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

1.3.6 Parties liées

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

1.3.7 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce), des revenus de raccordement et des prestations de services. Ces dernières incluent principalement des prestations de transport et de distribution de l'énergie ainsi que les enchères de capacité et d'interconnexion.

Le Groupe constate les ventes quand :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ;
- et le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (*trading*) sont comptabilisées nettes des achats.

1.3.8 Impôts sur les résultats

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IAS 32, les effets d'impôt relatifs aux distributions aux porteurs d'instruments de capitaux propres (notamment les dividendes et la rémunération versée aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée) doivent être comptabilisés conformément à ce principe général. Le Groupe considère que ces distributions sont prélevées sur les

résultats antérieurs accumulés. De ce fait, les effets d'impôts associés sont enregistrés en résultat de la période.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminé en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales. Cependant, aucun impôt différé n'est constaté pour les différences temporelles générées par :

- un goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable (perte fiscale) à la date de transaction ;
- des participations dans des filiales et entreprises associées, des investissements dans des succursales et des intérêts dans des partenariats dès lors que le Groupe contrôle la date à laquelle les différences temporelles s'inverseront et qu'il est probable que ces différences ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur, et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des actifs disponibles à la vente.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

1.3.9 Résultat net par action et résultat net dilué par action

Le résultat net par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de la période par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant la période. Ce nombre moyen pondéré d'actions en circulation est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de la période, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises durant la période.

Ce nombre ainsi que le résultat par action sont modifiés le cas échéant pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscriptions d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément à la norme IAS 33, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte en déduction du résultat net de l'année les rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

1.3.10 Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1^{er} janvier 2010 sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous.

À la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill.

Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de

l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction.

En application de la norme IFRS 10, toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres.

En cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés.

En cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise.

Les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IAS 39.

Les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation.

1.3.11 Goodwill et autres actifs incorporels

1.3.11.1 Goodwill

1.3.11.1.1 Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises », les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants :
 - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
 - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
 - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle ;
- et, d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

1.3.11.1.2 Évaluation et présentation des goodwill

Les goodwill provenant de l'acquisition de filiales sont présentés séparément au bilan. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont présentées sur la ligne « Pertes de valeur » du compte de résultat.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et coentreprises ».

Les goodwill ne sont pas amortis mais font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de pertes de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 1.3.15.

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill sont inscrits à leur coût diminué des pertes de valeur constatées.

1.3.11.2 Autres actifs incorporels

1.3.11.2.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisations incorporelles lorsque le Groupe peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ;
- et sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de développement portées à l'actif sont amorties linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.3.11.2.2 Autres actifs incorporels produits ou acquis

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des marques acquises à durée de vie indéfinie ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- des droits ou licences relatifs à des concessions d'hydrocarbures amortis selon la méthode des unités de production (*Unit of Production method*, UOP), et les dépenses d'exploration amorties au cours de l'année (voir note 1.3.11.2.3) ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable acquis à titre onéreux – voir note 1.3.27) ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions rentrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 1.3.13.2.4).

1.3.11.2.3 Activités de prospection, d'exploration et de production d'hydrocarbures

Le Groupe applique la norme IFRS 6 « Prospection et évaluation de ressources minérales ».

Les dépenses de prospection et d'exploration et les coûts engagés dans le cadre d'études géologiques, de tests d'exploration, de repérages géologiques ou géophysiques ainsi que les coûts associés aux forages exploratoires sont constatés en actifs incorporels et intégralement amortis sur l'année au cours de laquelle ils sont encourus.

Les coûts de développement associés aux puits commercialement exploitables ainsi que les investissements d'extraction et de stockage des hydrocarbures sont comptabilisés en « Immobilisations de production et autres immobilisations du domaine propre » ou en « Immobilisations en concessions des autres activités » selon qu'ils relèvent ou non d'une activité concédée.

Ils sont amortis selon la méthode des unités de production (UOP).

1.3.12 Immobilisations en concessions, immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Les immobilisations du Groupe sont présentées sur trois rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France ;
- immobilisations en concessions des autres activités ;
- immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre.

1.3.12.1 Évaluation initiale

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et, pour les installations nucléaires, le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.3.21).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en « Immobilisations corporelles ». Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Ainsi sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ;
- et, pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant :
 - le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires,
 - le coût du traitement de ce combustible,
 - et le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre.

Sont notamment concernés les coûts d'inspections majeures, qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, s'agissant d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt ».

1.3.12.2 Mode et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

■ barrages hydroélectriques	75 ans
■ matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans
■ centrales thermiques à flamme	25 à 45 ans
■ installations de production nucléaire :	
▪ France	40 ans
▪ autres pays	35 à 60 ans
■ installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation)	20 à 50 ans
■ installations éoliennes et photovoltaïques	20 à 25 ans

1.3.13 Contrats de concession

1.3.13.1 Méthodes comptables

La comptabilisation de contrats publics ou privés prend en compte la nature des contrats et leurs dispositions contractuelles spécifiques.

Pour la majeure partie de ses contrats de concessions hors production et distribution de chaleur, le Groupe considère qu'en substance, les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

1.3.13.2 Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de quatre types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État ;
- la concession du réseau public de transport, dont le concédant est l'État ;
- des concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

1.3.13.2.1 Concessions de distribution publique d'électricité

Cadre général

Depuis la loi du 8 avril 1946, le groupe EDF est le concessionnaire unique chargé par la loi de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France.

Le traitement comptable des concessions repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF puisse un jour être remis en cause.

D'une manière générale, ces contrats ont une durée de 20 à 30 ans et relèvent d'un cahier des charges type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et approuvé par les pouvoirs publics.

Constatation des actifs comme immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

Les actifs utilisés par le groupe EDF dans le cadre de contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France sont regroupés sur une ligne particulière de l'actif du bilan, quel que soit leur propriétaire (concedant ou concessionnaire), pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant.

1.3.13.2.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de force hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret. Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) et, pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens relevant de cette activité sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition. Les évolutions réglementaires liées à la suppression du droit de préférence lors du renouvellement de la concession ont conduit à une accélération du plan d'amortissement de certains biens.

1.3.13.2.3 Concession du réseau public de transport

Les biens affectés à la concession du réseau public de transport sont par la loi propriété de RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Suite à la perte de contrôle de RTE depuis le 31 décembre 2010, ces actifs participent au calcul de la valeur d'équivalence de RTE au bilan consolidé du Groupe.

1.3.13.2.4 Concession de production et de distribution de chaleur

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concessions de services ».

1.3.13.3 Concessions à l'étranger

Les dispositions relatives aux concessions à l'étranger varient en fonction des contrats et des législations nationales. Les biens relevant d'une activité de concession à l'étranger sont principalement comptabilisés en « Immobilisations en concession des autres activités ». Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de sites de production d'hydrocarbures, de sites de stockage de gaz, de réseaux de distribution locale de gaz et de sites de production hydraulique. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession. Certains contrats de concession sont comptabilisés en actifs incorporels conformément à IFRIC 12.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession. Les sites de production d'hydrocarbures sont comptabilisés conformément aux règles applicables à ce secteur (voir note 1.3.11.2).

1.3.14 Contrats de location

Dans le cadre de ses activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition, ou met à disposition de preneurs des actifs, en vertu de contrats de location. Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis par la norme IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

1.3.14.1 Contrats de location-financement

Les contrats ayant pour effet de transférer au preneur la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété des biens loués sont qualifiés de contrats de location-financement. Les critères examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont notamment :

- le rapport entre la durée des contrats des actifs loués et la durée de vie des actifs objets de ces contrats ;

- le total des paiements futurs actualisés rapporté à la juste valeur de l'actif financé ;
- l'existence d'un transfert de propriété à l'issue du contrat de location ;
- l'existence d'une option d'achat favorable ;
- la nature spécifique de l'actif loué.

Les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont sortis du bilan du bailleur et sont enregistrés dans les rubriques d'immobilisations concernées chez le preneur. Ces immobilisations corporelles sont amorties sur leur durée d'utilisation ou, lorsqu'elle est plus courte, sur la durée du contrat de location correspondant.

La contrepartie correspond à un passif financier chez le preneur et à un actif financier chez le bailleur.

Lorsque le Groupe réalise une opération de cession-bail qui débouche sur un contrat de location-financement, cette opération est comptabilisée conformément aux principes énoncés ci-dessus. Dans le cas où le prix de cession est supérieur à la valeur comptable de l'actif, l'excédent est différé et amorti sur la durée du contrat de location.

1.3.14.2 Contrats de location simple

Les contrats de location ne correspondant pas à la définition d'un contrat de location-financement sont qualifiés de contrat de location simple et comptabilisés comme tels. Les charges de loyer sont réparties linéairement sur la durée du contrat de location.

1.3.14.3 Accords qui contiennent des contrats de location

Conformément à l'interprétation IFRIC 4, le Groupe identifie les accords qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat.

Les accords ainsi identifiés sont assimilés à des contrats de location et sont analysés au regard des dispositions de la norme IAS 17 en tant que tels pour être qualifiés, soit de contrat de location simple, soit de contrat de location-financement.

1.3.15 Pertes de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT intégrant un goodwill ou un actif incorporel à durée de vie indéfinie.

Pour les UGT intégrant un goodwill ou un autre actif incorporel non amortissable, ou lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- Le Groupe mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable.
- Les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Le Groupe a retenu comme UGT soit les sous-groupes, soit les entités juridiques, ventilées le cas échéant selon leur secteur d'activité (production-commercialisation, distribution, transport, autres). Les goodwill sont affectés aux UGT bénéficiant des synergies provenant de l'acquisition.
- La valeur recouvrable de ces unités est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée.

- Le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs :
 - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif ;
 - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation ;
 - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT.
- Le calcul de la valeur de marché (ou juste valeur) correspond au prix potentiel de vente de l'actif minoré des coûts nécessaires à sa vente.
- Les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôts.
- Les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation :
 - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT) approuvé par la Direction. Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie sont déterminés sur la base des prix *forwards* disponibles ;
 - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses à long terme élaborées par la Direction pour chaque pays et pour chaque énergie.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions de la réglementation tarifaire et des prix de marché ;
- les évolutions des taux d'intérêt et des primes de risque de marché ;
- les niveaux de marché et la part de marché du Groupe ;
- la durée de vie des installations ainsi que le plan de renouvellement des concessions ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées.

Les pertes de valeur relatives à des goodwill sont irréversibles.

1.3.16 Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les titres disponibles à la vente (titres de participations non consolidés, titres de placement et certains actifs dédiés), les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés ainsi que la juste valeur positive des instruments financiers dérivés.

Les titres disponibles à la vente affectés aux actifs dédiés sont présentés en note 47.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments financiers dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction, qui sont systématiquement classés en courant.

Les dettes et créances d'exploitation ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie entrent dans le champ d'application de la norme IAS 39 ; ils sont présentés distinctement au bilan.

1.3.16.1 Classement des actifs et passifs financiers et modalités d'évaluation

Les classes d'instruments financiers retenues au sens de la norme IFRS 7 sont :

- les actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- les actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance ;
- les prêts et créances financières ;
- les actifs financiers disponibles à la vente ;

- les clients et comptes rattachés ;
- la trésorerie et les équivalents de trésorerie ;
- les dettes financières et dettes d'exploitation ;
- les instruments financiers dérivés.

La juste valeur correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation.

En application d'IFRS 13, la hiérarchie de la juste valeur qui reflète l'importance des données utilisées dans les valorisations se compose des niveaux suivants :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs (par exemple extrapolation de courbes de taux sur des périodes longues non observables). Sont principalement concernés dans le Groupe certains titres de participations non consolidées.

1.3.16.1.1 Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération si :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat. À chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur, déterminée soit sur la base de prix cotés, disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers.

Les variations de juste valeur des instruments autres que ceux portant sur des matières premières sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Les dividendes et intérêts perçus sur ces actifs évalués à la juste valeur sont comptabilisés en résultat en « Autres produits financiers ».

Les variations de juste valeur des contrats de matières premières de négoce (*trading*) sont enregistrées dans la rubrique « Chiffre d'affaires » du compte de résultat.

Les variations de juste valeur des opérations relatives aux matières premières, hors activité de *trading*, sont isolées au niveau d'une ligne particulière du compte de résultat intitulée « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières premières hors activités de *trading* », en dessous de l'excédent brut d'exploitation. Il s'agit d'opérations entrant dans le périmètre d'IAS 39 et qui, comptablement, ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture ou ne peuvent prétendre à l'exception prévue au titre de l'activité normale par IAS 39 (voir note 1.3.16.1.6).

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur par résultat, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les trois cas suivants :

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au *reporting* effectué auprès du *management* ;
- contrat avec un ou plusieurs dérivés incorporés. Il est alors possible de classer l'instrument hybride dans la catégorie juste valeur sur option, sauf si :
 - le dérivé incorporé ne modifie pas substantiellement les flux de trésorerie du contrat,
 - l'analyse des caractéristiques du contrat hôte et du dérivé incorporé n'induit pas une séparation du dérivé incorporé.

1.3.16.1.2 Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la date de transaction. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés, à la date de transaction, au coût amorti diminué d'une éventuelle dépréciation.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat.

1.3.16.1.4 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation dans les sociétés non consolidées, les titres de placement, les fonds réservés ainsi que certains actifs dédiés.

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs financiers disponibles à la vente sont mesurés à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition. À chaque arrêté, les titres sont évalués à la juste valeur.

Leur évaluation à la juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés disponibles auprès de contributeurs externes pour les instruments financiers cotés sur un marché actif. La juste valeur est déterminée selon la méthode des flux futurs actualisés pour les autres instruments financiers. Pour les actions non cotées sur un marché actif et dont la juste valeur ne peut être déterminée de manière fiable, ces actions sont enregistrées au coût d'acquisition.

Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres, sauf en cas de perte avérée, auquel cas une dépréciation est constatée en résultat financier (voir note 1.3.16.2.2).

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

1.3.16.1.5 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée du passif financier.

1.3.16.1.6 Instruments financiers dérivés

Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes de la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère ainsi que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes entre engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats – portant sur des éléments financiers ou non financiers – afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat. Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est comptabilisé séparément à la mise en place du contrat.

Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce dernier cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Dans le cas particulier des instruments financiers négociés dans le cadre des activités de *trading*, les résultats réalisés et latents sont présentés en net dans la rubrique « Chiffre d'affaires ».

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs. Les probabilités de défaut utilisées dans l'évaluation de ce risque de crédit reposent sur des données historiques.

Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39 :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert, et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de

valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;

- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ;
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Le Groupe retient la typologie de couverture suivante :

(A) Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat.

(B) Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de transactions futures hautement probables pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert.

(C) Couverture d'un investissement net

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Le Groupe enregistre les variations de valeur liées à l'effet de change et à l'effet de taux des dérivés de couverture d'investissement net à l'étranger en capitaux propres.

1.3.16.2 Dépréciation des actifs financiers

À chaque date d'arrêt des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

1.3.16.2.1 Dépréciation d'actifs financiers comptabilisés au coût amorti

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Autres produits et charges financiers » du compte de résultat. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, la variation est reprise en résultat.

1.3.16.2.2 Dépréciation d'actifs financiers disponibles à la vente

S'il existe une baisse importante ou prolongée de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Pour les instruments de dette, une dépréciation n'est enregistrée en résultat qu'en présence d'un indice de dépréciation en lien avec la contrepartie. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'il motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée pour les instruments de dettes.

Les modalités d'application des critères de dépréciation sont différenciées suivant la nature des actifs financiers disponibles à la vente.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente hors actifs dédiés détenus par les sociétés contrôlées, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 3 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 50 % par rapport à son coût historique pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente détenus dans le cadre des actifs dédiés d'EDF, le Groupe retient comme critères de dépréciation :

- une durée de 5 ans comme seuil d'appréciation d'une perte prolongée ;
- une baisse de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille pour apprécier le caractère important de la perte de valeur.

En effet, s'agissant du portefeuille d'actifs dédiés, le Groupe prend en considération les éléments propres à leur nature : des obligations légales et réglementaires attachées à ces fonds, l'échéance des décaissements qu'ils financeront et la gestion à long terme de ces fonds.

1.3.16.3 Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent, ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

1.3.16.4 Opérations de titrisation

Lorsqu'il est démontré que le Groupe a transféré substantiellement les avantages et les risques liés aux créances cédées, notamment le risque de crédit, ces dernières sont décomptabilisées.

Dans le cas contraire, l'opération s'apparente à une opération de financement, et les créances sont par conséquent maintenues à l'actif du bilan avec comptabilisation d'un passif financier en contrepartie.

1.3.16.5 Compensation des actifs et des passifs financiers

Le Groupe compense les actifs et passifs financiers lorsque :

- il existe un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés, et
- l'intention est de régler le montant net, ou de réaliser l'actif et le passif simultanément.

En application d'IFRS 7, des informations sont fournies dans l'annexe aux comptes consolidés visant à apprécier l'incidence actuelle ou potentielle des accords de compensation.

1.3.17 Stocks et en-cours

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de *trading*, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

1.3.17.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustible (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période, dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.3.17.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir note 1.3.27) ;
- les en-cours de production de biens et de services liés notamment aux activités d'EDF Énergies Nouvelles et de Dalkia ;
- les stocks de gaz.

Hors activités de *trading*, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent du taux de rotation de ces pièces.

Les stocks détenus dans le cadre d'activités de *trading* sont évalués en valeur de marché.

1.3.18 Clients et comptes rattachés

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

1.3.19 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur.

Les titres détenus à court terme et classés en « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec les variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

1.3.20 Capitaux propres

1.3.20.1 Écart de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers

Les écarts de réévaluation à la juste valeur des instruments financiers proviennent de la réévaluation à la juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente et de certains instruments de couverture.

1.3.20.2 Frais d'émission de capital

Seuls les coûts externes expressément liés à l'augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

1.3.20.3 Actions propres

Les actions propres sont des titres émis par EDF et détenus soit par elle-même soit par les autres membres du Groupe consolidé. Elles sont enregistrées pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres jusqu'à leur date de cession. Les résultats nets de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

1.3.20.4 Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises sont comptabilisés conformément à la norme IAS 32 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques. Ils sont comptabilisés en capitaux propres à leur coût historique lorsqu'il existe un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération de capital.

1.3.21 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée par le Groupe si les trois conditions suivantes sont remplies :

- le Groupe a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants, répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs et pour contrats onéreux sont estimées en fonction des flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires du pays dans lequel est située l'entité économique et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs du Groupe et de l'échéance des engagements.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

1.3.21.1 Provisions liées à la production nucléaire

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs).

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Une information détaillée sur les principes de détermination des provisions liées à la production nucléaire en France et au Royaume-Uni est fournie en note 29.

1.3.21.2 Autres provisions

Les autres provisions concernent notamment :

- les risques liés aux participations ;
- les risques fiscaux ;
- les litiges ;
- les contrats onéreux ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

Les provisions pour contrats onéreux sont généralement liées à des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :

- les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel ;
- les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer.

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux sont relatives à la couverture du déficit de droit d'émissions de gaz à effet de serre et de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées (voir note 1.3.27).

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

1.3.22 Avantages du personnel

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière...) ainsi que des avantages à long terme (médailles du travail...).

1.3.22.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;

- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
 - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
 - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture, évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
 - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications ou liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages à long terme ;
- dans l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres :
 - les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi,
 - l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

1.3.22.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés, et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

1.3.22.2.1 Entités françaises relevant du régime des IEG

Les entités qui relèvent des Industries électriques et gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires. Ces sociétés sont EDF, ERDF, RTE, Électricité de Strasbourg, PEI, Dunkerque LNG et certaines filiales du sous-groupe Tiru.

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accident du travail - maladies professionnelles et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse nationale des IEG (CNIIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État, en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la Sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Comptes consolidés

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents du groupe EDF et de GDF Suez correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soule représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF Suez ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de secours immédiat : elles ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26, § 5 du statut national). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des 12 derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte épargne-jour retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.3.22.2.2. Filiales étrangères et filiales françaises ne relevant pas du régime des IEG

Les principaux engagements de retraite concernent les entités britanniques et sont pour l'essentiel représentatifs de régimes à prestations définies.

Pour ce qui concerne le Royaume-Uni, il existe deux principaux plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy :

- le plan de retraite BEGG (*British Energy Generation Group*), affilié à l'ESPS (*Electricity Supply Pension Scheme*), dont la plupart des affiliés sont salariés dans l'activité de Production Nucléaire. Le plan BEGG n'accepte plus de nouveaux affiliés depuis août 2012 ;
- le plan de retraite EEGSG (*EDF Energy Generation and Supply Group*), affilié à l'ESPS, mis en place en décembre 2010 pour les salariés restant aux effectifs d'EDF Energy à la suite du transfert de l'ancien plan à la société UK Power Networks lors de la cession des activités de réseaux. L'EEGSG n'accepte plus de nouveaux affiliés.

Les nouveaux entrants d'EDF Energy participent au plan EEPS (*EDF Energy Pension Scheme*). Ce troisième plan (actuellement moins significatif) a été mis en place en mars 2004 et comprend un certain nombre de régimes de retraites repris des sociétés absorbées London Electricity et Seeboard. Tous les salariés ont le droit de s'affilier au régime EEPS.

Chaque plan est financièrement indépendant des autres. Les plans BEGG et EEGSG font partie du régime global des électriciens ESPS, qui est l'un des plus grands systèmes de retraite du secteur privé au Royaume-Uni.

La gestion des plans affiliés au régime global ESPS est entièrement externalisée et déléguée à des entités juridiques distinctes (*Trusts*), dont les membres (*trustees*), nommés par l'entreprise et les assurés, ont la responsabilité de gérer les fonds dans l'intérêt exclusif de ces derniers. Cette gestion repose sur une évaluation actuarielle triennale réalisée par les *trustees*, définissant le niveau de financement, les contributions patronales et salariales nécessaires ainsi que les échéanciers de versement. Les *trustees* ont la responsabilité de définir la stratégie d'investissement des plans en accord avec l'entreprise.

1.3.22.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.3.23 Paiements sur la base d'actions

Suivant la législation française, les salariés d'une société ou d'un groupe peuvent bénéficier d'augmentations de capital qui leur sont réservées. L'entreprise peut également mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites.

Au regard de la norme IFRS 2, ces avantages accordés aux salariés et anciens salariés constituent des charges de personnel pour l'entreprise, assimilables à des compléments de rémunération, et comptabilisés comme tels, en contrepartie des capitaux propres.

La valorisation de l'avantage dans le cas d'une offre réservée aux salariés et anciens salariés se fait sur la base de la différence entre le prix de souscription et le cours de l'action au jour de l'attribution, avec une évaluation par calcul actuariel des impacts, le cas échéant, des délais de paiement, de la période d'incessibilité, et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites.

Dans le cas d'attribution d'actions gratuites, l'avantage est valorisé sur la base du cours de l'action au jour de l'attribution, en fonction du nombre d'actions accordées et de la non-perception de dividendes pendant la période d'obtention d'actions gratuites. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits.

1.3.24 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;

- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

En règle générale, la valeur des passifs spécifiques des concessions est déterminée comme suit :

- les droits du concédant sur les biens existants, représentatifs de la part réputée détenue par le concédant dans les biens, sont évalués sur la base des biens figurant à l'actif ;
- les obligations au titre des biens à renouveler sont calculées à partir de la valeur estimée du bien à renouveler déterminée à chaque fin d'exercice en prenant en compte l'usure du bien à cette date, avec pour assiette de calcul :
 - pour la provision pour renouvellement, la différence entre la valeur de remplacement du bien calculée en date de clôture et la valeur d'origine. Les dotations annuelles à la provision sont assises sur cette différence diminuée des provisions déjà constituées, le net étant amorti sur la durée de vie résiduelle des biens. Ce mode de dotation conduit à enregistrer des charges qui, pour un bien donné, progressent dans le temps,
 - pour l'amortissement du financement du concédant, le coût historique pour la partie des biens financés par le concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes-rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire du Groupe EDF.

En l'absence de telles dispositions contractuelles spécifiques, une approche alternative serait de déterminer le montant des engagements contractuels à partir de la valeur actuelle du montant à décaisser pour faire face au renouvellement des biens concédés à l'issue de leur durée de vie industrielle.

Le Groupe présente ci-après, à titre d'information, les effets de cette dernière approche, à savoir une actualisation des obligations de pourvoir au financement des biens à renouveler.

Les principales hypothèses retenues pour établir cette simulation sont les suivantes :

- l'assiette de calcul de la provision pour renouvellement repose sur une valeur de remplacement estimée en fin de vie du bien en fonction d'un taux d'inflation prévisionnel de 1,7 % par an, minorée de la valeur d'origine du bien. Ce montant est constitué au fur et à mesure de l'usure du bien et actualisé à partir d'un taux de 4,4 % ;
- l'amortissement du financement du concédant est également actualisé au taux de 4,4 %.

Le tableau qui suit donne les impacts pour EDF et ERDF d'une telle simulation pour l'exercice 2014 :

- Impacts sur le compte de résultat

<i>(en millions d'euros et avant impôt)</i>		2014
Résultat d'exploitation		605
Résultat financier		(525)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		80

- Impacts bilan – capitaux propres

<i>(en millions d'euros et avant impôt)</i>		2014
À l'ouverture		2 015
À la clôture		2 095

L'évaluation des passifs des concessions selon cette méthode est soumise à des aléas de coûts et de décaissements ; elle est de plus sensible aux variations de taux d'inflation et d'actualisation.

1.3.25 Subventions d'investissement

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

1.3.26 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente et activités en cours de cession

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Dans le tableau de flux de trésorerie, les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie des activités en cours de cession sont également isolées sur une ligne distincte.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

1.3.27 Environnement

1.3.27.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

L'entrée dans la troisième phase du protocole de Kyoto, depuis le 1^{er} janvier 2013, a modifié les modalités d'attribution des droits d'émission de gaz à effet de serre, entraînant dans certains pays (dont la France) la suppression de l'allocation gratuite de droits d'émission aux entreprises de production d'électricité.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistant dans le groupe EDF, sont développés.

Les droits détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks, à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat.

Les droits détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en immobilisations incorporelles :

- à leur coût d'acquisition lorsqu'ils sont acquis sur le marché ;
- pour une valeur nulle lorsqu'ils sont attribués gratuitement (dans les pays ayant maintenu une allocation gratuite).

Lorsque les estimations d'émissions de l'exercice pour une entité du Groupe sont supérieures aux droits attribués de l'exercice, sous déduction éventuelle des droits attribués vendus à terme ou au comptant, une provision est constituée pour couvrir l'excédent d'émissions ainsi déterminé. La quantité à provisionner correspond à l'insuffisance des droits possédés entre les émissions réelles et les droits attribués détenus à la date d'arrêt.

En l'absence d'attribution gratuite de droits d'émission, une provision est constatée systématiquement à hauteur des émissions réelles à la date d'arrêt.

Dans les deux cas, la provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des droits acquis au comptant ou à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des droits à l'État.

À la date d'arrêt, le portefeuille de droits d'émission et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de droits d'émission acquis inscrits en immobilisations incorporelles à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de droits acquis qui seront à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation doit être effectué sur cet excédent. Si la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable, une dépréciation est constatée ou, le cas échéant, reprise pour partie ou en totalité.

1.3.27.2 Certificats d'énergie renouvelable

En application de la Directive européenne n° 2009/28/CE (modifiant et abrogeant notamment la Directive n° 2001/77/CE) relative à la promotion de l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'intégration des coûts liés à la production de cette électricité dans le prix de vente de l'électricité (dispositif en vigueur en France) ;
- la mise en place d'un dispositif de certificats d'énergie renouvelable (dispositif en vigueur au Royaume-Uni, en Italie, en Pologne et en Belgique).

Le mécanisme des certificats d'énergie renouvelable peut s'appliquer :

- aux producteurs d'électricité non contraints lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (Pologne, EDF Énergies Nouvelles) ;
- aux producteurs d'électricité contraints lorsque l'obligation porte sur la production ;
- aux producteurs d'électricité étant également commercialisateurs lorsque l'obligation porte sur la commercialisation (EDF Energy, Edison, EDF Luminus, Fenice).

Le groupe EDF retient les traitements comptables suivants :

- pour les producteurs d'électricité non contraints, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée sont comptabilisés en « Autres stocks », avant revente aux commercialisateurs ;
- pour les producteurs contraints et pour une entité productrice et commercialisatrice ayant une obligation quantifiée de commercialiser de l'énergie renouvelable, les certificats obtenus sur la base de la production réalisée :
 - ne sont pas comptabilisés dans la limite de l'obligation,
 - sont comptabilisés en « Autres stocks » au-delà de l'obligation,

- dans le cas particulier où une entité n'est pas en mesure de satisfaire son obligation en fin d'exercice, les traitements comptables retenus par le Groupe sont les suivants :

- les certificats acquis à titre onéreux pour satisfaire l'obligation sont comptabilisés en actifs incorporels à leur coût d'acquisition, et
- une provision est constituée à hauteur du déficit de certificats constaté en fin d'année par rapport à l'obligation. Cette provision est valorisée en tenant compte successivement du prix d'acquisition des certificats déjà acquis, au comptant ou à terme, du prix de marché ou du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats.

Les achats/ventes à terme de certificats relevant d'une activité de négoce sont comptabilisés selon la norme IAS 39 et valorisés à leur juste valeur à la date du bilan. La variation de juste valeur est enregistrée en résultat.

1.3.27.3 Certificats d'économies d'énergie (CEE)

En application de la Directive n° 2012/27/CE relative à l'efficacité énergétique, les États membres sont tenus d'atteindre un objectif d'économies d'énergie d'ici 2020. Cet objectif peut notamment être atteint par la mise en place d'un dispositif de certificats d'économies d'énergie semblable, par exemple, à celui instauré par la loi française du 13 juillet 2005.

Dans ce cadre, le groupe EDF satisfait son obligation soit en réalisant des actions sur son patrimoine ou auprès des clients finals afin d'obtenir auprès de l'État des certificats d'économies d'énergie, soit en acquérant directement ces certificats d'économies d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Les dépenses réalisées au-delà de l'obligation cumulée à la date d'arrêt sont comptabilisées en stocks jusqu'à leur utilisation pour couvrir l'obligation.

1.3.27.4 Dépenses environnementales

Les dépenses environnementales sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures chargées de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

➤ Note 2 Comparabilité des exercices

2.1 Changement de méthodes comptables

Les normes IFRS 10, IFRS 11 et IFRS 12 sont d'application obligatoire au 1^{er} janvier 2014 et appliquées de façon rétrospective conformément à IAS 8.

2.1.1 Application d'IFRS 10

La nouvelle définition du contrôle donnée par IFRS 10 ne modifie pas de manière significative le périmètre de consolidation du Groupe.

Dans le cadre d'une analyse globale des intérêts qu'il détient dans d'autres entités, le Groupe s'est fondé plus particulièrement sur son jugement pour analyser, notamment, les entités suivantes :

- Le groupe EDF détient 100 % du capital de RTE Réseau de Transport d'Électricité mais, depuis 2010 et la mise en conformité de la gouvernance de cette société avec la Directive n° 2009/72 (CE du 13 juillet 2009) et sa déclinaison en droit français, EDF n'exerce plus de contrôle (exclusif ou conjoint) sur RTE. Le Groupe dispose d'une influence notable sur la société du fait qu'il désigne un tiers des membres du Conseil de surveillance. RTE est donc pour le Groupe EDF une entreprise associée consolidée par mise en équivalence selon les prescriptions d'IAS 28 révisée.
- Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion qui leur sont appliquées, le Groupe considère ne pas contrôler au sens d'IFRS 10 les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) constitués pour permettre à EDF d'affecter une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces fonds sont par conséquent comptabilisés en actifs financiers disponibles à la vente, en application de la norme IAS 39.
- Le Groupe détient, via sa filiale Edison, une participation de 30 % dans la société Edens suite à une transaction avec F2i finalisée le 6 novembre 2014 (voir note 3.2.2). La gouvernance et les accords

contractuels relatifs à Edens mis en place dans le cadre de cette transaction confèrent à Edison le contrôle exclusif de cette entité malgré la détention d'une part minoritaire. En application d'IFRS 10, Edens est donc consolidée par intégration globale (via Edison) dans les comptes consolidés du Groupe.

2.1.2 Application d'IFRS 11

L'application d'IFRS 11 conduit à considérer les partenariats du groupe EDF comme des coentreprises et à les consolider par mise en équivalence, à l'exception de quelques entités non significatives qui sont considérées comme des activités conjointes (consolidation des actifs, passifs, charges et produits relatifs aux intérêts détenus).

Les principales entités concernées par un passage en mise en équivalence sont Dalkia International (cédée le 25 juillet 2014), CENG, Estag, SSE (cédée le 27 novembre 2013) et certaines filiales d'EDF Énergies Nouvelles et d'Edison.

Pour déterminer le type de partenariat auquel une entreprise contrôlée conjointement appartient, le Groupe a analysé dans quelle mesure les partenaires bénéficient de la quasi-totalité des avantages économiques associés aux actifs et sont en substance responsables en continu du règlement des passifs. Lorsque ces deux conditions sont remplies, le partenariat est qualifié d'activités conjointes. Dans le cas contraire, l'entité est qualifiée de coentreprise.

2.1.3 Application d'IFRS 12

L'application d'IFRS 12 se traduit par des informations complémentaires présentées en annexe aux comptes consolidés, notamment sur les participations dans les entreprises associées et les coentreprises (voir note 23), sur les participations ne donnant pas le contrôle (voir note 27.5), sur les entités structurées (RTE, Fonds Communs de Placement Réservés cotés et non cotés – voir note 2.1.3.1), et sur les restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs (voir note 2.1.3.2).

2.1.3.1 Entités structurées – Fonds Communs de Placement

Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) détenus par le Groupe sont localisés en France et détenus par EDF. Le Groupe n'a pas accordé de soutien financier à ces FCPR.

Les informations financières résumées de ces FCPR sont les suivantes :

(en millions d'euros)	Nature des risques	Valeur des actifs au 31/12/2014
Star Capitol America	Exposé aux actions américaines	323
MLAD Europe	Exposé aux actions européennes	74
CDC AD Europe	Exposé aux actions européennes	77
CAPITAL AD Europe	Exposé aux actions européennes	73
AGF PIMCO AD Global Bonds	Exposé aux obligations internationales – risque de change couvert	56
Aberdeen AD Interbonds	Exposé aux obligations internationales – risque de change couvert	54
Casablanca	Exposé aux obligations internationales – risque de change couvert	151
Autres	Exposés aux actions internationales	37
FCPR cotés		845
FCPR non cotés	Exposés aux actions non cotées	52
TOTAL		897

2.1.3.2 Nature et étendue des restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni – voir note 1.3.22) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France – voir note 47 – et au Royaume-Uni – voir note 29.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes réglementaires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, ERDF, RTE et Dalkia) et dans une moindre mesure en Italie, Pologne et Hongrie (voir notes 1.3.13 et 1.3.24) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessite l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd. au Royaume-Uni, Taishan (TNPJVC) en Chine et CENG aux États-Unis).

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions particulièrement importantes.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 38.2.6).

2.2 Changement de répartition entre courant et non courant des autres débiteurs et des autres créditeurs

Au 31 décembre 2013, un reclassement de 1 924 millions d'euros a été comptabilisé des « Autres débiteurs courants » vers les « Autres débiteurs non courants », sans impact sur le total de l'actif au bilan. Ce montant correspond principalement à la part à plus d'un an d'autres créances d'exploitation et de charges constatées d'avance.

Au 31 décembre 2013, un reclassement de 1 084 millions d'euros a été comptabilisé des « Autres créditeurs courants » vers les « Autres créditeurs non courants », sans impact sur le total des capitaux propres et du passif au bilan. Ce montant correspond principalement à la part à plus d'un an de subventions d'investissement présentées en « Autres créditeurs – autres dettes ».

2.3 Impact sur le compte de résultat de l'exercice 2013

(en millions d'euros)	2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	2013 retraité
Chiffre d'affaires	75 594	(3 678)	71 916
Achats de combustible et d'énergie	(39 683)	1 567	(38 116)
Autres consommations externes	(9 027)	740	(8 287)
Charges de personnel	(11 879)	588	(11 291)
Impôts et taxes	(3 533)	52	(3 481)
Autres produits et charges opérationnels	5 293	65	5 358
Excédent brut d'exploitation	16 765	(666)	16 099
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières premières hors activités de <i>trading</i>	14	–	14
Dotations aux amortissements	(7 516)	362	(7 154)
Dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession	(228)	1	(227)
(Pertes de valeur)/reprises	(1 012)	395	(617)
Autres produits et charges d'exploitation	388	(169)	219
Résultat d'exploitation	8 411	(77)	8 334
Coût de l'endettement financier brut	(2 403)	141	(2 262)
Effet de l'actualisation	(2 982)	51	(2 931)
Autres produits et charges financiers	2 296	(45)	2 251
Résultat financier	(3 089)	147	(2 942)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	5 322	70	5 392
Impôts sur les résultats	(1 942)	46	(1 896)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	375	(113)	262
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	3 755	3	3 758
Dont résultat net – part du Groupe	3 517	–	3 517
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	238	3	241

2.4 Impact sur l'état du résultat net et des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres de l'exercice 2013

(en millions d'euros)	2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	2013 retraité
Résultat net consolidé	3 755	3	3 758
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	515	–	515
Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	662	(2)	660
Écarts de conversion	(829)	5	(824)
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres recyclables en résultat	348	3	351
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi	39	–	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres non recyclables en résultat	39	–	39
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	387	3	390
RÉSULTAT NET ET GAINS ET PERTES COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	4 142	6	4 148

2.5 Impact sur le bilan au 31 décembre 2013

ACTIF

(en millions d'euros)	31/12/2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2013 retraité
Goodwill	9 206	(125)	–	9 081
Autres actifs incorporels	7 976	(116)	–	7 860
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	48 796	–	–	48 796
Immobilisations en concessions des autres activités	7 518	(68)	–	7 450
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	69 013	(4 452)	–	64 561
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	7 813	3 666	–	11 479
Actifs financiers non courants	30 324	(713)	–	29 611
Autres débiteurs non courants	–	–	1 924	1 924
Impôts différés actifs	2 839	(668)	–	2 171
Actif non courant	183 485	(2 476)	1 924	182 933
Stocks	14 550	(346)	–	14 204
Clients et comptes rattachés	22 137	(245)	–	21 892
Actifs financiers courants	17 770	77	–	17 847
Actifs d'impôts courants	560	(6)	–	554
Autres débiteurs courants	9 221	(58)	(1 924)	7 239
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 459	(363)	–	5 096
Actif courant	69 697	(941)	(1 924)	66 832
Actifs détenus en vue de leur vente	3 619	(2 465)	–	1 154
TOTAL DE L'ACTIF	256 801	(5 882)	–	250 919

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	31/12/2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2013 retraité
Capital	930	–	–	930
Réserves et résultats consolidés	33 277	–	–	33 277
Capitaux propres – part du Groupe	34 207	–	–	34 207
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 663	335	–	4 998
Total des capitaux propres	38 870	335	–	39 205
Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	40 985	(558)	–	40 427
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 193	(11)	–	1 182
Provisions pour avantages du personnel	18 542	(161)	–	18 381
Autres provisions	1 755	(275)	–	1 480
Provisions non courantes	62 475	(1 005)	–	61 470
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	43 454	–	–	43 454
Passifs financiers non courants	42 877	(1 464)	–	41 413
Autres créditeurs non courants	3 955	(38)	1 084	5 001
Impôts différés passifs	5 004	(762)	–	4 242
Passif non courant	157 765	(3 269)	1 084	155 580
Provisions courantes	4 848	(14)	–	4 834
Fournisseurs et comptes rattachés	14 312	(155)	–	14 157
Passifs financiers courants	14 912	(265)	–	14 647
Dettes d'impôts courants	1 348	(8)	–	1 340
Autres créditeurs courants	22 457	(217)	(1 084)	21 156
Passif courant	57 877	(659)	(1 084)	56 134
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	2 289	(2 289)	–	–
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	256 801	(5 882)	–	250 919

2.6 Impact sur le bilan au 31 décembre 2012

ACTIF

(en millions d'euros)	31/12/2012 publié ⁽¹⁾	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2012 retraité
Goodwill	10 412	(1 012)	–	9 400
Autres actifs incorporels	7 625	(292)	–	7 333
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	47 222	–	–	47 222
Immobilisations en concessions des autres activités	7 182	(40)	–	7 142
Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre	67 838	(6 420)	–	61 418
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	7 587	5 384	–	12 971
Actifs financiers non courants	30 471	(937)	–	29 534
Autres débiteurs non courants	–	–	1 551	1 551
Impôts différés actifs	3 421	(782)	–	2 639
Actif non courant	181 758	(4 099)	1 551	179 210
Stocks	14 213	(542)	–	13 671
Clients et comptes rattachés	22 497	(1 045)	–	21 452
Actifs financiers courants	16 433	196	–	16 629
Actifs d'impôts courants	582	(29)	–	553
Autres débiteurs courants	8 486	(221)	(1 551)	6 714
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5 874	(839)	–	5 035
Actif courant	68 085	(2 480)	(1 551)	64 054
Actifs détenus en vue de leur vente	241	–	–	241
TOTAL DE L'ACTIF	250 084	(6 579)	–	243 505

(1) Données publiées en 2013, correspondant aux données publiées en 2012 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée.

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	31/12/2012 publié ⁽¹⁾	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	Impacts « Autres débiteurs » et « Autres créditeurs »	31/12/2012 retraité
Capital	924	–	–	924
Réserves et résultats consolidés	25 333	–	–	25 333
Capitaux propres – part du Groupe	26 257	–	–	26 257
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	4 854	262	–	5 116
Total des capitaux propres	31 111	262	–	31 373
Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	39 185	(546)	–	38 639
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	1 090	(12)	–	1 078
Provisions pour avantages du personnel	19 119	(283)	–	18 836
Autres provisions	1 873	(521)	–	1 352
Provisions non courantes	61 267	(1 362)	–	59 905
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	42 551	–	–	42 551
Passifs financiers non courants	46 980	(1 767)	–	45 213
Autres créditeurs non courants	4 218	(55)	1 134	5 297
Impôts différés passifs	5 601	(892)	–	4 709
Passif non courant	160 617	(4 076)	1 134	157 675
Provisions courantes	3 882	(55)	–	3 827
Fournisseurs et comptes rattachés	14 643	(757)	–	13 886
Passifs financiers courants	17 521	(1 299)	–	16 222
Dettes d'impôts courants	1 224	(21)	–	1 203
Autres créditeurs courants	21 037	(633)	(1 134)	19 270
Passif courant	58 307	(2 765)	(1 134)	54 408
Passifs liés aux actifs détenus en vue de leur vente	49	–	–	49
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	250 084	(6 579)	–	243 505

(1) Données publiées en 2013, correspondant aux données publiées en 2012 retraitées de l'impact lié à l'application rétrospective d'IAS 19 révisée.

2.7 Impact sur le tableau de flux de trésorerie de l'exercice 2013

(en millions d'euros)	2013 publié	Impacts IFRS 10 et IFRS 11	2013 retraité
Opérations d'exploitation :			
Résultat avant impôt des sociétés intégrées	5 322	70	5 392
Pertes de valeur/(reprises)	1 012	(395)	617
Amortissements, provisions et variations de juste valeur	9 445	(200)	9 245
Produits et charges financiers	1 587	(99)	1 488
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	266	103	369
Plus ou moins-values de cession	(882)	2	(880)
Variation du besoin en fonds de roulement	(1 783)	72	(1 711)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation	14 967	(447)	14 520
Frais financiers nets décaissés	(1 799)	80	(1 719)
Impôts sur le résultat payés	(1 979)	43	(1 936)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	11 189	(324)	10 865
Opérations d'investissement :			
Investissements/cessions de titres de participation sous déduction de la trésorerie (acquise/cédée)	648	101	749
Investissements incorporels et corporels	(13 327)	285	(13 042)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles	240	(11)	229
Variations d'actifs financiers	164	193	357
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(12 275)	568	(11 707)
Opérations de financement :			
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle	95	67	162
Dividendes versés par EDF	(2 144)	-	(2 144)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle	(318)	17	(301)
Achats/ventes d'actions propres	4	-	4
Flux de trésorerie avec les actionnaires	(2 363)	84	(2 279)
Émissions d'emprunts	5 746	(588)	5 158
Remboursements d'emprunts	(8 654)	391	(8 263)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	6 125	-	6 125
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	(103)	-	(103)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession	171	-	171
Subventions d'investissement reçues	89	(2)	87
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement	3 374	(199)	3 175
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	1 011	(115)	896
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(75)	129	54
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	5 874	(839)	5 035
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(75)	129	54
Incidence des variations de change	4	10	14
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie	23	(7)	16
Incidence des reclassements	(367)	344	(23)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	5 459	(363)	5 096

➤ Note 3 Opérations et événements majeurs

3.1 Dalkia

3.1.1 Historique des opérations

EDF et Veolia Environnement (VE) ont annoncé le 25 mars 2014 la finalisation des discussions initiées en octobre 2013 et la signature d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia. Aux termes de cet accord, le groupe EDF a repris l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (y compris Citelum), tandis que les activités de Dalkia International ont été reprises par VE. Dans ce cadre, VE a versé en net au groupe EDF un montant de 661 millions d'euros afin de compenser le différentiel de valeur entre les participations détenues respectivement par les deux actionnaires dans les différentes entités de Dalkia. Ce versement prévu initialement pour 550 millions d'euros a été ajusté sur le périmètre définitif de la transaction, sans impact financier significatif par rapport au schéma initialement envisagé.

Suite à l'autorisation par la Commission européenne et à la levée des autres conditions suspensives, le Groupe a finalisé le 25 juillet 2014 l'opération avec VE sur la base des termes de l'accord du 25 mars 2014.

Cette opération permettra au Groupe de développer sa présence dans le domaine des services énergétiques.

3.1.2 Caractéristiques des activités de Dalkia en France

Dalkia, leader en France sur le marché des services d'efficacité énergétique pour les collectivités et industriels, développe des offres dans trois domaines d'activité : réseaux de chaleur et de froid, utilités industrielles et services énergétiques aux bâtiments. Les activités de Dalkia en France (hors Citelum) emploient environ 12 000 personnes.

Le sous-groupe Citelum est également inclus dans les activités de Dalkia en France reprises par le groupe EDF. Citelum propose des solutions en lien avec les équipements électriques urbains en France et à l'international (lumière urbaine, gestion des déplacements, équipements de sécurisation et de communication dans l'espace public).

3.1.3 Traitement comptable dans les comptes consolidés d'EDF

La cession de la participation du groupe EDF dans Dalkia International est intervenue le 25 juillet 2014, date à laquelle toutes les conditions suspensives ont été levées et les offres entièrement déclarées inconditionnelles. Sur l'opération, une plus-value de cession a été comptabilisée en « Autres produits et charges d'exploitation ».

La prise de contrôle exclusif des activités de Dalkia en France et de Citelum (désignées sous la terminologie « Dalkia ») étant intervenue concomitamment, leur consolidation par intégration globale est mise en œuvre dans les comptes consolidés du groupe EDF à compter du 25 juillet 2014. Conformément à la norme IFRS 3, les actifs et passifs identifiables de Dalkia ont été comptabilisés à leur juste valeur à cette date. Ces valorisations ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

L'acquisition de Dalkia se traduit dans les comptes consolidés du Groupe par les éléments suivants :

- un résultat de cession, résultant d'une nouvelle évaluation de la quote-part antérieurement détenue à la juste valeur à la date de prise de contrôle, comptabilisé en « Autres produits et charges d'exploitation » ;
- la constatation d'un goodwill provisoire de 392 millions d'euros.

3.1.4 Dalkia – Détermination du résultat de cession

Le résultat de cession relatif aux opérations autour de la participation du Groupe dans Dalkia se compose de deux éléments :

- un résultat de cession de Dalkia International correspondant à la différence entre le prix de cession et la valeur nette consolidée des actifs cédés ;
- un résultat de cession correspondant à la différence entre la valeur nette consolidée et la juste valeur de la participation du Groupe dans Dalkia à la date de prise de contrôle, en application d'IFRS 3.

La juste valeur correspond au prix versé par le groupe EDF à VE pour la prise de contrôle de Dalkia.

Ce résultat de cession est comptabilisé sur l'exercice 2014 au niveau des « Autres produits et charges d'exploitation ». Il a été déterminé comme suit.

(en millions d'euros)

(A) Prix de cession de Dalkia International	1 407
(B) Juste valeur de Dalkia	382
(C) Valeur nette comptable des actifs cédés (Dalkia International)	1 200
Valeur nette comptable des participations	
(D) antérieurement détenues (Dalkia)	412
Effet de recyclage des gains et pertes	
(E) comptabilisés directement en capitaux propres	40
(A + B - C - D + E) RÉSULTAT DE CESSION	217

3.1.5 Éléments du bilan d'ouverture de Dalkia dans les comptes consolidés du groupe EDF et détermination de l'écart d'acquisition

3.1.5.1 Détermination du bilan d'ouverture provisoire

La juste valeur des actifs et passifs identifiables de Dalkia correspond à la meilleure estimation du Groupe à date. Elle a été déterminée sur la base des données prévisionnelles disponibles de Dalkia et au moyen de méthodes de valorisation communément utilisées.

Après prise en compte des justes valeurs des actifs acquis et passifs repris, le bilan d'ouverture provisoire de Dalkia au 25 juillet 2014 (en base 100 %) s'établit comme suit :

ACTIF

(en millions d'euros)	Valeurs historiques	Ajustements de juste valeur	Valeurs d'ouverture provisoires
Goodwill	112	(112)	–
Autres actifs incorporels	558	206	764
Immobilisations corporelles	630	–	630
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	50	–	50
Actifs financiers	255	(11)	244
Impôts différés actifs	129	20	149
Stocks	221	51	272
Clients et comptes rattachés	755	–	755
Actifs d'impôts courants	25	–	25
Autres débiteurs	470	–	470
Trésorerie et équivalents de trésorerie	214	–	214
TOTAL DE L'ACTIF	3 419	154	3 573

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Valeurs historiques	Ajustements de juste valeur	Valeurs d'ouverture provisoires
Capital	220	–	220
Réserves et résultats consolidés	539	(23)	516
Capitaux propres – part du Groupe	759	(23)	736
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	7	–	7
Total des capitaux propres	766	(23)	743
Provisions	272	81	353
Passifs financiers	795	6	801
Impôts différés passifs	124	90	214
Fournisseurs et comptes rattachés	578	–	578
Dettes d'impôts courants	24	–	24
Autres créditeurs	860	–	860
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	3 419	154	3 573

Les principaux ajustements résultant de la mise à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris correspondent aux éléments suivants :

- Annulation des goodwill historiques pour (112) millions d'euros.
- Ajustements de juste valeur des actifs incorporels pour 206 millions d'euros, dont :

- création d'un actif incorporel représentatif de la marque « Dalkia » pour 130 millions d'euros.

La marque a été valorisée en utilisant la méthode du taux de redevance de chiffre d'affaires. Étant donné la notoriété de la marque Dalkia en France et la volonté du Groupe d'en maintenir un usage à long terme, sa durée de vie a été considérée comme étant indéfinie ;

- revalorisation des contrats clients associés aux concessions de production et de distribution de chaleur pour 68 millions d'euros.

La juste valeur des contrats clients de Dalkia a été déterminée en utilisant la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés déterminés à partir des données historiques et prévisionnelles. Les travaux de

revalorisation ont porté sur une sélection de contrats significatifs représentant environ 60 % de la marge d'activité totale et de la valeur nette consolidée des actifs associés. En raison notamment de procédures d'appels d'offres systématiques dans un environnement concurrentiel fort et d'un horizon de temps lointain (les contrats valorisés ont une durée de vie résiduelle de 12 à 13 ans), aucune hypothèse de renouvellement des contrats clients n'a été prise en compte pour la détermination de leur juste valeur.

- Impôts différés nets pour (70) millions d'euros.

La revalorisation des impôts différés correspond uniquement aux effets d'impôt associés aux ajustements de juste valeur opérés dans le cadre de la détermination du bilan d'ouverture.

- Autres ajustements de juste valeur.

Les autres ajustements de juste valeur concernent principalement la réévaluation de stocks de travaux en cours de Dalkia et les ajustements de juste valeur des actifs et passifs de Citelum.

Les principales hypothèses auxquelles les éléments d'actif et de passif du bilan d'ouverture sont sensibles sont les suivantes :

- taux de redevance utilisés pour la valorisation de la marque « Dalkia » ;
- conditions financières des contrats de concession de production et de distribution de chaleur ;
- taux d'actualisation retenu.

Conformément aux dispositions d'IFRS 3, les valeurs des actifs acquis et passifs repris ont été déterminées provisoirement, le Groupe disposant de 12 mois à compter de la date de la transaction pour finaliser l'affectation du prix d'acquisition.

3.1.5.2 Détermination du goodwill provisoire

L'écart d'acquisition provisoire enregistré sur l'opération se détermine comme suit :

(en millions d'euros)

Juste valeur des titres antérieurement détenus	382
Prix d'acquisition de la participation	746
Contrepartie transférée au 25 juillet 2014 (A)	1 128
Juste valeur de l'actif net de Dalkia acquis	736
Juste valeur des actifs acquis et passifs repris (B)	736
GOODWILL PROVISoire (A) - (B)	392

3.1.7 Effets de la prise de contrôle de Dalkia sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe sur l'exercice 2014

Si l'opération de prise de contrôle de Dalkia était intervenue au 1^{er} janvier 2014, les impacts sur les principaux indicateurs de résultat du Groupe auraient été les suivants :

(en millions d'euros)	2014 publié	2014 pro forma ⁽¹⁾	Variation
Chiffre d'affaires	72 874	74 318	1 444
Excédent brut d'exploitation	17 279	17 384	105
Résultat net – part du Groupe	3 701	3 737	36

(1) Données 2014 avec intégration globale de Dalkia à compter du 1^{er} janvier 2014 (à compter du 25 juillet 2014 pour les données publiées).

3.2 Edison

3.2.1 Renégociation des contrats gaz d'approvisionnement à long terme

Le 29 août 2014, le tribunal de la Chambre de commerce de Stockholm a notifié à Edison et Promgas sa décision sur la révision du prix du gaz avec la Russie. Cette décision s'est traduite par un impact positif de 80 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2014 du Groupe (y compris compensations relatives aux exercices antérieurs).

Les arbitrages et accords intervenus sur l'exercice 2013 et relatifs aux contrats d'approvisionnement à long terme en gaz avec Rasgas (Qatar) et Sonatrach (Algérie) se sont traduits par un impact positif de 813 millions d'euros sur l'excédent brut d'exploitation de l'exercice 2013 du Groupe (y compris compensations relatives aux exercices antérieurs).

3.1.6 Impact de l'opération sur le résultat net et l'endettement financier net du Groupe

La contribution de Dalkia et Citelum à l'excédent brut d'exploitation du Groupe de la date d'acquisition – soit le 25 juillet 2014 – au 31 décembre 2014 s'élève à 18 millions d'euros.

Les impacts de l'opération sur l'endettement financier net du Groupe au 31 décembre 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)

Prix d'acquisition de Dalkia	746
Prix de cession de Dalkia International	(1 407)
Encaissement net (soulte)	(661)
Remboursement des titres subordonnés à durée indéterminée souscrit par Dalkia International auprès d'EDF	(144)
Total encaissements	(805)
Intégration de l'endettement financier net de Dalkia	571
Effet de la variation de périmètre	571
AUGMENTATION/(DIMINUTION) DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	(234)

3.2.2 Accord entre Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i pour la création d'un nouvel ensemble dans l'énergie renouvelable

Le 6 novembre 2014, Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i ont finalisé leurs accords autour de la création du troisième opérateur italien dans le secteur des énergies renouvelables, contrôlant une capacité de 600 MW (principalement éolienne) suite au regroupement des unités exploitées par Edison Énergie Speciali (Edens) et de certaines des unités qu'EDF Énergies Nouvelles Italia exploite.

Ce nouvel acteur du renouvelable s'appuiera sur la combinaison des compétences d'Edison en matière de gestion et optimisation de production d'électricité, et d'EDF Énergies Nouvelles dans le domaine de l'exploitation et de la maintenance. La capacité et les compétences financières de ce nouvel ensemble seront renforcées par la présence d'un partenaire stratégique tel que F2i, un investisseur institutionnel de long terme doté d'une longue expérience dans le secteur de l'énergie.

Les actionnaires de la société créée sont F2i, à hauteur de 70 %, et une holding détenue par Edison et EDF Énergies Nouvelles, pour les 30 % restants.

La gouvernance définie et les accords contractuels associés permettent à Edison, en application des principes comptables en vigueur, de consolider la société en intégration globale.

3.3 Accord avec Exelon sur CENG

Après obtention de l'approbation de l'Autorité de Sûreté Nucléaire américaine, la *Nuclear Regulatory Commission* (NRC), EDF a finalisé, le 1^{er} avril 2014, l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 concernant Constellation Energy Nuclear Group (CENG).

Aux termes de cet accord, EDF délègue à Exelon, premier exploitant nucléaire américain, la gestion opérationnelle des cinq réacteurs nucléaires détenus par CENG (répartis sur trois sites aux États-Unis et représentant une puissance totale de 4,2 GW).

Par ailleurs, CENG a versé au Groupe un dividende exceptionnel d'un montant de 400 millions de dollars américains (290 millions d'euros), dont le versement a été financé par un prêt accordé à CENG par Exelon. Dès la fin du remboursement de ce prêt, CENG s'est engagé à verser également à Exelon un dividende d'une valeur actualisée équivalente à 400 millions de dollars américains. EDF s'est également vu octroyer une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon – à la juste valeur – exerçable entre janvier 2016 et juin 2022.

À l'issue de cette opération, CENG reste détenue à 49,99 % par EDF et 50,01 % par Exelon, avec un Conseil d'administration composé à parité d'administrateurs désignés par Exelon et EDF. Néanmoins, l'examen des clauses du nouvel accord, au regard des critères d'analyse des nouvelles normes IFRS 10 et IFRS 11, conduit à considérer que CENG devient pour le groupe EDF, à compter du 1^{er} avril 2014, une entreprise associée (coentreprise avant cette date). CENG est donc consolidée par mise en équivalence.

3.4 EDF Energy : construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point

Le 8 octobre 2014, la Commission européenne a approuvé les principaux termes des accords entre le groupe EDF et le gouvernement britannique pour la construction de la centrale de Hinkley Point C située dans le Somerset. Cette décision fait suite à un examen rigoureux et détaillé des accords mené pendant 12 mois par la Commission européenne dans le cadre des règles de l'Union européenne sur les aides d'État. L'obtention de l'autorisation de la Commission européenne marque une nouvelle étape importante pour le projet, faisant notamment suite à : la délivrance du permis de construire et des licences concernant le site nucléaire, l'approbation de la conception du réacteur EPR par le régulateur britannique et l'accord sur les termes commerciaux du projet en octobre 2013, que sont le prix d'exercice du *Contract for Difference* (CfD) sur une durée de 35 ans (à partir de la date de mise en service) et l'éligibilité au programme national de garantie de financement des infrastructures (Infrastructure UK).

Les prochaines étapes préalables à une décision finale d'investissement incluent notamment : la conclusion d'accords avec les partenaires stratégiques et financiers du projet ; l'approbation par la Commission européenne et le gouvernement britannique des dispositions relatives au contrat de transfert des déchets ; la mise en place de la garantie de financement dans le cadre du programme « Infrastructure UK » ; la finalisation du CfD et des contrats avec les principaux fournisseurs.

3.5 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride ») :

- 1 500 millions de dollars américains avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Les options de remboursement de cette émission sont à la main d'EDF à l'issue d'une période minimum qui diffère selon la devise (entre 8 et 15 ans) puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques (évolution du référentiel comptable IFRS ou du régime fiscal, par exemple).

La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles qui diffèrent selon les devises. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF, du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer le versement. Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF.

L'ensemble de ces caractéristiques confèrent à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, cette émission est comptabilisée en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant net de 3 970 millions d'euros.

Cette émission constitue la deuxième phase du programme de financement lancé en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent au regard du portefeuille d'actifs industriels en développement.

3.6 Accord entre EDF et Exeltium

Le 27 octobre 2014, le consortium Exeltium et EDF ont conclu un accord pour aménager le contrat de fourniture d'électricité d'Exeltium et redonner ainsi de la compétitivité aux entreprises électro-intensives concernées, suite à la baisse forte et inattendue des prix de marché.

Ce protocole prévoit dans un premier temps une baisse du prix payé au fil des livraisons, puis dans un deuxième temps, une évolution de ce prix en fonction de celle du prix de marché de l'électricité. L'ensemble du mécanisme rend ainsi le contrat plus flexible tout en préservant son équilibre économique global.

Les autres paramètres contractuels (volumes livrés, options de sortie, partage du risque industriel) n'ont pas été modifiés. Le principe du contrat, validé dès l'origine par la Commission européenne, reste inchangé : offrir une visibilité de long terme aux entreprises réunies dans le consortium, avec un prix compétitif sur l'ensemble de la période, tout en permettant à EDF de partager une partie de ses coûts de production dans la durée.

3.7 Opérations et événements majeurs de l'exercice 2013

3.7.1 Cession de la participation du Groupe dans SSE

Le groupe EDF a reçu le 24 mai 2013 une offre irrévocable d'Energetický a Prumyslový Holding, a. s. (EPH), entreprise tchèque leader dans le domaine de l'énergie en Europe centrale et de l'Est, pour l'acquisition de sa participation minoritaire de 49 % dans Stredoslovenska Energetika a. s. (SSE), le deuxième distributeur et fournisseur d'électricité en Slovaquie.

La finalisation de la transaction a eu lieu le 27 novembre 2013 après l'obtention de l'aval des autorités de la concurrence, sur la base d'une valorisation de la participation du Groupe dans SSE à environ 400 millions d'euros. Sur l'opération, une plus-value de cession avant impôt de 54 millions d'euros a été comptabilisée en « Autres produits et charges opérationnels ».

3.7.2 Acquisition de la participation de Centrica dans Nuclear New Build Holdings

Le 4 février 2013, Centrica a annoncé sa décision de mettre fin à son partenariat avec EDF pour la construction d'EPR au Royaume-Uni, en exerçant l'option de cession à EDF Energy des 20 % qu'elle détient dans Nuclear New Build Holdings (NNBH), société portant les projets de Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni. EDF, qui détenait déjà 80 % de NNBH via EDF Energy, devient ainsi actionnaire à 100 % de cette société.

L'acquisition de la participation de Centrica se traduit en 2013 par un impact positif de 228 millions d'euros sur les capitaux propres – part du Groupe, résultant de la différence positive entre la quote-part d'actifs récupérée et le prix payé suite à l'exercice de cette option.

Centrica reste partenaire d'EDF à hauteur de 20 % pour les centrales nucléaires en exploitation au Royaume-Uni et conserve ses contrats commerciaux d'achat d'électricité auprès du groupe EDF.

➤ Note 4 Évolutions réglementaires en France

4.1 Tarifs réglementés

4.1.1 Annulation des tarifs réglementés de vente par le Conseil d'État

Par décision du 11 avril 2014, le Conseil d'État a annulé partiellement les tarifs réglementés de vente de l'électricité pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 suite à un recours en annulation exercé par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Il a en effet jugé que le niveau de la hausse des tarifs jaune et bleu pour la période, limitée à 2 % par l'arrêté ministériel du 20 juillet 2012, était insuffisant, d'une part, pour couvrir les coûts de production d'électricité d'EDF et, d'autre part, compte tenu de l'objectif d'assurer la convergence tarifaire voulue par le législateur avec les coûts de fourniture de l'électricité distribuée à un tarif de marché d'ici le 31 décembre 2015. La publication au *Journal officiel* du rectificatif tarifaire 2012 a eu lieu le 31 juillet 2014.

Sur la base de ce rectificatif, un complément de chiffre d'affaires de 921 millions d'euros (dont 908 millions d'euros relatifs à EDF) a été comptabilisé en 2014 dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Après prise en compte de divers coûts afférents à ce rattrapage tarifaire, l'impact sur l'excédent brut d'exploitation du Groupe sur l'exercice 2014 s'élève à 744 millions d'euros.

4.1.2 Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France

L'arrêté tarifaire du 26 juillet 2013 prévoyait une hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente de 5 % en moyenne pour les tarifs bleus, à compter du 1^{er} août 2014. Le 4 juillet 2014, le Gouvernement a annoncé l'annulation de cette hausse et a publié un arrêté en ce sens.

Par la suite, le Gouvernement a décidé de modifier le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 de manière à mettre en place, sans attendre le 31 décembre 2015, une méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité par empilement, en fonction de l'addition du prix d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que

d'une rémunération normale. Ce nouveau décret a été publié le 28 octobre 2014. Sur cette base, un arrêté a fixé les nouvelles grilles tarifaires à compter du 1^{er} novembre 2014. Les hausses tarifaires ont été effectivement inférieures aux 5 % annoncés en 2013. Elles ont été en moyenne de 2,5 % pour le Tarif Bleu résidentiel, 3,7 % pour le Tarif Vert, 2,5 % pour le Tarif Jaune. Le Tarif Bleu non résidentiel a baissé en moyenne de 0,7 %.

4.2 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE 4)

La délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) du 12 décembre 2013 fixant les tarifs de distribution à compter du 1^{er} janvier 2014 a été publiée au *Journal officiel* du 20 décembre 2013. Ces tarifs ont augmenté en moyenne de 3,6 % au 1^{er} janvier 2014 et ont baissé de 1,3 % au 1^{er} août 2014. Cette baisse correspond à l'apurement du compte de régulation des charges et produits (CRCP) pour 2 %, compensé à hauteur de 0,7 % par la prise en compte de l'inflation.

Par ailleurs, le Gouvernement a annoncé dans un courrier en date du 12 novembre 2013 adressé au Président de la CRE sa volonté de présenter prochainement un projet de loi pour sécuriser juridiquement le cadre de détermination du TURPE et permettre la mise en œuvre d'une méthode de régulation économique normative. Ce point fait l'objet d'un article dans le projet de loi relative à la transition énergétique voté en première lecture à l'Assemblée nationale le 14 octobre 2014.

S'agissant des tarifs de transport, le TURPE a également baissé de 1,3 % au 1^{er} août 2014, correspondant là aussi à l'apurement du CRCP pour 2 %, compensé à hauteur de 0,7 % par la prise en compte de l'inflation. En outre, le 27 mai 2014, la CRE a décidé de mettre en œuvre un abattement exceptionnel de 50 % sur la facture de transport d'électricité des sites industriels gros consommateurs d'électricité. Cette mesure est applicable du 1^{er} août 2014 au 31 juillet 2015. Elle représentera un montant total d'environ 60 millions d'euros. Cette perte de recettes pour RTE deviendra mécaniquement une créance tarifaire grâce au mécanisme du CRCP et sera compensée dans le cadre des évolutions tarifaires des 1^{ers} août 2015 et 2016.

4.3 Lancement du déploiement des compteurs communicants (Linky)

Le déploiement des compteurs communicants s'inscrit dans le cadre des réglementations européenne et française relatives aux systèmes de comptages électriques. Il fait suite à une expérimentation menée par ERDF de 2009 à 2011 sur la base de 300 000 compteurs. Le bilan effectué par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) avait alors conduit celle-ci à recommander dans sa délibération du 7 juillet 2011 la généralisation du système de compteurs communicants. À l'initiative du ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, un groupe de travail réunissant l'ensemble des parties prenantes a été mis en place fin 2012. Ses travaux, menés en 2013, ont permis au Premier Ministre d'annoncer, le 9 juillet 2013, le déploiement par ERDF de trois millions de compteurs d'ici 2016.

Dans ce cadre, ERDF a lancé en octobre 2013 l'appel d'offres pour la fourniture de ces premiers équipements, qui a été attribué début août 2014 à six industriels. Ces entreprises livreront les premiers compteurs avant la fin de l'année 2015. ERDF a passé des appels d'offres pour la pose de millions de compteurs. Le déploiement des premiers compteurs dans les foyers devrait intervenir à partir de l'automne 2015.

Suite à la consultation publique ouverte le 30 avril 2014, la délibération de la CRE datée du 17 juillet 2014 relative au cadre de régulation tarifaire pour le projet Linky a été publiée au *Journal officiel* du 30 juillet 2014. Compte tenu de l'ampleur exceptionnelle de ce projet industriel (5 milliards d'euros investis entre 2014 et 2021 avec la pose de 35 millions de compteurs), un taux spécifique de rémunération des actifs a été établi sur une durée de 20 ans.

4.4 Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire historique (ARENH) allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 71,3 TWh pour l'année 2014, dont 36,8 TWh pour le premier semestre. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement depuis le 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes selon un échancier fixé par arrêté. Les demandes d'ARENH effectuées par les différents fournisseurs en novembre 2014 pour le premier semestre 2015 (15,8 TWh) sont en forte baisse par rapport au premier semestre 2014, principalement du fait de la baisse des prix du marché de gros, qui devient une source d'approvisionnement plus attractive.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) le 19 juin 2014, par l'Autorité de la concurrence et par la CRE. Il est en cours d'examen par la Commission européenne, qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le Gouvernement a annoncé que cette formule s'appliquerait à compter du 1^{er} juillet 2015. Le 15 octobre 2014, la CRE a estimé dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité et sur la base des informations dont elle disposait à cette date que l'application de cette formule conduirait à une hausse de l'ordre de 2 €/MWh en 2015.

4.5 Projet de loi sur la transition énergétique

Le 14 octobre 2014, l'Assemblée nationale a adopté en première lecture le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, dans lequel sont fixés des objectifs à moyen et long termes.

Les principaux objectifs concernent la réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030 par rapport au niveau de 1990 et leur division par quatre d'ici à 2050, ainsi que la division par deux de la consommation énergétique finale d'ici à 2050 avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.

Le projet de loi prévoit également l'évolution du mix énergétique français avec la diminution du nucléaire dans la production d'électricité de 75 % à 50 % à l'horizon 2025, la réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012 et la montée à 32 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale à horizon 2030.

En ce qui concerne le nucléaire, le texte plafonne la capacité totale de production à 63,2 GW, ce qui correspond à la capacité de production du parc actuellement en exploitation.

Le projet de loi introduit par ailleurs une nouvelle gouvernance des politiques climatique et énergétique. Il prévoit notamment l'élaboration par EDF d'un plan stratégique d'entreprise, qui devrait être compatible avec la programmation pluriannuelle de l'énergie et donnerait au Commissaire du Gouvernement le pouvoir de s'opposer aux décisions d'investissements incompatibles avec ce plan stratégique.

Parmi les autres enjeux du texte figurent la réforme du mode de soutien aux énergies renouvelables ainsi que la réforme de la gouvernance de la CSPE.

Le processus législatif se poursuit avec l'examen du texte par le Sénat début 2015.

4.6 Réforme des retraites – loi du 20 janvier 2014

La loi n° 2014-40 du 20 janvier 2014 est venue modifier la réglementation des régimes de retraites en France. Les deux mesures principales qu'elle met en œuvre ont vocation à s'appliquer au régime spécial des IEG. Ainsi, la durée de cotisation nécessaire pour obtenir une retraite à taux plein sera progressivement allongée jusqu'à atteindre 43 ans à compter de la génération 1973. Cette mesure prévue par la loi pour le régime général et le régime de la fonction publique a été transposée au régime des IEG par le décret n° 2014-698 du 25 juin 2014. De même, la date de revalorisation annuelle des pensions est reportée à compter de l'exercice 2014 du 1^{er} avril au 1^{er} octobre.

Le projet de loi ayant été adopté définitivement par le Parlement le 18 décembre 2013, ses dispositions ont été prises en compte dans l'évaluation des engagements du Groupe dès le 31 décembre 2013.

➤ Note 5 Évolutions du périmètre de consolidation

Outre l'acquisition par le Groupe des activités du groupe Dalkia et la cession des activités de Dalkia International décrite en note 3.1, les principales évolutions de périmètre sur l'exercice 2014 concernent les entités suivantes.

5.1 EDF Norte Fluminense

5.1.1 Acquisition des intérêts minoritaires

Le 11 avril 2014, le groupe EDF a acquis les 10 % détenus par le brésilien Petrobras dans la centrale thermique EDF Norte Fluminense SA au Brésil. Le Groupe détient désormais 100 % du capital de la société. L'acquisition de la participation de Petrobras se traduit par un impact négatif de 35 millions d'euros sur les capitaux propres – part du Groupe résultant de la différence entre la quote-part d'actifs acquise et le prix payé.

5.1.2 Prise de participation dans la Compagnie Énergétique de SINOP

En décembre 2014, EDF Norte Fluminense a pris une participation de 51 % dans la Compagnie Énergétique de SINOP (CES), chargée de la construction et de l'exploitation de l'aménagement hydroélectrique de SINOP. Les deux autres actionnaires sont Eletronorte (24,5 %) et CHESF (24,5 %), filiales du groupe Eletrobras.

La construction du barrage d'une puissance installée de 400 MW a démarré au printemps 2014, et sa mise en service commerciale est prévue au second semestre 2017.

L'analyse de la gouvernance mise en place entre les actionnaires de CES conclut à définir la participation du Groupe comme une coentreprise au sens d'IFRS 10, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5.2 Prise de participation dans Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.

En avril 2014, le groupe EDF et l'électricien China Datang Corporation (CDT) ont signé un accord pour une prise de participation du Groupe à hauteur de 49 % dans la société Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. (FPC). Cette coentreprise construira et exploitera une centrale ultra-supercritique au charbon de deux unités de 1 000 MW chacune, dont la construction vient d'être lancée sur le site de Fuzhou, dans le sud-est de la Chine. La mise en service de la centrale est prévue en 2016.

L'analyse de la gouvernance mise en place entre les actionnaires de FPC conclut à définir la participation du Groupe comme une coentreprise au sens d'IFRS 10, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

5.3 Cession de South Stream Transport BV

Le 29 décembre 2014, EDF et Gazprom ont signé un accord pour le rachat par Gazprom de la participation de 15 % du groupe EDF, via sa filiale EDF International, dans le projet de gazoduc de South Stream Transport BV.

Dans ce cadre et conformément aux accords préexistants, EDF International a ainsi récupéré l'intégralité des sommes investies dans le projet.

5.4 Fusion d'entités du Groupe

- En Pologne : la société EDF Wybrzeże SA a fusionné avec EDF Polska SA, entité détenue à 97,26 % par le groupe EDF.
- En Italie : les sociétés Transalpina di Energia SRL et Wagram Holding 4 SpA ont fusionné pour former Transalpina di Energia SpA (TdE SpA), entité détenue à 100 % par EDF et portant la participation du Groupe dans Edison. À l'issue de cette opération de fusion, la participation du Groupe dans Edison s'établit à 97,40 % (inchangée par rapport au 31 décembre 2013).

Ces opérations de fusions internes sont sans incidence sur les comptes consolidés du Groupe.

5.5 Évolutions du périmètre de consolidation sur l'exercice 2013

Les principales évolutions du périmètre de consolidation intervenues sur l'exercice 2013 sont présentées en note 3.7.

➤ Note 6 Informations sectorielles

6.1 Informations par secteur opérationnel

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif. Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- « **France** », qui désigne EDF, RTE Réseau de Transport d'Électricité et ERDF, et regroupe principalement les activités de production et commercialisation (non régulées), les activités réseaux (distribution et transport) et les activités insulaires ;

- « **Royaume-Uni** », qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy, y compris EDF Energy Nuclear Generation Ltd. et EDF Development Company Ltd. ;
- « **Italie** », qui désigne les entités situées en Italie, notamment les entités du sous-groupe Edison, TdE SpA et Fenice ;
- « **Autre international** », qui désigne EDF International et les autres entités électriques et gazières situées en Europe continentale, aux États-Unis, en Amérique latine et en Asie ;
- « **Autres activités** », qui désigne l'ensemble des autres participations dont EDF Trading, EDF Énergies Nouvelles, Dalkia, Tiru, Électricité de Strasbourg et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

6.1.1 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	39 910	10 160	12 687	5 603	4 514	-	72 874
Chiffre d'affaires inter-secteur	931	-	3	193	1 374	(2 501)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 841	10 160	12 690	5 796	5 888	(2 501)	72 874
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	12 198	1 941	886	632	1 622	-	17 279
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	6 238	810	228	(356)	1 064	-	7 984
Bilan :							
Goodwill	-	8 652	-	42	1 000	-	9 694
Immobilisations incorporelles et corporelles	96 404	14 531	8 915	4 206	12 328	-	136 384
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	5 109	51	219	5 028	582	-	10 989
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	31 147	4 919	3 862	1 126	7 686	-	48 740
Actifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	18	-	18
Autres actifs non affectés	-	-	-	-	-	-	62 164
TOTAL ACTIF	132 660	28 153	12 996	10 402	21 614	-	267 989
Autres informations :							
Dotations aux amortissements	(5 343)	(1 007)	(714)	(385)	(491)	-	(7 940)
Pertes de valeur	(35)	(169)	(182)	(606)	(197)	-	(1 189)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	-	2 998	729	730	962	-	5 419
Investissements corporels et incorporels	9 025	1 585	444	511	2 156	-	13 721

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

6.1.2 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)

	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Éliminations inter-secteurs	Total
Compte de résultat :							
Chiffre d'affaires externe	40 210	9 782	12 689	6 349	2 886	–	71 916
Chiffre d'affaires inter-secteur	762	–	2	223	1 005	(1 992)	–
CHIFFRE D'AFFAIRES	40 972	9 782	12 691	6 572	3 891	(1 992)	71 916
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	10 778	1 992	1 059	814	1 456	–	16 099
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	6 229	1 021	243	(178)	1 019	–	8 334
Bilan :							
Goodwill	–	8 140	–	337	604	–	9 081
Immobilisations incorporelles et corporelles	91 702	13 286	9 256	4 327	10 096	–	128 667
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	5 134	47	217	5 116	965	–	11 479
Autres actifs sectoriels ⁽¹⁾	29 443	4 560	3 869	1 130	6 257	–	45 259
Actifs détenus en vue de la vente	–	–	–	–	1 154	–	1 154
Autres actifs non affectés	–	–	–	–	–	–	55 279
TOTAL ACTIF	126 279	26 033	13 342	10 910	19 076	–	250 919
Autres informations :							
Dotations aux amortissements	(4 698)	(903)	(716)	(397)	(440)	–	(7 154)
Pertes de valeur	(71)	(7)	(88)	(371)	(80)	–	(617)
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	–	2 783	439	867	909	–	4 998
Investissements corporels et incorporels	9 015	1 339	339	392	1 957	–	13 042

(1) Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés et les autres débiteurs.

6.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par groupes de produits ou services

Le chiffre d'affaires du Groupe est ventilé par groupes de produits ou services définis comme suit :

- « **Production-commercialisation** » : production d'énergie et sa vente aux entreprises, aux collectivités locales, aux professionnels et aux résidents. La « production-commercialisation » inclut également les activités de *trading* de matières premières ;

- « **Distribution** » : gestion du réseau public de transport basse et moyenne tension ;
- « **Transport** » : exploitation, entretien et développement du réseau de transport d'électricité haute tension et très haute tension ;
- « **Autres** » : services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités ainsi que les nouveaux métiers qui ont notamment pour objet le développement de la production d'électricité à partir de cogénération et d'énergies renouvelables (éoliennes, photovoltaïque...).

(en millions d'euros)	Production-commercialisation	Distribution	Transport	Autres	Éliminations	Total
2014 :						
Chiffre d'affaires externe :						
– dont France	26 030	14 317	–	460	(897)	39 910
– dont International et autres activités	29 428	588	245	2 703	–	32 964
CHIFFRE D'AFFAIRES	55 458	14 905	245	3 163	(897)	72 874
2013 :						
Chiffre d'affaires externe :						
– dont France	25 789	14 699	–	310	(588)	40 210
– dont International et autres activités	29 715	806	219	966	–	31 706
CHIFFRE D'AFFAIRES	55 504	15 505	219	1 276	(588)	71 916

Le chiffre d'affaires « Autres » inclut un effet périmètre de 1 621 millions d'euros du fait de l'acquisition de Dalkia le 25 juillet 2014, correspondant à une activité de services énergétiques.

Compte de résultat

➤ Note 7 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	70 449	69 653
Autres ventes de biens et de services	1 515	1 416
Trading	910	847
CHIFFRE D'AFFAIRES	72 874	71 916

Les ventes d'énergie et de services liés à l'énergie de l'exercice 2014 intègrent les effets du rattrapage tarifaire 2012 pour 921 millions d'euros (voir note 4.1.1) et l'effet de périmètre lié à l'intégration de Dalkia à compter du 25 juillet 2014 pour 1 456 millions d'euros.

Retraité de ces éléments, le chiffre d'affaires de l'exercice 2014 est en baisse, principalement du fait de moindres volumes vendus en raison d'un climat défavorable dans la plupart des pays européens dans lesquels le Groupe opère (et notamment en France).

➤ Note 8 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(12 307)	(12 639)
Achats d'énergie	(15 380)	(15 900)
Charges de transport et d'acheminement	(9 316)	(9 134)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	(122)	(125)
(Dotations) et reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	421	(318)
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(36 704)	(38 116)

Les achats consommés de combustible comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (charbon, biomasse, fioul, propane, matières fissiles, combustibles nucléaires et gaz), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts

relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

Les achats d'énergie comprennent les achats d'énergie produite par des tiers, y compris celle issue de la cogénération en vue de la revente.

➤ Note 9 Autres consommations externes

Les différentes composantes constituant les autres consommations externes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Services extérieurs	(11 316)	(10 539)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)	(2 707)	(2 218)
Production stockée et immobilisée	4 673	4 260
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes	169	210
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	(9 181)	(8 287)

➤ Note 10 Charges de personnel

10.1 Charges de personnel

Les différentes composantes des charges de personnel sont les suivantes :

<i>(en millions d'euros)</i>	2014	2013
Rémunérations	(7 426)	(7 027)
Charges de Sécurité sociale	(1 668)	(1 543)
Intéressement et participation	(257)	(230)
Autres contributions liées au personnel	(373)	(388)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(242)	(232)
Avantages à court terme	(9 966)	(9 420)
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(852)	(805)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(723)	(933)
Avantages postérieurs à l'emploi	(1 575)	(1 738)
Autres avantages à long terme	(237)	(122)
Indemnités de fin de contrat	(7)	(11)
Autres charges de personnel	(244)	(133)
CHARGES DE PERSONNEL	(11 785)	(11 291)

10.2 Effectifs moyens

	2014	2013
Statut IEG	103 088	101 732
Autres	44 936	38 142
EFFECTIFS MOYENS	148 024	139 874

Les effectifs moyens des entités contrôlées et en activités conjointes sont présentés en équivalents temps plein.

La hausse observée en 2014 est principalement liée à l'entrée de périmètre de Dalkia.

➤ Note 11 Impôts et taxes

Les impôts et taxes s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2014	2013
Impôts et taxes sur rémunérations	(243)	(236)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 494)	(1 476)
Autres impôts et taxes	(1 856)	(1 769)
IMPÔTS ET TAXES	(3 593)	(3 481)

➤ Note 12 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013
Subventions d'exploitation	12.1	6 116	5 310
Résultat de déconsolidation	12.2	254	301
Résultat de cession d'immobilisations	12.2	(153)	(100)
Dotations nettes aux provisions sur actifs courants		(195)	(208)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation		(142)	(140)
Autres produits et charges	12.3	(212)	195
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		5 668	5 358

12.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 5 888 millions d'euros en 2014 (5 103 millions d'euros en 2013). L'évolution s'explique principalement par la baisse des prix de marché de l'électricité et l'augmentation des volumes d'achats d'énergie photovoltaïque, qui a pour effet d'augmenter la subvention à recevoir relative aux obligations d'achat en métropole, et par la hausse des volumes d'achats d'énergie dans les zones non interconnectées.

12.2 Résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations

Les résultats de déconsolidation et de cession d'immobilisations intègrent en 2014 :

- des plus-values de cession d'actifs de production d'EDF Énergies Nouvelles réalisées dans le cadre de ses activités de développement-vente d'actifs structurés (DVAS) pour 225 millions d'euros (188 millions d'euros en 2013) ;
- des plus-values de cession relatives à des actifs immobiliers en France pour 17 millions d'euros (62 millions d'euros en 2013).

12.3 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent notamment en 2013 et 2014 les effets au titre des exercices antérieurs des renégociations favorables à Edison dans le cadre des litiges et arbitrages relatifs aux révisions de prix des contrats d'approvisionnement à long terme en gaz.

➤ Note 13 Pertes de valeur/reprises

13.1 Pertes de valeur par catégories d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013
Pertes de valeur sur goodwill	18	(298)	(129)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	19	(74)	(56)
Pertes de valeur sur actifs corporels et actifs destinés à être cédés	21-22-46	(832)	(432)
Autres éléments		15	-
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		(1 189)	(617)

En 2013, les pertes de valeur enregistrées pour un montant total de (617) millions d'euros étaient principalement relatives à EDF Luminus pour (229) millions d'euros et EDF Polska pour (127) millions d'euros.

Les pertes de valeur enregistrées en 2014 s'élevaient à (1 189) millions d'euros, et se détaillent comme suit.

13.2 Tests de dépréciation des goodwill et des actifs et pertes de valeur

Les tableaux ci-après présentent les tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie et autres actifs du Groupe en 2014, avec les hypothèses clés retenues.

Tests de dépréciation sur la valeur des goodwill et des immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie :

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2014 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	Goodwill EDF Energy	6,7 %	–	–
Italie	Marque Edison	7,9 % – 9,5 %	2,0 %	–
Autre international	Goodwill EDF Luminus	6,5 %	1,9 %	(281)
Autres activités	Goodwill et marque Dalkia	7,0 %	1,7 %	–
Autres pertes de valeur sur goodwill				(17)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉFINIE				(298)

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels :

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif	Indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2014 (en millions d'euros)
Royaume-Uni	CCGT et stockage gaz	Baisse des <i>spreads</i>	6,5 % – 6,7 %	(169)
Italie	Actifs d'Edison	Baisse des prix de l'électricité	6,9 % – 8,9 %	(167)
Autre international	Actifs d'EDF Luminus en Belgique	Baisse des prix de l'électricité	6,5 %	(305)
Autres activités	Stockage gaz en Allemagne	Baisse des <i>spreads</i> saisonniers	6,0 %	(46)
Autres activités	UGT d'EDF Énergies Nouvelles	Nouvelles réglementations	5,1 % – 9,7 %	(127)
Autres pertes de valeur sur actifs				(92)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				(906)

Hypothèses générales

Les taux d'actualisation sur les pays de référence sont relativement stables entre 2013 et 2014, la baisse du taux sans risque ayant été compensée par une hausse de la prime de risque de marché.

Les scénarios de long terme confirment les tensions durables sur les marchés de l'énergie en Europe. La baisse des prix, la baisse de la demande, l'essor des énergies renouvelables et les surcapacités pèsent notamment sur la rentabilité des moyens de production traditionnels.

Dans ce contexte, des mécanismes de rémunération de capacité sont envisagés sur le plan réglementaire afin de maintenir sur le réseau des actifs de production assurant la pointe et de fournir un signal prix suffisant pour déclencher les investissements nécessaires à la sécurité du réseau. Ces mécanismes ont été considérés au cas par cas dans les tests, en fonction de l'avancement de la réglementation.

Royaume Uni – EDF Energy

Le goodwill d'EDF Energy s'élève à 8 652 millions d'euros au 31 décembre 2014. Il résulte de l'acquisition entre 1998 et 2009 par le groupe EDF des différentes activités aujourd'hui en opération au Royaume-Uni.

La valeur recouvrable de l'ensemble EDF Energy est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie. La durée d'utilité des unités de production tient compte de l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires existants et de la mise en service de deux EPR d'une durée de vie de 60 ans sur le site d'Hinkley Point.

Pour les installations de production existantes, la valeur recouvrable est sensible aux hypothèses d'évolution des prix à long terme de l'électricité au Royaume-Uni. Les hypothèses retenues tiennent compte d'une résorption progressive des surcapacités actuelles, notamment du fait du déclassement des centrales charbon existantes, entraînant l'apparition de besoins de nouveaux moyens de production ainsi que d'une rémunération de capacité pour l'ensemble des actifs.

Pour le projet de construction de deux EPR sur le site d'Hinkley Point, les projections prennent en compte les prix de vente de l'électricité fondés sur le *Contract for Difference* (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon de 35 ans : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire.

L'utilisation d'un CMPC majoré de 1 point n'entraînerait pas de dépréciation du goodwill.

Une perte de valeur de (169) millions d'euros a par ailleurs été comptabilisée sur certains actifs d'EDF Energy :

- (115) millions d'euros sur le CCGT West Burton mis en service en 2013 en raison de la dégradation durable des *spark spreads* ;
- (54) millions d'euros sur un actif de stockage gaz dont la mise en service des premières cavités est prévue en 2015. Deux facteurs principaux sous-tendent cette dépréciation : la réduction du nombre de cavités pouvant être développées, d'une part, et la forte baisse de la volatilité sur le marché du gaz, d'autre part.

Italie – Edison

S'agissant d'un actif incorporel à durée de vie indéfinie, la marque « Edison », enregistrée dans les comptes consolidés du Groupe pour un montant de 945 millions d'euros, a fait l'objet d'un test de dépréciation qui n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur. Le test a été réalisé en utilisant la méthode du taux de redevance du chiffre d'affaires. La société mène actuellement une politique d'assainissement de sa base de clients particuliers conduisant à une réduction des revenus associés à court terme. Toutefois, la notoriété de la marque et les marges réalisées sur les clients du portefeuille sont en amélioration.

Concernant les autres actifs d'Edison, la baisse des prix de gros a conduit à la comptabilisation de (167) millions d'euros de pertes de valeur portant notamment sur les actifs de production hydrauliques et éoliens.

Des analyses de sensibilité ont été réalisées sur les activités d'exploration-production d'Edison en tenant compte de la baisse des prix du pétrole. Ces analyses ne conduisent pas à comptabiliser de dépréciation sur les actifs dans les comptes consolidés du Groupe.

Autre international

EDF Luminus

La poursuite de la baisse des prix de l'électricité associée à un environnement toujours très difficile pour les énergéticiens en Belgique a conduit à la comptabilisation d'une perte de valeur d'un montant total de (586) millions d'euros, dont (281) millions d'euros relatifs au goodwill (intégralement déprécié au 31 décembre 2014).

La majoration de 0,5 point du CMPC aurait un impact négatif de (104) millions d'euros sur la valeur recouvrable.

EDF Luminus est copropriétaire avec Electrabel à hauteur de 10,2 % des centrales Doel 3 et Tihange 2, pour un montant de 190 millions d'euros dans le bilan au 31 décembre 2014. Ces deux centrales sont à l'arrêt depuis mars 2014 pour réaliser un programme de tests approfondis des cuves. L'Agence fédérale de contrôle nucléaire statuera sur l'autorisation de redémarrage au vu d'un dossier de justification à remettre par Electrabel. Electrabel estime que les centrales resteront indisponibles jusqu'au 1^{er} juillet 2015. Cette indisponibilité a été prise en compte dans le test de perte de valeur du goodwill.

Autres activités

Allemagne – stockage gaz

Une perte de valeur de (46) millions d'euros a été constatée sur un stockage gaz en Allemagne détenu en cocontrôle avec EnBW. L'actif souffre en effet de la dégradation durable des *spreads* saisonniers.

EDF Énergies Nouvelles

Au 31 décembre 2014, (127) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisés au titre des différentes UGT d'EDF Énergies Nouvelles.

Ces dépréciations concernent essentiellement l'Italie (changements réglementaires sur le renouvelable), le Mexique (difficultés opérationnelles sur un parc) et les États-Unis (projets en développement).

➤ Note 14 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2014 intègrent les éléments suivants :

- un résultat de cession de 217 millions d'euros relatif aux opérations autour de la participation du Groupe dans Dalkia (voir note 3.1.4) ;
- une charge de (388) millions d'euros relative à la déconstruction des centrales nucléaires françaises définitivement à l'arrêt (centrales UNGG, Creys-Malville, Brennilis et Chooz A – voir note 29.1.3).

Les autres produits et charges d'exploitation de l'exercice 2013 intègrent les éléments suivants :

- un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.6) ;
- une provision pour risques de (174) millions d'euros relative à la participation d'EDF dans SLOE, centrale à cycle combinés gaz aux Pays-Bas ;
- des charges de restructuration pour (55) millions d'euros relatives aux activités du Groupe en Belgique et dans certains pays d'Europe centrale.

➤ Note 15 Résultat financier

15.1 Coût de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Charges d'intérêts sur opérations de financement	(2 207)	(2 266)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	(10)	(1)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	3	11
Résultat net de change sur endettement	(29)	(6)
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	(2 243)	(2 262)

15.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2014	2013
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme	(1 273)	(1 243)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽¹⁾	(1 633)	(1 580)
Autres provisions et avances	(90)	(108)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(2 996)	(2 931)

(1) Y compris effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 36.3).

15.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	17	16
Produits (charges) sur actifs financiers disponibles à la vente	1 258	1 057
Produits (charges) sur autres actifs financiers	376	373
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat	16	120
Autres charges financières	(191)	(252)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	124	(102)
Rendement des actifs de couverture	594	560
Intérêts d'emprunts capitalisés	494	479
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	2 688	2 251

Les produits nets des charges sur les actifs financiers disponibles à la vente intègrent des résultats de cession, des produits d'intérêts et des dividendes.

En 2014, les produits et charges sur actifs financiers disponibles à la vente incluent des plus-values nettes de cessions relatives aux actifs dédiés d'EDF à hauteur de 894 millions d'euros (714 millions d'euros en 2013).

➤ Note 16 Impôts sur les résultats

16.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de la charge d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2014	2013
Impôts courants	(2 115)	(2 069)
Impôts différés	276	173
TOTAL	(1 839)	(1 896)

En 2014, la charge d'impôt courant provient du groupe d'intégration fiscale EDF en France pour (1 499) millions d'euros et des autres filiales pour (616) millions d'euros (respectivement (1 545) millions d'euros et (524) millions d'euros en 2013).

16.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2014	2013
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	5 433	5 392
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	38,00 %	38,00 %
Charge théorique d'impôt	(2 065)	(2 049)
Différences de taux d'imposition	87	341
Différences permanentes	34	(80)
Impôts sans base	94	(135)
Actifs d'impôts différés non reconnus	8	20
Autres	3	7
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	(1 839)	(1 896)
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	33,85 %	35,16 %

Le taux effectif d'impôt observé sur les exercices 2014 et 2013 est affecté à la hausse par les pertes de valeur. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt s'établit en 2014 et en 2013 respectivement à 32,2 % et à 34,0 %.

La différence entre le taux d'impôt théorique et ce taux effectif retraits s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2014 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 87 millions d'euros,
 - l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 111 millions d'euros ;
- pour 2013 :
 - l'impact positif des différences de taux d'imposition des filiales étrangères pour 341 millions d'euros, dont 254 millions d'euros relatifs à la baisse de 3 points du taux d'imposition au Royaume-Uni,
 - l'impact négatif des lois de finances 2012 et 2013 en France pour (135) millions d'euros – hors effet de l'augmentation du taux d'impôt à 38 % – correspondant principalement à la taxe sur dividendes et à la limitation de la déductibilité d'intérêts financiers.

16.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2014	2013
Impôts différés actifs	2 171	2 639
Impôts différés passifs	(4 242)	(4 709)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 1^{ER} JANVIER	(2 071)	(2 070)
Variation en résultat net	276	174
Variation en capitaux propres	258	(192)
Écarts de conversion	(101)	61
Mouvements de périmètre	(67)	25
Autres mouvements	16	(69)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	(1 689)	(2 071)
Dont impôts différés actifs	2 626	2 171
Dont impôts différés passifs	(4 315)	(4 242)

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2014 est liée à hauteur de 241 millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((103) millions d'euros sur l'exercice 2013).

16.4 Ventilation des impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Impôts différés :		
Immobilisations	(7 072)	(7 270)
Provisions pour avantages du personnel	7 723	5 963
Autres provisions et dépréciations	318	719
Instruments financiers	179	298
Déficits reportables et crédits d'impôts non utilisés	839	694
Autres	261	(67)
Impôts différés actifs et passifs	2 248	337
Impôts différés actifs non reconnus	(3 937)	(2 408)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(1 689)	(2 071)

Au 31 décembre 2014, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 3 937 millions d'euros (2 408 millions d'euros au 31 décembre 2013). Cette économie d'impôt potentielle est liée au 31 décembre 2014 à hauteur de 3 097 millions d'euros au stock d'impôts différés actifs relatifs notamment aux avantages du personnel en France (1 747 millions d'euros au 31 décembre 2013).

➤ Note 17 Résultat net et résultat net dilué par action

Le résultat dilué par action est calculé en divisant la part du résultat net du Groupe, corrigée de l'impact des instruments dilutifs et de la rémunération versée sur l'exercice aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, par le nombre moyen pondéré d'actions potentielles en circulation au cours de la période après neutralisation des actions propres.

La réconciliation entre le résultat de base et le résultat dilué conduisant au calcul des résultats par action (de base et dilué) ainsi que la variation du nombre moyen pondéré d'actions utilisé pour le calcul du résultat net de base et du résultat dilué par action s'analysent comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	2014	2013
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	3 701	3 517
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée	(388)	(103)
Effet des instruments dilutifs	–	–
Résultat net utilisé pour le calcul du résultat par action	3 313	3 414
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation sur l'exercice	1 858 467 505	1 852 523 933
Nombre moyen pondéré d'actions en circulation – dilué sur l'exercice	1 858 467 505	1 852 523 933
Résultats par action (en euros) :		
RÉSULTAT PAR ACTION	1,78	1,84
RÉSULTAT DILUÉ PAR ACTION	1,78	1,84

Actifs et passifs d'exploitation, capitaux propres

➤ Note 18 Goodwill

18.1 Variation des goodwill

Les différentes composantes constituant les goodwill des sociétés intégrées sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Valeur nette comptable à l'ouverture	9 081	9 400
Acquisitions	394	6
Cessions	–	–
Pertes de valeur (note 13)	(298)	(129)
Écarts de conversion	573	(179)
Autres mouvements	(56)	(17)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	9 694	9 081
Valeur brute à la clôture	10 624	9 716
Cumul des pertes de valeur à la clôture	(930)	(635)

En 2014, les variations observées sont liées principalement à :

- des acquisitions résultant à hauteur de 392 millions d'euros de la prise de contrôle de Dalkia ;
- des pertes de valeur pour (298) millions d'euros, dont (281) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Luminus ;
- des écarts de conversion pour 573 millions d'euros, notamment du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

En 2013, les variations observées sont liées principalement à :

- des pertes de valeur pour (129) millions d'euros, dont (102) millions d'euros relatifs à la dépréciation du goodwill d'EDF Luminus ;
- des écarts de conversion pour (179) millions d'euros, notamment du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

18.2 Répartition des goodwill par secteur opérationnel

Les goodwill se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF Energy	8 652	8 140
Total Royaume-Uni	8 652	8 140
EDF Luminus (Belgique)	–	281
Autres	42	56
Total Autre international	42	337
Dalkia	392	–
EDF Énergies Nouvelles	179	176
Autres	429	428
Total Autres activités	1 000	604
TOTAL GROUPE	9 694	9 081

➤ Note 19 Autres actifs incorporels

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2014
Logiciels	2 104	542	(134)	42	46	1	2 601
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	813	–	–	–	–	(3)	810
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	826	898	(1 082)	23	9	–	674
Autres immobilisations incorporelles	4 591	232	(7)	24	710	(5)	5 545
Immobilisations incorporelles en cours	1 974	234	–	17	–	(5)	2 220
Valeurs brutes	10 308	1 906	(1 223)	106	765	(12)	11 850
Amortissements et dépréciations	(2 448)	(743)	233	(24)	–	16	(2 966)
VALEURS NETTES	7 860	1 163	(990)	82	765	4	8 884

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles intègre au 31 décembre 2014 :

- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 831 millions d'euros ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour des montants de respectivement 130 millions d'euros et 601 millions d'euros (voir note 3.1).

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (74) millions d'euros a été enregistrée en 2014.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 550 millions d'euros en 2014.

Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	31/12/2012	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2013
Logiciels	1 686	562	(120)	(13)	–	(11)	2 104
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	838	–	–	(1)	–	(24)	813
Droits d'émission de gaz à effet de serre – certificats verts	516	1 052	(739)	–	–	(3)	826
Autres immobilisations incorporelles	4 429	215	(9)	(1)	(60)	17	4 591
Immobilisations incorporelles en cours	1 757	171	–	(2)	–	48	1 974
Valeurs brutes	9 226	2 000	(868)	(17)	(60)	27	10 308
Amortissements et dépréciations	(1 893)	(770)	136	9	35	35	(2 448)
VALEURS NETTES	7 333	1 230	(732)	(8)	(25)	62	7 860

La valeur brute des autres immobilisations incorporelles intègre au 31 décembre 2013 la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour des montants de respectivement 945 millions d'euros et 831 millions d'euros.

Une dépréciation des autres actifs incorporels de (56) millions d'euros a été enregistrée en 2013.

Le montant global des dépenses de recherche et développement d'EDF inscrit au compte de résultat s'élève à 543 millions d'euros en 2013.

➤ Note 20 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

20.1 Valeur nette des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Immobilisations	48 746	47 425
Immobilisations en cours	1 511	1 371
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	50 257	48 796

20.2 Variation des immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2013	2 256	78 371	3 488	84 115
Augmentations ⁽¹⁾	123	3 470	278	3 871
Diminutions	(16)	(622)	(170)	(808)
Autres mouvements	(2)	21	4	23
Valeurs brutes au 31/12/2014	2 361	81 240	3 600	87 201
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(1 209)	(33 265)	(2 216)	(36 690)
Dotations nettes aux amortissements	(43)	(206)	(152)	(401)
Diminutions	14	499	163	676
Autres mouvements ⁽²⁾	(10)	(1 934)	(96)	(2 040)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(1 248)	(34 906)	(2 301)	(38 455)
Valeurs nettes au 31/12/2013	1 047	45 106	1 272	47 425
VALEURS NETTES AU 31/12/2014	1 113	46 334	1 299	48 746

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrage par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie des dépréciations des comptes spécifiques des concessions.

➤ Note 21 Immobilisations en concessions des autres activités

21.1 Valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités

La valeur nette des immobilisations en concessions des autres activités se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Immobilisations	6 495	6 421
Immobilisations en cours	1 356	1 029
IMMOBILISATIONS EN CONCESSIONS DES AUTRES ACTIVITÉS	7 851	7 450

21.2 Variation des immobilisations en concessions des autres activités (hors immobilisations en cours)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2013	1 492	10 231	601	848	13 172
Augmentations	22	389	17	47	475
Diminutions	(1)	(19)	(1)	(10)	(31)
Écarts de conversion	9	45	(32)	47	69
Mouvements de périmètre	1	–	–	–	1
Autres mouvements	(4)	41	1	(13)	25
Valeurs brutes au 31/12/2014	1 519	10 687	586	919	13 711
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(819)	(4 982)	(302)	(648)	(6 751)
Dotations nettes aux amortissements	(32)	(335)	(17)	(55)	(439)
Pertes de valeur nettes de reprises	–	(20)	–	–	(20)
Diminutions	1	16	1	8	26
Écarts de conversion	(1)	(22)	16	(43)	(50)
Mouvements de périmètre	–	–	–	–	–
Autres mouvements	2	18	–	(2)	18
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(849)	(5 325)	(302)	(740)	(7 216)
Valeurs nettes au 31/12/2013	673	5 249	299	200	6 421
VALEURS NETTES AU 31/12/2014	670	5 362	284	179	6 495

Les immobilisations en concessions des autres activités comprennent les immobilisations concédées principalement situées en France (production hydraulique hors distribution publique d'électricité) et en Italie.

➤ Note 22 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

22.1 Valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre

La valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Immobilisations	50 342	47 839
Immobilisations en cours	18 813	16 432
Immobilisations financées par location-financement	237	290
IMMOBILISATIONS DE PRODUCTION ET AUTRES IMMOBILISATIONS CORPORELLES DU DOMAINE PROPRE	69 392	64 561

Au 31 décembre 2014, les immobilisations en cours correspondent notamment aux projets de constructions d'EPR en France et au Royaume-Uni, et à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

Des pertes de valeur pour (61) millions d'euros et pour (34) millions d'euros ont par ailleurs été enregistrées en 2014 respectivement sur des

immobilisations en cours et sur des immobilisations financées par location-financement.

Au 31 décembre 2013, les pertes de valeur sur des immobilisations en cours s'élevaient à (214) millions d'euros, dont (125) millions d'euros relatifs au projet de construction d'une centrale à charbon supercritique en Pologne.

22.2 Variation des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles du domaine propre (hors immobilisations en cours et financées par location-financement)

(en millions d'euros)	Terrains et constructions	Installations production nucléaire	Installations productions thermique et hydraulique	Réseaux	Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	Total
Valeurs brutes au 31/12/2013	11 830	61 399	19 473	29	13 273	106 004
Augmentations	613	3 059	1 358	1	2 572	7 603
Diminutions	(83)	(977)	(242)	–	(512)	(1 814)
Écarts de conversion	35	726	205	–	485	1 451
Mouvements de périmètre	2	–	(4)	–	(316)	(318)
Autres mouvements	5	79	62	(13)	(121)	12
Valeurs brutes au 31/12/2014	12 402	64 286	20 852	17	15 381	112 938
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2013	(6 545)	(37 550)	(9 204)	(3)	(4 863)	(58 165)
Dotations nettes aux amortissements	(346)	(2 499)	(914)	(1)	(906)	(4 666)
Pertes de valeur nettes de reprises	(2)	(198)	(317)	–	(200)	(717)
Diminutions	53	858	217	–	322	1 450
Écarts de conversion	11	(242)	(87)	–	(106)	(424)
Mouvements de périmètre	5	–	(10)	–	35	30
Autres mouvements	–	(109)	(1)	–	6	(104)
Amortissements et pertes de valeur au 31/12/2014	(6 824)	(39 740)	(10 316)	(4)	(5 712)	(62 596)
Valeurs nettes au 31/12/2013	5 285	23 849	10 269	26	8 410	47 839
VALEURS NETTES AU 31/12/2014	5 578	24 546	10 536	13	9 669	50 342

22.3 Contrats de location-financement

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Paiements minimaux futurs à recevoir en tant que bailleur	58	15	32	11	58
Paiements minimaux futurs à verser en tant que preneur	643	65	230	348	595

Le Groupe est engagé en tant que bailleur au titre d'accords qu'il a qualifiés de location-financement en vertu de l'interprétation IFRIC 4 et de la norme IAS 17. Ces engagements constituent la quasi-totalité des engagements de location-financement en tant que bailleur.

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location-financement non résiliables portant sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

➤ Note 23 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Activité principale ⁽¹⁾	31/12/2014			31/12/2013	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
Principales participations dans les entreprises associées						
RTE	T	100,00	5 109	379	5 134	494
CENG ⁽²⁾	P	49,99	2 621	(101)	2 784	(152)
Alpiq	P, D, A, T	25,00	735	(193)	947	(214)
Dalkia	A	-	-	8	363	22
Autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises						
TOTAL			2 524	86	2 251	112
			10 989	179	11 479	262

(1) P = production, D = distribution, T = transport, A = autres.

(2) Passage de CENG de coentreprise à entreprise associée suite à l'accord du 1^{er} avril 2014 avec Exelon (voir note 3.3).

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement Taishan (TNPJVC), Estag, Nam Theun Power Company (NTPC) et certaines sociétés détenues par EDF Énergies Nouvelles et Edison.

Sur l'exercice 2014, (425) millions d'euros de dépréciations ont été comptabilisés au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises, dont :

- (122) millions d'euros sur les actifs de CENG (voir note 23.2.3) ;

- (206) millions d'euros sur la participation dans Alpiq, correspondant à la quote-part des dépréciations passées dans les comptes d'Alpiq revenant au Groupe (voir note 23.3.2) ;
- (83) millions d'euros sur la participation dans la coentreprise Estag, correspondant à une dépréciation du goodwill existant au niveau du groupe EDF.

23.1 RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

23.1.1 Éléments financiers de RTE

Les principaux indicateurs financiers de RTE (données à 100 %) sont les suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	15 132	14 420
Actifs courants	3 000	2 161
Total actif	18 132	16 581
Capitaux propres	5 109	5 134
Passifs non courants	8 623	8 182
Passifs courants	4 400	3 265
Total des capitaux propres et du passif	18 132	16 581
Chiffre d'affaires	4 461	4 702
Excédent brut d'exploitation	1 687	1 788
Résultat net	379	494
Endettement financier net	7 877	7 459
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	(154)	31
Dividendes versés au Groupe	250	209

23.1.2 Opérations entre le groupe EDF et RTE

Au 31 décembre 2014, les principales transactions entre le groupe EDF et RTE sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

ERDF fait appel au réseau Haute et Très Haute Tension de RTE pour acheminer l'énergie des lieux de production vers le réseau de distribution. Sur l'exercice 2014, cette prestation de transport représente un chiffre d'affaires réalisé par RTE avec ERDF de 3 150 millions d'euros.

Par ailleurs, dans le cadre de sa mission de préservation de l'équilibre du système électrique, RTE réalise en 2014 :

- des achats et des ventes d'énergie auprès d'EDF et ERDF pour respectivement 96 millions d'euros et 142 millions d'euros ;

- des achats de service systèmes à EDF pour un montant de 282 millions d'euros.

Autres opérations

Le groupe EDF participe au financement de RTE via un prêt d'un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2014 (inchangé par rapport au 31 décembre 2013). Les charges d'intérêts relatives à ce prêt s'élèvent à 36 millions d'euros sur l'exercice 2014.

Par ailleurs, RTE est intégrée fiscalement avec EDF dans le cadre de la convention fiscale conclue entre les deux sociétés.

23.2 CENG

23.2.1 Éléments financiers de CENG

Les principaux indicateurs financiers de CENG (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	9 968	8 331
Actifs courants	1 019	873
Total actif	10 987	9 204
Capitaux propres	5 243	5 569
Passifs non courants	5 481	3 473
Passifs courants	263	162
Total des capitaux propres et du passif	10 987	9 204
Chiffre d'affaires	1 140	1 169
Excédent brut d'exploitation	285	374
Résultat net	(202)	(304)
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	594	(27)
Dividendes versés au Groupe	315	-

23.2.2 Opérations entre le groupe EDF et CENG

Au 31 décembre 2014, les principales transactions entre le groupe EDF et CENG sont les suivantes.

Chiffre d'affaires

Les contrats d'achat d'électricité conclus entre CENG et le Groupe (EDF Trading North America) prévoient la livraison à ce dernier de 15 % de l'énergie produite par CENG non vendue à d'anciens propriétaires de ses centrales en application de contrats d'achat d'électricité préexistants et prenant fin en 2014. À compter du 1^{er} janvier 2015 et jusqu'à la fin de l'exploitation respective des différentes centrales, le Groupe achètera 49,99 % de la production de CENG à prix de marché. L'accord signé avec Exelon en juillet 2013 et finalisé le 1^{er} avril 2014 ne modifie pas ces contrats d'achat d'électricité, sauf en cas d'exercice par le Groupe de l'option de vente de ses actions CENG à Exelon.

Ces ventes d'énergie de CENG à EDF Trading North America ont représenté un volume de 4,6 TWh en 2014.

Autres opérations

En application de l'accord signé avec Exelon, CENG a versé au groupe EDF le 1^{er} avril 2014 un dividende exceptionnel de 400 millions de dollars américains (290 millions d'euros).

23.2.3 Pertes de valeur

En 2014, des pertes de valeur ont été enregistrées sur la participation du Groupe dans CENG pour un montant de (122) millions d'euros. Cette perte de valeur a été calculée selon la méthodologie usuelle des tests de dépréciation en vigueur dans le Groupe (actualisation des flux de trésorerie d'exploitation, hypothèses Groupe). Elle résulte d'une dégradation des courbes de prix long terme en 2014.

En 2013, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans CENG ont été comptabilisées pour un montant de (146) millions d'euros.

23.3 Alpiq

Le 25 avril 2013, les principaux actionnaires suisses d'Alpiq ont souscrit un prêt hybride pour un montant de 366,5 millions de francs suisses. Suite à cette première étape, Alpiq a placé le 2 mai 2013 un emprunt hybride public pour un montant de 650 millions de francs suisses, avec un coupon de 5 % et une option de remboursement après 5 ans et demi au plus tôt.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, le prêt hybride des actionnaires et l'emprunt hybride public ont été comptabilisés en capitaux propres à compter de la réception des fonds dans les comptes consolidés d'Alpiq. Le groupe EDF n'ayant pas souscrit à l'opération, il n'y a pas d'impact sur la valeur de la participation dans Alpiq présentée au niveau des « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ».

23.3.1 Indicateurs financiers publiés

Les principaux indicateurs publiés par le groupe Alpiq étaient les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2013
Actifs non courants	7 411
Actifs courants	4 419
Total actif	11 830
Capitaux propres ⁽¹⁾	4 756
Passifs non courants	4 480
Passifs courants	2 594
Total des capitaux propres et du passif	11 830
Chiffre d'affaires	7 623
Excédent brut d'exploitation	642
Résultat net	15
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	115
Dividendes versés au Groupe	11

(1) Dont 828 millions d'euros d'emprunts hybrides.

La différence entre la quote-part de capitaux propres publiés par Alpiq et celle inscrite dans les comptes consolidés du Groupe provient principalement de l'emprunt hybride émis par Alpiq, auquel le Groupe n'a pas souscrit en 2013.

La valeur de la participation du groupe EDF dans Alpiq évaluée sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2014 est de 509 millions d'euros. Le Groupe estime que cette valeur boursière n'est pas représentative de la valeur de la société, du fait notamment du faible niveau de flottant.

23.3.2 Pertes de valeur

En 2014, des pertes de valeur ont été enregistrées sur la participation du Groupe dans Alpiq pour un montant de (206) millions d'euros. Elles concernent majoritairement des centrales hydroélectriques, des projets de centrales en Suisse ainsi que les contrats de prélèvement et de livraison à long terme, compte tenu des prix de marché et du contexte réglementaire difficile.

En 2013, des pertes de valeur sur la participation du Groupe dans Alpiq ont été comptabilisées pour un montant de (284) millions d'euros.

➤ Note 24 Stocks

La valeur comptable des stocks répartie par catégorie est la suivante :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014			31/12/2013		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	10 807	(14)	10 793	10 539	(14)	10 525
Autre combustible	1 916	(11)	1 905	2 023	(4)	2 019
Autres matières premières	1 586	(266)	1 320	1 343	(253)	1 090
En-cours de production de biens et services	197	(45)	152	90	(24)	66
Autres stocks	596	(19)	577	523	(19)	504
TOTAL STOCKS	15 102	(355)	14 747	14 518	(314)	14 204

La part à plus d'un an concerne principalement les stocks de combustible nucléaire pour un montant de 7 943 millions d'euros au 31 décembre 2014 (7 733 millions d'euros au 31 décembre 2013).

La valeur des stocks évalués en valeur de marché chez EDF Trading s'élève à 593 millions d'euros au 31 décembre 2014 (686 millions d'euros au 31 décembre 2013).

➤ Note 25 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	21 343	19 611
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	3 108	3 313
Dépréciations	(1 275)	(1 032)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	23 176	21 892

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

25.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	24 451	(1 275)	23 176	22 924	(1 032)	21 892
dont créances échues de moins de 6 mois	1 606	(245)	1 361	1 724	(308)	1 416
dont créances échues de 6 à 12 mois	662	(205)	457	626	(224)	402
dont créances échues de plus de 12 mois	1 339	(623)	716	1 125	(432)	693
dont total des créances échues	3 607	(1 073)	2 534	3 475	(964)	2 511
dont total des créances non échues	20 844	(202)	20 642	19 449	(68)	19 381

25.2 Opérations de titrisations

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Créances clients transférées intégralement maintenues au bilan	17	11
Créances clients transférées partiellement maintenues au bilan	29	-
Créances clients transférées intégralement sorties du bilan	1 225	1 151

Des opérations de titrisations de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 225 millions d'euros au 31 décembre 2014, dont 610 millions d'euros par le groupe Edison (1 151 millions d'euros en décembre 2013, dont 710 millions d'euros par le groupe Edison).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc pas dans le bilan consolidé du Groupe.

➤ Note 26 Autres débiteurs

Les autres débiteurs se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Charges constatées d'avance	1 585	1 434
Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE)	2 057	1 357
Créances TVA	2 678	2 272
Créances fiscales (hors TVA)	822	695
Autres créances d'exploitation	3 675	3 405
AUTRES DÉBITEURS	10 817	9 163
dont part non courante	2 024	1 924
dont part courante	8 793	7 239
dont valeurs brutes	10 896	9 245
dont dépréciation	(79)	(82)

La créance de CSPE correspond au produit à recevoir au 31 décembre 2014, à l'exception de la part relative au déficit généré antérieurement au 31 décembre 2012 et aux coûts de portage associés qui figurent en actifs financiers.

➤ Note 27 Capitaux propres

27.1 Capital social

Au 31 décembre 2014, le capital social d'EDF s'élevé à 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune, détenues à 84,5 % par l'État français, 13,7 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,7 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % d'actions autodétenues.

En 2013, le paiement en action d'une partie du solde du dividende de l'exercice 2012 s'est traduit par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros, correspondant à l'émission de 11 141 806 actions.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État français doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

27.2 Actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

Au 31 décembre 2014, les actions propres enregistrées en diminution des capitaux propres consolidés représentent 1 682 181 actions pour une valeur de 41 millions d'euros.

27.3 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2014 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2013 de 1,25 euro par action.

27.5 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

27.5.1 Détails des participations ne donnant pas le contrôle

	31/12/2014			31/12/2013	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
<i>(en millions d'euros)</i>					
Principales participations ne donnant pas le contrôle					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,0 %	2 998	155	2 783	220
EDF Luminus	36,5 %	539	(96)	648	(23)
EDF Investissements Groupe	4,5 %	515	19	527	17
Autres participations ne donnant pas le contrôle		1 367	(6)	1 040	27
TOTAL		5 419	72	4 998	241

Conformément à la modification statutaire proposée à l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende pourront bénéficier d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la société. Le montant du dividende majoré s'établit à 1,375 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2013, le solde du dividende distribué au titre de l'exercice 2013 s'est élevé à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 6 juin 2014 pour un montant de 1 268 millions d'euros.

Le 10 décembre 2014, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2014, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2014 pour un montant de 1 059 millions d'euros.

27.4 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

Le Groupe a émis en janvier 2014 des titres subordonnés à durée indéterminée pour une valeur de 3 970 millions d'euros (nette des coûts de transaction). Les détails de cette émission sont présentés en note 3.5.

Au 31 décembre 2014, le montant total de titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisé en capitaux propres s'élevé à 10 095 millions d'euros (net des coûts de transaction).

Par ailleurs, sur l'exercice 2014, une rémunération de 388 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014 (103 millions d'euros en 2013).

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. (anciennement British Energy), détenue à 80 % par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux participations de Total et Fluxys dans Dunkerque LNG, et aux intérêts minoritaires de filiales du sous-groupe Edison (incluant au 31 décembre 2014 l'effet de la prise de participation de F2i dans Edens – voir note 3.2.2).

27.5.2 Participations ne donnant pas le contrôle relatives à EDF Energy

Les principaux indicateurs financiers (à 100 %) d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs non courants	23 810	22 316
Actifs courants	3 549	3 427
Total actif	27 359	25 743
Capitaux propres	14 999	13 914
Passifs non courants	11 141	10 556
Passifs courants	1 219	1 273
Total des capitaux propres et du passif	27 359	25 743
Chiffre d'affaires	3 864	3 794
Résultat net	776	1 103
Total des gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	1 060	(398)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	1 335	1 361
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	(622)	(505)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	(809)	(1 099)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	528	792
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(96)	(243)
Incidence des variations de change	34	(21)
Autres incidences	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	466	528
Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	(153)	(230)

➤ Note 28 Provisions

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014			31/12/2013		
		Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire		1 632	19 455	21 087	1 447	19 100	20 547
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		290	22 943	23 233	265	21 327	21 592
Provisions liées à la production nucléaire	29	1 922	42 398	44 320	1 712	40 427	42 139
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	30	37	1 297	1 334	51	1 182	1 233
Provisions pour avantages du personnel	31	1 058	23 060	24 118	950	18 381	19 331
Autres provisions	32	2 237	1 841	4 078	2 121	1 480	3 601
TOTAL PROVISIONS		5 254	68 596	73 850	4 834	61 470	66 304

➤ Note 29 Provisions liées à la production nucléaire – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions liées à la production nucléaire comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs.

Les provisions sont évaluées en fonction des principes exposés en note 1.3.21.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et pratiques industrielles observées dans chacune des sociétés.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour gestion du combustible usé	11 954	498	(997)	572	147	56	12 230
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	8 593	34	(240)	396	75	(1)	8 857
Provisions pour aval du cycle nucléaire	20 547	532	(1 237)	968	222	55	21 087
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 094	423	(186)	859	350	(43)	19 497
Provisions pour derniers cœurs	3 498	–	–	177	85	(24)	3 736
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	21 592	423	(186)	1 036	435	(67)	23 233
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	42 139	955	(1 423)	2 004	657	(12)	44 320

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF Note 29.1	EDF Energy Note 29.2	Belgique	Total
Provisions pour gestion du combustible usé	10 105	2 125	–	12 230
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	1 178	3	8 857
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2014	17 781	3 303	3	21 087
Provisions pour aval du cycle nucléaire au 31/12/2013	17 321	3 224	2	20 547
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	5 436	195	19 497
Provisions pour derniers cœurs	2 413	1 323	–	3 736
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2014	16 279	6 759	195	23 233
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs au 31/12/2013	15 337	6 067	188	21 592

29.1 Provisions nucléaires en France

En France, les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.3.21 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 47).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, déconstruction et derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour gestion du combustible usé	29.1.1	9 779	457	(648)	462	55	10 105
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	29.1.2	7 542	29	(240)	346	(1)	7 676
Provisions pour aval du cycle nucléaire		17 321	486	(888)	808	54	17 781
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29.1.3	13 024	423	(164)	625	(42)	13 866
Provisions pour derniers cœurs	29.1.4	2 313	-	-	111	(11)	2 413
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		15 337	423	(164)	736	(53)	16 279
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		32 658	909	(1 052)	1 544	1	34 060

29.1.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées – soit environ 1 000 tonnes par an – sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, les provisions pour gestion du combustible usé comprennent les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement, y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables et des déchets, issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats en cours conclus avec AREVA suite à l'accord-cadre de décembre 2008.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Déchets TFA et FMA	997	967
Déchets FAVL	521	499
Déchets HA-MAVL	6 158	6 076
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	7 676	7 542

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soullaines, géré par l'ANDRA.

29.1.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de fermeture, de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel - Graphite - Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en subsurface.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et doit en présenter le résultat aux pouvoirs publics avant la fin de l'année 2015. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude, intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses prévisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet CIGEO), l'ANDRA a réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et a analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs a permis des échanges techniques construits qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement...) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis, qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier provisoire de chiffrage, envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi de 2006, un processus de consultation a été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation devrait porter notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires, sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs disposent ainsi d'un délai de deux mois pour communiquer leurs observations, qui seront intégrées dans le dossier qui sera soumis à la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'ASN, le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Compte tenu des incertitudes sur le niveau des coûts qui sera retenu et sur l'impact correspondant en termes de provision, la provision comptabilisée à fin décembre 2014 par EDF reste basée sur le coût de référence issu du groupe de travail de 2005.

Les échanges en cours entre la DGEC, l'ANDRA et les producteurs portent sur le coût aux conditions économiques 2011 d'un stockage basé sur un inventaire à terminaison des déchets de tous les producteurs.

L'évaluation de la provision est sensible au coût brut du stockage mais également à des hypothèses structurantes comme le calendrier des décaissements, la répartition des coûts entre les différents producteurs (EDF, AREVA, CEA) et la prise en compte des opportunités, risques, aléas et incertitudes du projet. En conservant ces hypothèses identiques à celles retenues dans la provision actuelle, un relèvement du devis brut d'un pas de un milliard d'euros aux conditions économiques de 2011 aurait un impact estimé à environ 200 millions d'euros en valeur actualisée sur la provision à fin décembre 2014.

Si l'évaluation arrêtée par la Ministre devait s'écarter des estimations d'EDF, le Groupe en traduirait les effets dans ses comptes.

29.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006 et son décret d'application.

La déconstruction des centrales nucléaires comporte 3 niveaux selon la typologie définie en 1980 par l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) :

- niveau 1 : mise à l'arrêt définitif de la centrale (déchargement du combustible, vidange des circuits...);
- niveau 2 : démantèlement complet des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, démontage des équipements et évacuation des déchets ;
- niveau 3 : démantèlement complet du bâtiment réacteur, démontage de ses équipements et évacuation des déchets.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est une déconstruction immédiate après l'arrêt sans période d'attente de décroissance radioactive, conformément à la réglementation, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement. Si les opérations de niveau 1 doivent être effectuées en premier, certaines opérations de niveau 2 et 3 peuvent être effectuées en parallèle.

L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

EDF réalise actuellement un inventaire visant à identifier les éventuelles pollutions de sols des centrales en cours de déconstruction et des centrales en exploitation. À ce stade, seul l'assainissement des bâtiments est provisionné, des cas éventuels de pollution accidentelle des sols des centrales en exploitation étant traités dès leur survenance. Le retour d'expérience disponible à ce jour sur les installations en cours de déconstruction et les premières caractérisations de sol réalisées principalement sur le site de Brennilis confortent cette approche.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus, à l'exception de l'évacuation et stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets.

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	10 907	35	–	522	(42)	11 422
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 117	388	(164)	103	–	2 444
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	13 024	423	(164)	625	(42)	13 866

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filère REP paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991, qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979.

En 2009, l'entreprise a réalisé une étude détaillée des coûts de déconstruction en prenant comme site représentatif le site de Dampierre (4 tranches de 900 MW) selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction du site de Dampierre prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- l'examen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction (la durée totale du démantèlement d'une tranche est estimée à 15 ans après son arrêt) ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis, de technologie et puissance similaire, a ensuite permis de corroborer les résultats obtenus par EDF.

L'étude Dampierre n'est pas venue modifier l'évaluation des provisions effectuée sur la base du coût de référence. Aussi, jusqu'en 2013, les provisions étaient constituées pour l'ensemble des 58 tranches sur la base d'un montant provisionnel équivalent à 309₂₀₁₃ euros par kilowatt installé.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffres précédents. Ceci a permis de conforter l'évaluation des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre et ainsi de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international.

Ce changement d'estimation n'a pas d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, REP à Chooz A, et neutrons rapides à Creys-Malville. En conséquence, l'estimation des charges de déconstruction est réalisée site par site.

Le choix effectué par EDF est de déconstruire intégralement les centrales de première génération à l'horizon 2040, en cohérence avec la mise à disposition d'exutoires pour les déchets issus de la déconstruction, à savoir :

- pour les déchets MAVL, dans l'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) dont la mise en service est prévue pour 2017, dans l'attente de l'exutoire en stockage profond ;
- pour les déchets FAVL, dans l'exutoire pour les déchets graphite dont la mise en service est prévue à l'horizon 2025.

L'évaluation de la provision est également conditionnée par l'obtention du décret de démantèlement complet de Brennilis fin 2018.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui font en principe l'objet d'une révision complète tous les trois ans. Les devis établis en 2008 ont été ainsi revus en 2012 pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

Une révision complète des devis est prévue en 2015. Toutefois, les premiers travaux effectués dans ce cadre conduisent à réestimer la provision de 388 millions d'euros à fin décembre 2014 pour tenir compte des retards dans l'avancement physique des chantiers et des réévaluations des coûts sur certains contrats. Cette variation s'est traduite au niveau du compte de résultat par une charge enregistrée en « Autres produits et charges d'exploitation ».

29.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Ces provisions couvrent les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

29.1.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

29.1.5.1 Taux d'actualisation

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de durée aussi proche que possible de la durée du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur dix ans du rendement de l'OAT 2055, dont la durée est proche de celles des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,6 % au 31 décembre 2014, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,7 % (respectivement 4,8 % et 1,9 % au 31 décembre 2013).

Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux, en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu doit par ailleurs respecter le double plafond réglementaire instauré par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constatée au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 ans s'établit à 4,31 % au 31 décembre 2014.

Les travaux en cours depuis 2013 entre les exploitants nucléaires et l'administration française autour du dispositif réglementaire relatif au taux d'actualisation des provisions ont abouti, et leur traduction réglementaire devrait intervenir au cours du premier trimestre 2015. Avec le nouveau dispositif envisagé, le plafond de taux d'actualisation se serait établi au 31 décembre 2014 à environ à 4,8 %.

En attendant que le nouveau dispositif soit applicable, la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, le Ministre des Finances et des Comptes publics, et le Ministre de l'Économie, du Redressement Productif et du Numérique ont accordé au groupe EDF un délai supplémentaire jusqu'au 31 mars 2015 pour appliquer le taux d'actualisation conforme au dispositif alors en vigueur.

En conséquence, le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2014 est le taux ressortant de la méthode usuelle de l'entreprise, soit 4,6 %.

29.1.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2014		31/12/2013	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible utilisé	16 463	10 105	15 868	9 779
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26 159	7 676	25 578	7 542
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	42 622	17 781	41 446	17 321
Déconstruction des centrales nucléaires	22 608	13 866	22 448	13 024
Derniers cœurs	4 050	2 413	3 979	2 313
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	26 658	16 279	26 427	15 337

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs.

Pour l'exercice 2014 :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation					
		Sur la provision au bilan			Sur le résultat avant impôt		
		+ 0,20 %	- 0,20 %	- 0,30 %	+ 0,20 %	- 0,20 %	- 0,30 %
<i>(en millions d'euros)</i>							
Aval du cycle nucléaire :							
- gestion du combustible utilisé	10 105	(171)	180	274	141	(149)	(227)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	(381)	425	657	327	(368)	(568)
Déconstruction et derniers cœurs :							
- déconstruction des centrales nucléaires	13 866	(431)	449	681	52	(54)	(82)
- derniers cœurs	2 413	(64)	68	103	-	-	-
TOTAL	34 060	(1 047)	1 122	1 715	520	(571)	(877)

Pour l'exercice 2013 :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion du combustible usé	9 779	(167)	177	139	(147)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	(374)	417	320	(359)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires	13 024	(456)	476	45	(47)
- derniers cœurs	2 313	(66)	69	-	-
TOTAL	32 658	(1 063)	1 139	504	(553)

29.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des obligations nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 10 062 millions d'euros au 31 décembre 2014 ;

- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du NLF, pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique, pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques), sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financent. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « Actifs financiers » (voir note 36.3) et s'élèvent à 8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014 (7 958 millions d'euros au 31 décembre 2013).

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2014
Provisions pour gestion du combustible usé	2 175	41	(349)	110	147	1	2 125
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 049	4	-	50	75	-	1 178
Provisions pour aval du cycle nucléaire	3 224	45	(349)	160	222	1	3 303
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	4 882	-	(22)	226	350	-	5 436
Provisions pour derniers cœurs	1 185	-	-	66	85	(13)	1 323
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	6 067	-	(22)	292	435	(13)	6 759
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	9 291	45	(371)	452	657	(12)	10 062

29.2.1 Cadre réglementaire et contractuel

Les avenants conclus suite à l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des accords conclus par British Energy le 14 janvier 2005 (les « Accords de restructuration ») dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2005 sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser la situation

financière de British Energy. Le 1^{er} juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substitué à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;

- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 168 millions d'euros au 31 décembre 2014 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion du combustible usé AGR et du déchet radioactif associé provenant après le 15 janvier 2005

de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks (voir note 1.3.17.1).

Dans le cadre de ses procédures, EDF Energy a finalisé en 2013 les travaux de mise à jour des estimations de ses passifs nucléaires. Les conclusions de ces travaux ont conduit à une révision du montant des provisions enregistrées au passif pour 1 173 millions d'euros, avec cependant en contrepartie une révision à due concurrence de la créance à recevoir du NLF (ou du gouvernement britannique au cas où le NLF ne pourrait pas faire face à ses obligations), sans impact sur le compte de résultat du Groupe.

29.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des autres centrales est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les réglementations existant au Royaume-Uni approuvées par la NDA. Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, en l'absence, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2014		31/12/2013	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
Gestion du combustible usé	3 192	2 125	3 228	2 175
Gestion à long terme des déchets radioactifs	7 741	1 178	7 132	1 049
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	10 933	3 303	10 360	3 224

29.2.3 Provisions pour déconstruction

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires résultent des meilleures estimations de la Direction. Elles couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour. Les coûts actuels sont basés sur des Plans de base de déconstruction (*Baseline Decommissioning Plans*) réalisés en 2012 et approuvés en 2013 et intègrent une hypothèse de démantèlement permettant *in fine* la réutilisation du site.

	31/12/2014		31/12/2013	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
<i>(en millions d'euros)</i>				
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	16 088	5 268	14 823	4 712

Le tableau ci-dessus porte sur les obligations de déconstruction hors montant actualisé des contributions à verser au NLF pour la déconstruction (soit 168 millions d'euros au 31 décembre 2014 – voir note 29.2.1).

29.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base d'une série moyenne de données concernant les emprunts d'État émis par le gouvernement britannique sur les durées les plus longues disponibles, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises britanniques de notation A

à AA, également sur la durée plus longue disponible. Le taux d'inflation implicite utilisé pour le calcul d'un taux d'actualisation réel est déterminé sur une prévision à long terme de l'indice ajusté des prix de détail établi au Royaume-Uni (RPIJ).

Le taux d'actualisation réel ainsi déterminé et retenu par EDF Energy au 31 décembre 2014 pour le calcul des passifs nucléaires est de 3,0 % (inchangé par rapport au 31 décembre 2013).

➤ Note 30 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

La répartition par société est la suivante :

(en millions d'euros)	EDF	EDF Energy	Edison	Autres	Total
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION HORS INSTALLATIONS NUCLEAIRES AU 31/12/2014	589	88	521	136	1 334
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires au 31/12/2013	572	66	489	106	1 233

Les provisions pour déconstruction hors installations nucléaires concernent principalement les centrales thermiques et hydrauliques.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés

pour les opérations passées et, d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

L'évaluation de la provision au 31 décembre 2014 prend en compte les derniers éléments de devis connus et la mise en service de nouveaux actifs de production.

➤ Note 31 Provisions pour avantages du personnel

31.1 Groupe EDF

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Provision pour avantages du personnel – part courante	1 058	950
Provision pour avantages du personnel – part non courante	23 060	18 381
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	24 118	19 331

31.1.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2013	34 190	(14 859)	19 331
Charge nette de l'exercice 2014	2 233	(594)	1 639
Écarts actuariels	7 088	(2 477)	4 611
Cotisations versées aux fonds	–	(667)	(667)
Cotisations salariales	4	(4)	–
Prestations versées	(1 525)	585	(940)
Écarts de conversion	504	(482)	22
Mouvements de périmètre	125	–	125
Autres variations	(3)	–	(3)
SOLDES AU 31/12/2014	42 616	(18 498)	24 118

31.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2014	2013
Coût des services rendus	(792)	(948)
Coût des services passés	75	477
Écarts actuariels – avantages à long terme	(243)	(112)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(960)	(583)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(1 273)	(1 243)
Produit sur les actifs de couverture	594	560
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(679)	(683)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 639)	(1 266)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(7 088)	(2)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	2 477	78
Écarts actuariels	(4 611)	76
Écarts de conversion	(22)	11
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(4 633)	87

En 2013, le coût des services passés intègre un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.6).

31.1.3 Segmentation géographique de la provision

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2013	27 069	6 703	52	163	203	34 190
Charge nette de l'exercice 2014	1 678	549	5	(22)	23	2 233
Écarts actuariels	6 304	716	3	13	52	7 088
Cotisations salariales	–	4	–	–	–	4
Prestations versées	(1 259)	(223)	(3)	(23)	(17)	(1 525)
Écarts de conversion	–	504	–	–	–	504
Mouvements de périmètre	–	–	–	–	125	125
Autres variations	–	–	(4)	(1)	2	(3)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2014	33 792	8 253	53	130	388	42 616
Juste valeur des actifs de couverture	(10 421)	(7 990)	–	(56)	(31)	(18 498)
PROVISION AU 31/12/2014 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	23 371	263	53	74	357	24 118

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Italie	Autre international	Autres activités	Total
Engagements au 31/12/2013	27 069	6 703	52	163	203	34 190
Juste valeur des actifs de couverture	(8 458)	(6 313)	–	(58)	(30)	(14 859)
PROVISION AU 31/12/2013 AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL	18 611	390	52	105	173	19 331

31.2 France

Le secteur France regroupe principalement EDF et ERDF, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

La description de ces différents avantages est fournie dans la note 1.3.22.

31.2.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2013	27 069	(8 458)	18 611
Charge nette de l'exercice 2014	1 678	(296)	1 382
Écarts actuariels	6 304	(1 671)	4 633
Cotisations versées aux fonds	–	(352)	(352)
Prestations versées	(1 259)	356	(903)
SOLDES AU 31/12/2014	33 792	(10 421)	23 371

31.2.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2014	2013
Coût des services rendus	(546)	(732)
Coût des services passés	55	472
Écarts actuariels – avantages à long terme	(244)	(105)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(735)	(365)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(943)	(959)
Produit sur les actifs de couverture	296	295
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(647)	(664)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(1 382)	(1 029)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(6 304)	358
Écarts actuariels sur actifs de couverture	1 671	(121)
Écarts actuariels	(4 633)	237
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	(4 633)	237

En 2013, le coût des services passés intègre un produit de 472 millions d'euros relatif à l'effet favorable de la réforme des régimes de retraites en France (voir note 4.6).

Les écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi s'analysent comme suit.

(en millions d'euros)	2014	2013
Variation liée aux écarts d'expérience	244	(401)
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	–	(38)
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières ⁽¹⁾	(6 792)	692
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	(6 548)	253
dont :		
Écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	(6 304)	358
Écarts actuariels sur avantages à long terme	(244)	(105)

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2014 s'élèvent à (6 548) millions d'euros et sont principalement liés à l'effet des révisions d'hypothèses financières (notamment à la baisse des hypothèses de taux d'actualisation et aux changements d'hypothèses d'évaluation des avantages en nature énergie).

En 2013, les écarts actuariels sur engagements s'élèvent à 253 millions d'euros et sont principalement liés à l'effet favorable des révisions d'hypothèses financières (notamment à la baisse des hypothèses de taux d'inflation et de taux d'augmentation des salaires).

31.2.3 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2014 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2014	32 310	(10 421)	21 889
dont :			
Retraites	23 504	(9 683)	13 821
Avantage en nature énergie	6 752	–	6 752
Indemnités de fin de carrière	916	(724)	192
Autres	1 138	(14)	1 124
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2014	1 482	–	1 482
dont :			
Rentes ATMP et invalidité	1 278	–	1 278
Médailles du travail	170	–	170
Autres	34	–	34
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2014	33 792	(10 421)	23 371

Au 31 décembre 2013 :

<i>(en millions d'euros)</i>	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2013	25 756	(8 458)	17 298
dont :			
Retraites	19 414	(7 810)	11 604
Avantage en nature énergie	4 551	–	4 551
Indemnités de fin de carrière	853	(635)	218
Autres	938	(13)	925
Provisions pour avantages à long terme au 31/12/2013	1 313	–	1 313
dont :			
Rentes ATMP et Invalidité	1 125	–	1 125
Médailles du travail	155	–	155
Autres	33	–	33
PROVISION POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2013	27 069	(8 458)	18 611

31.2.4 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Participants en activité	20 452	16 530
Retraités	13 340	10 539
TOTAL ENGAGEMENTS	33 792	27 069

31.2.5 Actifs de couverture

Pour le secteur France, les actifs de couverture s'élèvent à 10 421 millions d'euros au 31 décembre 2014 (8 458 millions d'euros au 31 décembre 2013) et sont affectés à la couverture des indemnités de fin de carrière (avec un objectif de couverture à 100 %) et aux droits spécifiques du régime spécial de retraite.

Ils sont constitués de contrats d'assurance ayant le profil de risque suivant :

- 70 % dans une poche d'adossément visant à répliquer les variations des engagements provoquées par une variation des taux, composée d'obligations ;
- 30 % dans une poche d'actifs de croissance, composée d'actions internationales.

Les actifs de couverture se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
ACTIFS DE COUVERTURE	10 421	8 458
<i>Actifs pour régime spécial de retraite</i>	<i>9 683</i>	<i>7 810</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	29 %	31 %
Instruments de créances cotés (obligations)	71 %	69 %
<i>Actifs pour indemnités de fin de carrière</i>	<i>724</i>	<i>635</i>
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	31 %	32 %
Instruments de créances cotés (obligations)	69 %	68 %
<i>Autres actifs de couverture</i>	<i>14</i>	<i>13</i>

Au 31 décembre 2014, les actions détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 50 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 25 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 25 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2013.

Au 31 décembre 2014, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 85 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 15 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 80 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2013.

31.2.6 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 433	1 419
De un à cinq ans	6 130	5 720
De cinq à dix ans	6 586	5 542
À plus de dix ans	42 740	21 111
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	56 889	33 792

Au 31 décembre 2014, la durée moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 18,1 ans.

31.2.7 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2014	31/12/2013
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	2,20 %	3,50 %
Taux d'inflation	1,70 %	1,90 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽¹⁾	1,70 %	1,70 %

(1) Hors inflation.

En France, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

L'évolution des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit le Groupe à revoir le taux d'actualisation à 2,20 % au 31 décembre 2014.

À compter du 1^{er} janvier 2014, le taux d'inflation utilisé pour le calcul des provisions pour avantages du personnel résulte de l'utilisation d'une courbe d'inflation par maturité, déterminée en interne et servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro. Le taux d'inflation ainsi déterminé au 31 décembre 2014 correspond à un taux moyen de 1,70 %.

31.2.8 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2014
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,4 % / + 4,8 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 3,0 % / - 3,0 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,8 % / - 4,4 %

31.3 Royaume-Uni

Le secteur Royaume-Uni comprend principalement EDF Energy, dont les principaux avantages du personnel sont décrits en note 1.3.22.

31.3.1 Décomposition de la variation de la provision

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provision au bilan
Soldes au 31/12/2013	6 703	(6 313)	390
Charge nette de l'exercice 2014	549	(294)	255
Écarts actuariels	716	(808)	(92)
Cotisations versées aux fonds	–	(313)	(313)
Cotisations salariales	4	(4)	–
Prestations versées	(223)	223	–
Écarts de conversion	504	(481)	23
SOLDES AU 31/12/2014	8 253	(7 990)	263

31.3.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme

(en millions d'euros)	2014	2013
Coût des services rendus	(227)	(196)
Coût des services passés	(6)	(2)
Écarts actuariels – avantages à long terme	–	–
Charges nettes en résultat d'exploitation	(233)	(198)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(316)	(269)
Produit sur les actifs de couverture	294	261
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(22)	(8)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(255)	(206)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(716)	(371)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	808	198
Écarts actuariels	92	(173)
Écarts de conversion	(23)	10
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	69	(163)

31.3.3 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Participants en activité	5 013	3 980
Retraités	3 240	2 723
TOTAL ENGAGEMENTS	8 253	6 703

31.3.4 Actifs de couverture

Au Royaume-Uni, les engagements de retraite sont couverts en partie par des fonds externalisés dont la valeur actuelle s'élève à 7 990 millions d'euros au 31 décembre 2014 (6 313 millions d'euros au 31 décembre 2013).

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les *trustees* et au minimum après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs pour plan de retraite BEGG	6 560	5 177
Actifs pour plan de retraite EEGSG	892	732
Actifs pour plan de retraite EEPS	538	404
ACTIFS DE COUVERTURE	7 990	6 313
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	35 %	36 %
Instruments de créances cotés (obligations)	47 %	48 %
Biens immobiliers	6 %	7 %
Trésorerie et équivalent de trésorerie	1 %	2 %
Autres	11 %	7 %

Au 31 décembre 2014, les actions détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 30 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- environ 40 % du total en actions de sociétés européennes ;
- environ 30 % du total en actions de sociétés de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2013.

Au 31 décembre 2014, les obligations détenues au sein des actifs de couvertures se répartissent de la manière suivante :

- environ 65 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- environ 35 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 60 % du total d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, par le Royaume-Uni et par les États-Unis. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2013.

31.3.5 Flux de trésorerie futurs

Les flux de trésorerie relatifs aux prestations à venir sont les suivants :

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	270	270
De un à cinq ans	1 356	1 224
De cinq à dix ans	2 393	1 832
À plus de dix ans	12 818	4 927
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	16 837	8 253

Par ailleurs, la contribution aux plans est estimée à environ 300 millions d'euros pour l'exercice 2015.

La durée moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 19,9 ans au 31 décembre 2014.

31.3.6 Hypothèses actuarielles

(en %)	31/12/2014	31/12/2013
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs	3,60 %	4,50 %
Taux d'inflation	3,10 %	3,50 %
Taux d'augmentation des salaires	3,10 %	3,50 %

Au Royaume-Uni, le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

31.3.7 Analyses de sensibilité

Les analyses de sensibilité sur le montant des engagements sont les suivantes :

(en %)	31/12/2014
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'actualisation	- 4,6 % / + 4,9 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	+ 1,2 % / - 1,1 %
Impact d'une variation à la hausse ou à la baisse de 25 points de base du taux d'inflation	+ 4,6 % / - 4,5 %

➤ Note 32 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

	31/12/2013	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2014
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
<i>(en millions d'euros)</i>							
Provisions pour risques liés aux participations	414	117	(172)	-	2	(1)	360
Provisions pour risques fiscaux	506	72	(9)	-	14	1	584
Provisions pour litiges	518	121	(12)	(11)	12	(95)	533
Provisions pour contrats onéreux	144	9	(49)	-	55	-	159
Provisions liées aux dispositifs environnementaux ⁽¹⁾	873	918	(884)	(6)	16	35	952
Autres provisions	1 146	551	(362)	(65)	125	95	1 490
TOTAL	3 601	1 788	(1 488)	(82)	224	35	4 078

(1) Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour droits d'émission de gaz à effet de serre et pour certificats d'énergie renouvelable (voir note 49).

➤ Note 33 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Contre-valeur des biens	44 183	43 050
Financement concessionnaire non amorti	(21 599)	(21 013)
Droits sur biens existants – valeurs nettes	22 584	22 037
Amortissement du financement du concédant	11 586	11 006
Provisions pour renouvellement	10 176	10 411
Droits sur biens à renouveler	21 762	21 417
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	44 346	43 454

➤ Note 34 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	11 151	10 331
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 713	3 826
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	14 864	14 157

➤ Note 35 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Avances et acomptes reçus	7 283	6 986
Fournisseurs d'immobilisations	3 647	3 234
Dettes fiscales	5 910	5 356
Dettes sociales	3 671	3 345
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 762	3 751
Autres produits constatés d'avance	763	1 016
Autres dettes	3 069	2 469
AUTRES CRÉDITEURS	28 105	26 157
dont part non courante	4 956	5 001
dont part courante	23 149	21 156

35.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2014, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients mensualisés particuliers et professionnels d'EDF pour 6 340 millions d'euros (6 129 millions d'euros au 31 décembre 2013). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par un nombre croissant de clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

35.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2014, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 122 millions d'euros au titre de la CSPE d'EDF à collecter sur l'énergie livrée non facturée (984 millions d'euros au 31 décembre 2013).

35.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2014, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 1 989 millions d'euros (2 112 millions au 31 décembre 2013).

Les produits constatés d'avance sur contrats longs terme intègrent également l'avance versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Les clauses de l'accord signé le 24 octobre 2014 (voir note 3.6) par les deux parties ne prévoient pas de versement complémentaire ou de remboursement relatif à cette avance.

Actifs et passifs financiers

➤ Note 36 Actifs financiers courants et non courants

36.1 Répartition entre les actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat	4 194	–	4 194	3 030	–	3 030
Actifs financiers disponibles à la vente	13 474	15 953	29 427	13 008	14 926	27 934
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 519	3 349	4 868	634	1 045	1 679
Prêts et créances financières	1 565	14 183	15 748	1 175	13 640	14 815
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS ⁽¹⁾	20 752	33 485	54 237	17 847	29 611	47 458

(1) Dont dépréciation pour (373) millions d'euros au 31 décembre 2014 ((290) millions d'euros au 31 décembre 2013).

36.2 Détail des actifs financiers

36.2.1 Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Juste valeur positive des dérivés de transaction	4 194	3 023
Juste valeur des actifs financiers détenus à des fins de transaction	–	7
ACTIFS FINANCIERS À LA JUSTE VALEUR AVEC VARIATION DE JUSTE VALEUR EN RÉSULTAT	4 194	3 030

Les actifs financiers à la juste valeur par résultat concernent principalement EDF Trading.

36.2.2 Actifs financiers disponibles à la vente

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total	Actions ⁽¹⁾	Titres de dettes	Total
Actifs dédiés d'EDF	8 301	7 064	15 365	8 170	5 941	14 111
Actifs liquides	1 774	11 216	12 990	3 182	9 384	12 566
Autres titres	987	85	1 072	1 024	233	1 257
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE	11 062	18 365	29 427	12 376	15 558	27 934

(1) Actions ou OPCVM.

Les variations de juste valeur des actifs financiers disponibles à la vente enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	2014		2013	
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	1 439	976	1 197	579
Actifs liquides	223	68	30	31
Autres titres	(83)	–	(227)	(266)
ACTIFS FINANCIERS DISPONIBLES À LA VENTE ⁽³⁾	1 579	1 044	1 000	344

(1) + / () : augmentation/(diminution) des capitaux propres – part du Groupe.

(2) + / () : augmentation/(diminution) du résultat – part du Groupe.

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres part du Groupe sur les exercices 2014 et 2013 concernent principalement EDF.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2014.

36.2.2.1 Actifs dédiés

Les placements diversifiés obligataires et les actions portés par les actifs dédiés d'EDF sont comptabilisés en « actifs financiers disponibles à la vente ». La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 47.

36.2.2.2 Actifs liquides

Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF représentent 1 595 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 809 millions d'euros au 31 décembre 2013).

36.2.2.3 Autres titres

Au 31 décembre 2014, les autres titres se composent notamment chez EDF de titres AREVA pour 78 millions d'euros.

36.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti.

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 617	7 958
Prêts et créances financières – CSPE	5 144	5 051
Autres prêts et créances financières	1 987	1 806
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	15 748	14 815

Les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 8 617 millions d'euros au 31 décembre 2014 (7 958 millions d'euros au 31 décembre 2013), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- la créance constituée du déficit de la CSPE d'EDF au 31 décembre 2012, en vertu de l'accord du 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics ;
- le prêt d'EDF à RTE pour un montant de 670 millions d'euros au 31 décembre 2014 (inchangé par rapport au 31 décembre 2013).

36.4 Variation des actifs financiers hors dérivés

La variation des actifs financiers s'analyse comme suit :

36.4.1 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	31/12/2013	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2014
Actifs financiers disponibles à la vente	27 934	(151)	1 599	–	(1)	(2)	48	29 427
Prêts et créances financières	14 815	(270)	–	384	201	577	41	15 748

36.4.2 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	31/12/2012	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2013
Actifs financiers disponibles à la vente	26 618	190	1 037	–	(4)	(43)	136	27 934
Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance	–	1	–	–	–	–	(1)	–
Prêts et créances financières	13 962	(859)	–	404	316	(134)	1 126	14 815

Les autres mouvements relatifs aux prêts et créances financières incluent à hauteur de 1 173 millions d'euros l'effet sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique des travaux de mise à jour des estimations de ses passifs nucléaires réalisés par EDF Energy en 2013 (voir note 29.2).

➤ Note 37 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se composent des disponibilités bancaires et des placements dans des instruments du marché monétaire et des fonds en caisse. La trésorerie et les équivalents de trésorerie figurant dans le tableau des flux de trésorerie comprennent les montants suivants inscrits dans le bilan.

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Disponibilités	3 037	2 593
Équivalents de trésorerie ⁽¹⁾	1 649	2 473
Comptes courants financiers	15	30
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	4 701	5 096

(1) Dont part à la juste valeur pour 1 635 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 458 millions d'euros au 31 décembre 2013).

➤ Note 38 Passifs financiers courants et non courants

38.1 Répartition courant/non courant des passifs financiers

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	46 537	9 115	55 652	40 613	11 024	51 637
Juste valeur négative des dérivés de transaction	–	2 855	2 855	–	2 583	2 583
Juste valeur négative des dérivés de couverture	737	2 214	2 951	800	1 040	1 840
PASSIFS FINANCIERS	47 274	14 184	61 458	41 413	14 647	56 060

38.2 Emprunts et dettes financières

38.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
Soldes au 31/12/2013	40 725	3 899	5 339	428	1 246	51 637
Augmentations	4 983	343	1 671	–	68	7 065
Diminutions	(5 720)	(476)	(1 374)	(68)	(41)	(7 679)
Écarts de conversion	762	113	108	–	1	984
Mouvements de périmètre	–	(127)	323	117	(9)	304
Variations de juste valeur	2 845	–	472	3	–	3 320
Autres mouvements	(11)	16	22	11	(17)	21
SOLDES AU 31/12/2014	43 584	3 768	6 561	491	1 248	55 652

Les emprunts et dettes financières des principales entités du Groupe sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF et autres filiales liées ⁽¹⁾	43 358	37 732
EDF Energy ⁽²⁾	4 898	6 665
EDF Énergies Nouvelles	4 060	3 311
Edison ⁽³⁾	2 349	2 833
Autres entités	987	1 096
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	55 652	51 637

(1) ERDF, PEI, EDF International, C3 et EDF Investissements Groupe.

(2) Y compris les holdings.

(3) Edison hors TdE SpA.

Au 31 décembre 2014, aucune de ces entités n'a fait l'objet d'un cas de défaut au titre de l'un de ses emprunts.

Au 31 décembre 2014, les principaux emprunts du Groupe sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Entité	Date d'émission ⁽¹⁾	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2015	2 000	EUR	5,13 %
Euro MTN	EDF	10/2001	10/2016	1 100	EUR	5,50 %
Euro MTN	EDF	02/2008	02/2018	1 500	EUR	5,00 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2019	2 000	USD	6,50 %
Obligataire	EDF	01/2010	01/2020	1 400	USD	4,60 %
Euro MTN	EDF	05/2008	05/2020	1 200	EUR	5,38 %
Euro MTN	EDF	01/2009	01/2021	2 000	EUR	6,25 %
Euro MTN (<i>green bond</i>)	EDF	11/2013	04/2021	1 400	EUR	2,25 %
Euro MTN	EDF	01/2012	01/2022	2 000	EUR	3,88 %
Euro MTN	EDF	09/2012	03/2023	2 000	EUR	2,75 %
Euro MTN	EDF	09/2009	09/2024	2 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2025	750	EUR	4,00 %
Euro MTN	EDF	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	EDF	04/2010	04/2030	1 500	EUR	4,63 %
Euro MTN	EDF	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	EDF	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Euro MTN	EDF	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Obligataire	EDF	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Euro MTN	EDF	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	EDF	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	EDF	09/2010	09/2050	1 000	GBP	5,13 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2017	1 000	USD	1,15 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2019	1 250	USD	2,15 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Obligataire	EDF	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

EDF a lancé le 13 janvier 2014 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- 750 millions de dollars d'une maturité de 3 ans à taux flottant ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 3 ans avec un coupon de 1,15 % ;
- 1 250 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,15 % ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,875 % ;
- 700 millions de dollars d'une maturité de 100 ans avec un coupon de 6 %.

EDF a également lancé le 17 janvier 2014 une émission obligataire d'un montant de 1 350 millions de livres sterling d'une maturité de 100 ans, avec un coupon de 6 %.

Ces émissions ont permis au Groupe d'anticiper les remboursements d'obligations venant à échéance en 2014 en profitant de bonnes conditions de marché, et de poursuivre sa politique de financement visant à allonger la maturité moyenne de sa dette pour la rapprocher de la durée de vie de ses actifs industriels de long terme.

38.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

Au 31 décembre 2014 :

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
À moins d'un an	2 006	1 095	4 862	46	1 106	9 115
Entre un et cinq ans	8 624	1 345	1 295	185	25	11 474
À plus de cinq ans	32 954	1 328	404	260	117	35 063
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2014	43 584	3 768	6 561	491	1 248	55 652

Au 31 décembre 2013 :

	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Emprunts liés aux biens reçus en location financement	Intérêts courus	Total
<i>(en millions d'euros)</i>						
À moins d'un an	5 732	1 231	2 878	39	1 144	11 024
Entre un et cinq ans	6 024	1 251	1 910	137	13	9 335
À plus de cinq ans	28 969	1 417	551	252	89	31 278
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2013	40 725	3 899	5 339	428	1 246	51 637

38.2.3 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

	31/12/2014			31/12/2013		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture
<i>(en millions d'euros)</i>						
Emprunts libellés en euros (EUR)	30 110	7 647	37 757	31 629	(472)	31 157
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	12 948	(10 073)	2 875	10 192	(4 786)	5 406
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	11 095	1 939	13 034	7 945	5 116	13 061
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 499	487	1 986	1 871	142	2 013
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	55 652	-	55 652	51 637	-	51 637

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

38.2.4 Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

	31/12/2014			31/12/2013		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette
<i>(en millions d'euros)</i>						
Emprunts à taux fixe	48 795	(15 377)	33 418	46 966	(7 549)	39 417
Emprunts à taux variable	6 857	15 377	22 234	4 671	7 549	12 220
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	55 652	-	55 652	51 637	-	51 637

La répartition des emprunts par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IAS 39.

38.2.5 Lignes de crédit

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 10 756 millions d'euros au 31 décembre 2014 (10 353 millions d'euros au 31 décembre 2013).

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	10 756	498	10 258	-	10 353

38.2.6 Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les emprunts souscrits par EDF Énergies Nouvelles auprès de tiers externes dans le cadre de financement de projets prévoient généralement des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2014 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

38.3 Endettement financier net

L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe. Il correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net prend en compte le prêt du Groupe à RTE, entité consolidée par mise en équivalence depuis le 31 décembre 2010.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Emprunts et dettes financières	38.2.1	55 652	51 637
Dérivés de couvertures des dettes		(3 083)	128
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	(4 701)	(5 096)
Actifs financiers disponibles à la vente – Actifs liquides	36.2.2	(12 990)	(12 566)
Prêt à RTE	36.3	(670)	(670)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		34 208	33 433

➤ Note 39 Autres informations sur les actifs et passifs financiers

39.1 Juste valeur des instruments financiers

La répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante.

39.1.1 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	4 194	4 194	352	3 754	88
Actifs financiers disponibles à la vente	29 427	29 427	1 147	27 265	1 015
Juste valeur positive des dérivés de couverture	4 868	4 868	21	4 847	–
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	1 635	1 635	105	1 530	–
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	40 124	40 124	1 625	37 396	1 103
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	8 617	8 617	–	8 617	–
Prêts et créances financières – CSPE	5 144	5 144	–	5 144	–
Autres prêts et créances financières	1 987	2 071	–	2 071	–
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	15 748	15 832	–	15 832	–
Juste valeur négative des dérivés de couverture	2 951	2 951	20	2 929	2
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 855	2 855	272	2 518	65
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	5 806	5 806	292	5 447	67
Emprunts et dettes financières	55 652	63 460	–	63 460	–
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	55 652	63 460	–	63 460	–

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 4 194 millions d'euros.

Les actifs financiers disponibles à la vente en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique.

Les équivalents de trésorerie – principalement des titres de créances négociables et des placements à court terme – sont généralement évalués à partir de courbes de taux, donc de données observables sur le marché.

39.1.2 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Actifs financiers à la juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ⁽¹⁾	3 030	3 030	26	2 832	172
Actifs financiers disponibles à la vente	27 934	27 934	1 680	25 289	965
Juste valeur positive des dérivés de couverture	1 679	1 679	–	1 679	–
Équivalents de trésorerie – part à la juste valeur	2 458	2 458	–	2 458	–
Instruments financiers actifs à la juste valeur au bilan	35 101	35 101	1 706	32 258	1 137
Prêts et créances financières – Actifs à recevoir du NLF	7 958	7 958	–	7 958	–
Prêts et créances financières – CSPE	5 051	5 051	–	5 051	–
Autres prêts et créances financières	1 806	1 918	–	1 918	–
Instruments financiers actifs évalués au coût amorti	14 815	14 927	–	14 927	–
Juste valeur négative des dérivés de couverture	1 840	1 840	6	1 834	–
Juste valeur négative des dérivés de transaction	2 583	2 583	21	2 402	160
Instruments financiers passifs à la juste valeur au bilan	4 423	4 423	27	4 236	160
Emprunts et dettes financières	51 637	56 469	–	56 469	–
Instruments financiers passifs évalués au coût amorti	51 637	56 469	–	56 469	–

(1) Dont juste valeur positive des dérivés de transaction pour 3 023 millions d'euros.

39.2 Compensation d'actifs et de passifs financiers

39.2.1 Au 31 décembre 2014

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	9 062	594	12 764	(4 296)	8 468	(1 522)	(1 307)	5 639
Juste valeur des dérivés – passif	(5 806)	(721)	(9 381)	4 296	(5 085)	1 522	238	(3 325)

39.2.2 Au 31 décembre 2013

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32			Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32		
			Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Montant brut comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant net comptabilisé en compensation selon IAS 32	Montant des instruments financiers	Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés – actif	4 702	1 121	6 468	(2 887)	3 581	(998)	(332)	2 251
Juste valeur des dérivés – passif	(4 423)	(1 213)	(6 097)	2 887	(3 210)	998	36	(2 176)

➤ Note 40 Gestion des risques marchés et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers, marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

■ Risques marchés financiers

Les principaux risques des marchés financiers auxquels le Groupe est exposé sont le risque de liquidité, le risque de change, le risque de taux et le risque actions.

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Le risque taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés, ou ses charges financières.

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites et, dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5 (« Gestion et contrôle des risques marchés ») du document de référence.

■ Risques marchés énergies

En lien avec l'ouverture à la concurrence du marché des clients finals, le développement des marchés de gros et le développement à l'international, le groupe EDF est exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent impacter significativement ses états financiers.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5.2 (« Gestion et contrôle des risques marchés énergies ») du document de référence.

■ Risques de contrepartie

Il se définit comme l'ensemble des pertes que subirait le Groupe sur ses activités opérationnelles et sur les marchés si l'une de ses contreparties venait à faire défaut et n'exécutait pas de ce fait ses obligations contractuelles.

Une description plus détaillée de ces risques est présentée au chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5.1.7 (« Gestion du risque de contrepartie/crédit ») du document de référence.

Concernant le risque clients – autre composante du risque de contrepartie –, une balance des créances échues et non échues est présentée en note 25.

Les analyses de sensibilité exigées par la norme IFRS 7 sont présentées au chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), section 9.5.1 (« Gestion et contrôle des risques financiers ») du document de référence :

- Risques de change : section 9.5.1.3 ;
- Risques de taux sur les financements émis et actifs financiers : section 9.5.1.4 ;
- Risques actions sur les actifs financiers : sections 9.5.1.5 et 9.5.1.6.

Les principales informations concernant les actifs et passifs financiers se trouvent détaillées comme suit par thématique :

- Risques de liquidité :
 - échéancier des dettes : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.2,
 - lignes de crédit : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.5,
 - clauses de remboursement anticipé des emprunts : annexe aux comptes consolidés – note 38.2.6,
 - engagements hors bilan : annexe aux comptes consolidés – note 44 ;

■ Risques de change :

- ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4 ;

■ Risques actions : chapitre 9 (« Examen de la situation financière et du résultat »), sections 9.5.1.5 (« Gestion du risque actions ») et 9.5.1.6 (« Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF ») du présent document de référence :

- couverture des engagements nucléaires : annexe aux comptes consolidés – notes 47 et 29.1.5,
- couverture des engagements sociaux : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.5 et 31.3.4,
- gestion de trésorerie long terme,
- titres de participation directe ;

■ Risques de taux :

- taux d'actualisation sur provisions nucléaires : mode de calcul et sensibilité : annexe aux comptes consolidés - note 29.1.5.1,
- taux d'actualisation utilisé pour les avantages du personnel : annexe aux comptes consolidés – notes 31.2.7 et 31.3.6,
- ventilation des emprunts par devises et taux : annexe aux comptes consolidés – notes 38.2.3 et 38.2.4 ;

■ Traitement au bilan des risques financiers et des risques marchés :

- instruments dérivés et comptabilité de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 41 et tableau de variations des capitaux propres ;
- instruments dérivés non qualifiés de couverture : annexe aux comptes consolidés – note 42.

➤ Note 41 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture est appliquée en conformité avec les principes de la norme IAS 39 et concerne les dérivés de taux d'intérêt relatifs à la couverture de la dette à long terme, les dérivés de change relatifs à la couverture d'investissements nets à l'étranger et de la dette libellée en devises étrangères, ainsi que les dérivés de change et les dérivés sur matières premières en couverture de flux de trésorerie futurs.

La juste valeur des dérivés de couverture enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Juste valeur positive des dérivés de couverture	36.1	4 868	1 679
Juste valeur négative des dérivés de couverture	38.1	(2 951)	(1 840)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		1 917	(161)
Instruments dérivés de couverture de taux	41.4.1	2 339	395
Instruments dérivés de couverture de change	41.4.2	959	(472)
Contrats de matières premières qualifiés de couverture de flux de trésorerie	41.4.3	(1 374)	(124)
Couvertures de juste valeur liées aux matières premières	41.5	(7)	40

41.1 Couverture de juste valeur

Le groupe EDF couvre l'exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés

sont comptabilisées au compte de résultat. Les couvertures de juste valeur incluent également des instruments de couverture de change sur certains engagements fermes d'achat.

En 2014, la partie inefficace de la couverture de juste valeur représente une perte de (8) millions d'euros incluse dans le résultat financier (perte de (3) millions d'euros en 2013).

41.2 Couverture de flux de trésorerie

Le groupe EDF applique la couverture de flux de trésorerie notamment pour les cas suivants :

- couverture de la dette à taux variable et pour laquelle les *swaps* de taux d'intérêt sont utilisés (taux variable/fixe) ;
- couverture du risque de change lié à la dette libellée en devises étrangères (utilisation de *cross currency swaps*) ;
- couverture de flux de trésorerie futurs liés aux prévisions d'achat et de ventes d'électricité, de gaz, de charbon : des contrats de *futures*, *forwards* et *swaps* sont conclus à cet effet.

Le groupe EDF couvre également le risque de change associé à ses achats de matières premières et de combustibles.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en 2014 est une perte de (2) millions d'euros (gain de 1 million d'euros en 2013).

41.3 Couverture d'investissements nets à l'étranger

La couverture d'investissements nets à l'étranger correspond à la couverture de l'exposition du Groupe au risque de change associée aux investissements nets dans des sociétés étrangères.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes d'acquisition dans la même devise, soit par des couvertures de marché. Dans ce dernier cas, le Groupe a recours à des *swaps* de change et du change à terme.

41.4 Impact des dérivés de couverture en capitaux propres

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

	2014			2013		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
<i>(en millions d'euros)</i>						
Couverture de taux	(36)	–	(2)	84	–	–
Couverture de change	1 004	628	40	(514)	(460)	1
Couverture d'investissement net à l'étranger	(1 076)	–	–	551	(5)	5
Couverture de matières premières	(1 946)	(698)	(29)	(468)	(692)	–
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE ⁽³⁾	(2 054)	(70)	9	(347)	(1 157)	6

(1) + / () : augmentation/(diminution) des capitaux propres part du Groupe.

(2) + / () : augmentation/(diminution) du résultat part du Groupe.

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

41.4.1 Dérivés de couverture de taux

Les dérivés de couverture de taux s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2014			Total	Notionnel au 31/12/2013	Juste valeur	
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans			31/12/2014	31/12/2013
<i>(en millions d'euros)</i>							
Achats de CAP	–	–	–	–	20	–	–
Achats d'options	–	–	–	–	25	–	–
Opérations sur taux d'intérêt	–	–	–	–	45	–	–
Payeur fixe/receveur variable	158	1 166	486	1 810	2 545	(172)	(162)
Payeur variable/receveur fixe	225	696	15 787	16 708	9 727	2 609	565
Variable/variable	657	1 267	837	2 761	2 222	7	(2)
Fixe/fixe	54	6 146	2 143	8 343	7 914	(105)	(6)
Swaps de taux	1 094	9 275	19 253	29 622	22 408	2 339	395
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	1 094	9 275	19 253	29 622	22 453	2 339	395

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré, d'une part, dans cette note et, d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (note 41.4.2).

41.4.2 Dérivés de couverture de change

Les éléments constitutifs des dérivés de couverture de change sont les suivants :

Au 31 décembre 2014 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2014				Notionnel à livrer au 31/12/2014				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2014
Change à terme	2 289	340	-	2 629	2 252	333	-	2 585	48
Swaps	9 600	9 597	7 824	27 021	9 160	9 380	7 539	26 079	911
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	11 889	9 937	7 824	29 650	11 412	9 713	7 539	28 664	959

Au 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2013				Notionnel à livrer au 31/12/2013				Juste valeur
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2013
Change à terme	2 966	769	-	3 735	2 993	784	-	3 777	(45)
Swaps	13 687	5 441	5 604	24 732	13 961	5 352	5 884	25 197	(427)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	16 653	6 210	5 604	28 467	16 954	6 136	5 884	28 974	(472)

Le notionnel des *cross currency swaps* qui figure dans cette note est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (note 41.4.1).

41.4.3 Couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières

Concernant les matières premières, les variations de juste valeur s'expliquent principalement par :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Contrats de couverture d'électricité	42	(178)
Contrats de couverture de gaz	(290)	(27)
Contrats de couverture de charbon	(462)	(395)
Contrats de couverture des produits pétroliers	(1 243)	93
Contrats de couverture de droits d'émission de CO ₂	7	39
VARIATIONS DE JUSTE VALEUR AVANT IMPÔTS	(1 946)	(468)

Le montant transféré en résultat au titre des contrats de matières premières dénoués pendant l'exercice est constitué majoritairement de :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Contrats de couverture d'électricité	(274)	(177)
Contrats de couverture de gaz	42	(79)
Contrats de couverture de charbon	(423)	(420)
Contrats de couverture des produits pétroliers	33	24
Contrats de couverture de droits d'émission de CO ₂	(76)	(40)
MONTANTS TRANSFÉRÉS EN RÉSULTAT AVANT IMPÔTS	(698)	(692)

Les couvertures de flux de trésorerie liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2014				Juste valeur	31/12/2013	
		Notionnels nets					Notionnels nets	Juste valeur
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total			
<i>Forwards/futures</i>		(1)	(18)	–	(19)	193	(11)	(16)
Électricité	Térawattheures	(1)	(18)	–	(19)	193	(11)	(16)
<i>Swaps</i>		(271)	(30)	–	(301)	42	(361)	6
<i>Forwards/futures</i>		1 299	1 082	–	2 381	(402)	2 253	4
Gaz	Millions de therms	1 028	1 052	–	2 080	(360)	1 892	10
<i>Swaps</i>		33 514	15 637	–	49 151	(1 153)	39 843	123
Produits pétroliers	Milliers de barils	33 514	15 637	–	49 151	(1 153)	39 843	123
<i>Swaps</i>		5	1	–	6	(104)	11	(179)
Charbon	Millions de tonnes	5	1	–	6	(104)	11	(179)
<i>Swaps</i>		21 219	4 782	–	26 001	40	–	–
<i>Forwards/futures</i>		3 628	3 974	–	7 602	10	38 572	(62)
CO₂	Milliers de tonnes	24 847	8 756	–	33 603	50	38 572	(62)
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE						(1 374)		(124)

41.5 Couvertures de juste valeur liées aux matières premières

Les couvertures de juste valeur liées aux matières premières s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2014		31/12/2013	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
Charbon et fret	Millions de tonnes	27	(7)	(42)	40
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES QUALIFIÉS DE COUVERTURE DE JUSTE VALEUR			(7)		40

➤ Note 42 Instruments dérivés non qualifiés de couverture

La juste valeur des dérivés de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Juste valeur positive des dérivés de transaction	36.2.1	4 194	3 023
Juste valeur négative des dérivés de transaction	38.1	(2 855)	(2 583)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		1 339	440
Instruments dérivés de taux détenus à des fins de transaction	42.1	(42)	(46)
Instruments dérivés de change détenus à des fins de transaction	42.2	(12)	18
Contrats de matières premières non qualifiés de couverture	42.3	1 393	468

42.1 Dérivés de taux détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de taux (*swaps* de taux) détenus à des fins de transaction s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notionnel au 31/12/2014			Total	Notionnel au 31/12/2013		Juste valeur 31/12/2014	31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		Total	Total		
Achats d'options	-	-	515	515	-	-	21	-
Opérations sur taux d'intérêt	-	-	515	515	-	-	21	-
Payeur fixe/receveur variable	10 185	980	515	11 680	3 478	-	(145)	(160)
Payeur variable/receveur fixe	4 800	828	241	5 869	1 555	-	84	126
Variable/variable	225	-	-	225	725	-	(2)	(12)
Swaps de taux	15 210	1 808	756	17 774	5 758	-	(63)	(46)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TAUX DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	15 210	1 808	1 271	18 289	5 758	-	(42)	(46)

42.2 Dérivés de change détenus à des fins de transaction

Les éléments constitutifs des dérivés de change détenus à des fins de transaction se répartissent comme suit :

Au 31 décembre 2014 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2014				Total	Notionnel à livrer au 31/12/2014				Juste valeur 31/12/2014
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	1 050	318	19	1 387	1 048	320	22	1 390	22	
Swaps	9 845	320	-	10 165	9 868	323	-	10 191	(34)	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	10 895	638	19	11 552	10 916	643	22	11 581	(12)	

Au 31 décembre 2013 :

(en millions d'euros)	Notionnel à recevoir au 31/12/2013				Total	Notionnel à livrer au 31/12/2013				Juste valeur 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	
Change à terme	2 243	308	22	2 573	2 264	312	25	2 601	(25)	
Swaps	7 956	184	-	8 140	7 913	186	-	8 099	43	
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE CHANGE DÉTENUS À DES FINS DE TRANSACTION	10 199	492	22	10 713	10 177	498	25	10 700	18	

42.3 Contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture

Les contrats dérivés de matières premières non qualifiés de couverture se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2014		31/12/2013	
		Notionnels nets	Juste valeur	Notionnels nets	Juste valeur
<i>Swaps</i>		(26)	(29)	(95)	430
<i>Options</i>		93	11	91	(24)
<i>Forwards/futures</i>		(65)	173	10	332
Électricité	Térawattheures	2	155	6	738
<i>Swaps</i>		2 722	248	2 156	(90)
<i>Options</i>		6 359	17	22 204	47
<i>Forwards/futures</i>		(2 051)	487	(1 033)	(527)
Gaz	Millions de therms	7 030	752	23 327	(570)
<i>Swaps</i>		260	(79)	2 927	11
<i>Options</i>		1 039	67	218	1
<i>Forwards/futures</i>		10 879	16	(258)	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	12 178	4	2 887	12
<i>Swaps</i>		(15)	394	(27)	113
<i>Options</i>		(21)	(1)	-	-
<i>Forwards/futures</i>		87	(41)	101	(8)
Fret		(27)	108	42	87
Charbon et fret	Millions de tonnes	24	460	116	192
<i>Swaps</i>		(156)	11	(156)	23
<i>Options</i>		-	-	168	-
<i>Forwards/futures</i>		10 663	(4)	(9 288)	69
CO₂	Milliers de tonnes	10 507	7	(9 276)	92
<i>Forwards/futures</i>			11		-
Autres matières premières			11		-
Dérivés incorporés de matières			4		4
CONTRATS DE MATIÈRES PREMIÈRES NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE			1 393		468

Ils incluent principalement les contrats qui figurent dans le portefeuille d'EDF Trading.

Flux de trésorerie et autres informations

➤ Note 43 Flux de trésorerie

43.1 Variation du besoin en fonds de roulement

(en millions d'euros)	2014	2013
Variation des stocks	(111)	(678)
Variation de la créance de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE)	(699)	(360)
Variation des créances clients et comptes rattachés	(504)	(559)
Variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés	147	366
Variation des autres débiteurs et autres créditeurs (hors CSPE)	126	(480)
VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT	(1 041)	(1 711)

43.2 Investissements incorporels et corporels

(en millions d'euros)	2014	2013
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 006)	(946)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(13 067)	(12 659)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	352	563
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(13 721)	(13 042)

➤ Note 44 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 31 décembre 2014. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

44.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe au 31 décembre 2014 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	44.1.1	40 933	40 136
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	44.1.2	14 437	14 471
Engagements donnés liés aux opérations de financement	44.1.3	5 425	5 596
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		60 795	60 203

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

44.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	29 147	28 978
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	8 207	7 482
Engagements de location simple en tant que preneur	3 579	3 676
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	40 933	40 136

(1) Hors achats de gaz et services associés.

44.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achat d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Le Groupe a également passé avec un certain nombre de producteurs d'électricité des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Au 31 décembre 2014, l'échéancier des engagements d'achats de combustibles et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014				31/12/2013
		Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés ⁽¹⁾	8 672	1 920	3 090	1 374	2 288	8 963
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽²⁾	1 362	679	513	170	–	1 188
Achats de combustible nucléaire	19 113	1 937	7 558	5 870	3 748	18 827
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	29 147	4 536	11 161	7 414	6 036	28 978

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 697 millions d'euros au 31 décembre 2014 (723 millions d'euros au 31 décembre 2013).

(2) Hors achats de gaz et services associés (voir note 44.1.1.1.4).

Les évolutions sont principalement liées à EDF et résultent d'une hausse des engagements d'achats de combustible nucléaire, partiellement compensée par une baisse des contrats d'achat d'électricité.

44.1.1.1.1 Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent principalement d'EDF, d'ERDF et d'EDF Energy. Pour EDF, ils sont portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petites hydrauliques, photovoltaïques...). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) par la CSPE. Ces obligations d'achat s'élèvent à 35 TWh pour l'exercice 2014 (34 TWh pour l'exercice 2013), dont 5 TWh

au titre de la cogénération (7 TWh pour 2013), 16 TWh au titre de l'éolien (15 TWh pour 2013), 6 TWh au titre du photovoltaïque (4 TWh pour 2013) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2013).

44.1.1.1.2 Achats d'autres énergies et de matières premières

Les engagements d'achats d'autres énergies et matières premières concernent essentiellement des achats de charbon et de fioul utilisés pour le fonctionnement des centrales thermiques et des achats de combustible biomasse utilisé par Dalkia dans le cadre de ses activités.

44.1.1.1.3 Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

44.1.1.1.4 Achats de gaz et services associés

Les engagements d'achats de gaz sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2014, ils représentent les volumes suivants pour ces deux entités.

(en milliards de mètres cubes)	Total	31/12/2014			31/12/2013	
		Échéances			Total	Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Edison	191	11	53	127	202	
EDF	58	2	5	51	57	

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Russie, de Libye, d'Algérie et du Qatar, pour une fourniture totale d'un volume maximum de 14,4 milliards de mètres cubes par an. Ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non. Au 31 décembre 2014, les engagements hors bilan au titre des clauses de *take-or-pay* d'Edison s'élèvent à 116 millions d'euros, correspondant à la valeur des volumes de gaz non enlevés à cette date et dont la livraison est reportée sur une période ultérieure.

Par ailleurs, Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, unité de liquéfaction de gaz mise en service en octobre 2009 et dans laquelle

Edison détient une participation de 7,3 %, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 100 millions d'euros.

Des engagements d'achats de gaz sont également portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz. EDF et Gazprom ont ainsi signé en 2013 un accord définissant les conditions essentielles d'un contrat d'approvisionnement en gaz.

Enfin, des engagements de gaz sont portés par des filiales via des engagements généralement adossés à des contrats de vente d'électricité dont les clauses dites de *pass-through* permettent de répercuter aux clients la quasi-totalité de la variabilité du coût des sources d'approvisionnement.

44.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 31 décembre 2014, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013	
		Échéances			Total	Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Garanties données liées aux activités opérationnelles	3 751	1 808	511	1 432	3 122	
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	4 294	2 428	1 543	323	4 210	
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	162	72	43	47	150	
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION ⁽²⁾	8 207	4 308	2 097	1 802	7 482	

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 128 millions d'euros au 31 décembre 2014 (172 millions d'euros au 31 décembre 2013).

44.1.1.2.1 Garanties données liées aux activités opérationnelles

Les garanties liées aux activités opérationnelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF	1 382	871
Edison	1 179	1 290
EDF Énergies Nouvelles	356	551
Autres entités	834	410
TOTAL	3 751	3 122

44.1.1.2 Engagements sur achats d'exploitation

Les engagements sur achats d'exploitation se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF	2 418	2 539
EDF Energy	738	668
ERDF	527	414
Autres entités	611	589
TOTAL	4 294	4 210

44.1.1.3 Engagements de location simple en tant que preneur

Au 31 décembre 2014, les éléments constitutifs des engagements de location simple en tant que preneur sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
ENGAGEMENTS DE LOCATION SIMPLE EN TANT QUE PRENEUR	3 579	610	1 570	1 399	3 676

Le Groupe est engagé en tant que preneur par des contrats de location simple non résiliables portant principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules entrant dans le cadre de son activité normale ainsi que des contrats de fret maritime dans le cadre des activités de *trading*. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles. Ils concernent principalement EDF, EDF Énergies Nouvelles, ERDF et EDF Trading.

44.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 31 décembre 2014, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	13 628	6 419	6 700	509	13 269
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	248	144	76	28	1 004
Autres engagements donnés liés aux investissements	561	95	466	-	198
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT (1)	14 437	6 658	7 242	537	14 471

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 317 millions d'euros au 31 décembre 2014 (4 millions d'euros au 31 décembre 2013).

44.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Au 31 décembre 2014, les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
EDF	9 391	8 856
EDF Énergies Nouvelles	1 506	1 361
ERDF	1 163	1 129
EDF Energy	642	454
PEI (1)	78	400
Dunkerque LNG (2)	261	352
Autres entités	587	717
TOTAL	13 628	13 269

(1) Les engagements sont principalement liés à la construction de centrales thermiques.

(2) Les engagements sont principalement liés à la construction du terminal méthanier de Dunkerque.

La hausse des engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels d'EDF s'explique notamment par la signature de contrats relatifs à la fourniture de générateurs Diesel « ultime secours » pour les centrales nucléaires.

Chez EDF Énergies Nouvelles, la hausse concerne essentiellement les commandes de turbines, notamment aux États-Unis.

44.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Le Groupe n'a plus aucun engagement significatif lié à des acquisitions d'actifs financiers au 31 décembre 2014.

Suite à la cession à Gazprom de sa participation dans South Stream le 29 décembre 2014, l'engagement d'EDF International relatif à des apports en capital ou des prêts d'actionnaires à la société de projet existant au 31 décembre 2013 a été levé.

Par ailleurs, les principaux engagements relatifs aux titres de participations non valorisables concernent EDF Luminus.

Le pacte d'actionnaires signé le 16 avril 2010 définit un engagement de liquidité pour la participation des actionnaires minoritaires d'EDF Luminus, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe à un prix ayant des composantes variables. Le pacte prévoit que cet engagement de liquidité peut intervenir selon deux fenêtres de liquidité, l'une en 2015 et la seconde en 2018. Dans ce cadre, et conformément aux étapes et délais prévus par le pacte, les actionnaires minoritaires ont déclenché en 2014 la phase préalable de mise en œuvre de la clause de liquidité. Les actionnaires minoritaires ont désormais la possibilité, au cours du premier trimestre 2015, de notifier leur demande de cession de leurs titres par le lancement d'une introduction en

bourse. À défaut d'une telle notification, ils conservent la seconde fenêtre de liquidité de 2018.

Du fait de ses caractéristiques, l'engagement est non valorisable au 31 décembre 2014.

Enfin, concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société C3 (filiale à 100 % d'EDF) et la société NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) ont fait évoluer, le 12 février 2014, les accords autour de leur participation dans EIG.

Dans ce cadre, C3 dispose désormais d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en mai 2021. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre février 2019 et mai 2020.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 39, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente de C3 sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2014, la juste valeur de ces dérivés de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est non significative.

44.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

Les autres engagements donnés liés aux investissements comprennent notamment au 31 décembre 2014 des garanties octroyées par EDF Norte Fluminense dans le cadre de sa prise de participation à hauteur de 51 % dans CES, société en charge de la construction et de l'exploitation d'un projet d'aménagement hydroélectrique sur la rivière Teles Pires au Brésil (projet SINOP).

44.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 31 décembre 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	4 316	90	1 272	2 954	4 512
Garanties financières données	860	359	332	169	743
Autres engagements donnés liés au financement	249	219	25	5	341
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT ⁽¹⁾	5 425	668	1 629	3 128	5 596

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 900 millions d'euros au 31 décembre 2014 (642 millions d'euros au 31 décembre 2013). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Énergies Nouvelles.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participations de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Énergies Nouvelles. La baisse de ces engagements observée au 31 décembre 2014 est essentiellement liée à des cessions de parcs aux États-Unis.

44.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe au 31 décembre 2014 qui sont valorisés. Il est complété par des engagements reçus décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation ⁽¹⁾	44.2.1	2 964	2 765
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	44.2.2	102	24
Engagements reçus liés aux opérations de financement	44.2.3	124	130
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS ⁽²⁾		3 190	2 919

(1) Hors engagements de livraison d'énergie et services associés (voir notes 44.2.1.4 et 44.2.1.5).

(2) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillés en note 38.2.5.

44.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les engagements reçus liés aux opérations d'exploitation au 31 décembre 2014 sont les suivants :

(en millions d'euros)	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements de location simple en tant que bailleur	1 241	242	481	518	1 358
Engagements sur ventes d'exploitation	480	103	227	150	142
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	1 164	914	154	96	1 195
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	79	24	37	18	70
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	2 964	1 283	899	782	2 765

44.2.1.1 Engagements de location simple en tant que bailleur

Le Groupe bénéficie à hauteur de 1 241 millions d'euros d'engagements de location simple en tant que bailleur.

Ces engagements sont principalement issus de contrats de location simple, reconnus comme tels en vertu de l'interprétation IFRIC 4 « Déterminer si un accord contient un contrat de location ». Ils portent principalement sur des projets de production indépendante (IPP) asiatiques et sur des locations immobilières.

44.2.1.2 Engagements sur ventes d'exploitation

Les engagements reçus sur ventes d'exploitations concernent principalement EDF Énergies Nouvelles et sont relatifs à des contrats de prestations d'exploitation et de maintenance. La hausse de ces engagements concerne notamment les activités au Canada et en France.

44.2.1.3 Garanties reçues liées aux activités opérationnelles

Les garanties reçues liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF et sont relatives à des garanties reçues de la part de fournisseurs, notamment dans le cadre des livraisons ARENH.

44.2.1.4 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit « historique » pouvant aller jusqu'à 100 TWh ;
- au Royaume-Uni, EDF s'est engagée en 2009 à fournir à Centrica 18 TWh d'électricité à prix de marché sur une période de 5 ans à partir de 2011. Au 31 décembre 2014, l'engagement résiduel porte sur un volume de 4,9 TWh ;
- EDF reste engagée à livrer les volumes résiduels d'environ 345 GWh d'ici mars 2015 au titre des droits acquis lors des enchères de capacité dites « VPP » ou *Virtual Power Plant* qui ont pris fin en 2011.

44.2.1.5 Engagements de ventes de gaz et services associés

Le groupe Total a souscrit auprès de Dunkerque LNG une capacité de regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) représentant sur une durée de 20 ans un volume cumulé de 31,5 milliards de mètres cubes. À compter de sa mise en service prévue en fin d'année 2015, le terminal méthanier de Dunkerque aura une capacité annuelle de regazéification de l'ordre de 13 milliards de mètres cubes.

44.2.2 Engagements reçus liés aux opérations d'investissement

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT	102	26	76	-	24

Aux termes de l'accord signé avec Exelon le 29 juillet 2013 et finalisé le 1^{er} avril 2014 (voir note 3.3), EDF dispose d'une option de vente de sa participation dans CENG à Exelon, à la juste valeur, exerçable entre janvier 2016 et juin 2022. Du fait de ses caractéristiques, cet engagement a une valeur nulle au 31 décembre 2014.

Par ailleurs, le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2014.

44.2.3 Engagements reçus liés aux opérations de financement

	Total	31/12/2014			31/12/2013
		Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
(en millions d'euros)					
ENGAGEMENTS REÇUS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT	124	82	41	1	130

Le Groupe n'a reçu aucun engagement significatif de cette nature au 31 décembre 2014.

➤ Note 45 Passifs éventuels

45.1 Assignation du Land du Bade-Wurtemberg / EnBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par la société de droit allemand Neckarpri GmbH, véhicule d'acquisition d'EnBW du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpri prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpri demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le Land du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

La procédure d'arbitrage est en cours. Les mémoires en demande de Neckarpri et en défense d'EDF ont été échangés, y compris la demande reconventionnelle d'EDF en dommages et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive. La sentence devrait être rendue après un échange supplémentaire de mémoires entre les parties, d'ici la fin de l'année 2015.

45.2 Réseau d'Alimentation Général – rejet du pourvoi de la Commission européenne

Par arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne avait annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (RAG) dans le cadre de la recapitalisation d'EDF en 1997 et ordonnant la récupération par l'État du montant réactualisé de 1 224 millions d'euros (payé par EDF en février 2004). L'État avait donc remboursé cette somme à EDF le 30 décembre 2009, puis la Commission avait formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice de l'Union européenne a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

À la suite de ce rejet, la Commission européenne a décidé en mai 2013 de rouvrir la procédure. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'État français et la Commission européenne.

45.3 Contrôles fiscaux

EDF

À la suite de vérifications de comptabilité sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP). S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. À fin 2014, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables pour la société RTE et EDF. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs de long terme. Au cours de l'année 2013, EDF a reçu de l'Administration une lettre acceptant une partie de ses arguments, diminuant ce risque à 600 millions d'euros. La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ce sujet.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'Administration, relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

EDF International

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectification reçues fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 millions d'euros, concernent, d'une part, le montant de la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc. et, d'autre part, la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressements pour lesquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. EDF International a initié fin 2012 une procédure amiable France - États-Unis concernant la valorisation des titres CEG retenue au moment de l'apport, sur le fondement de la convention fiscale de non double imposition franco-américaine.

45.4 Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment la mise en œuvre de la législation relative au temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations susceptibles de concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats du Groupe.

45.5 ERDF – contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Au cours de l'année 2010, les annonces de baisses du tarif de rachat d'électricité ont eu pour conséquence un afflux considérable de demandes de raccordement auprès d'ERDF, la date de dépôt de la demande de raccordement déterminant le tarif applicable.

Par ailleurs, le décret « moratoire » du 9 décembre 2010 a suspendu toute conclusion de nouveau contrat pour une durée de trois mois et exposé que les dossiers n'ayant pas reçu une acceptation de leur proposition technique et financière de raccordement avant le 2 décembre 2010 devaient faire l'objet d'une nouvelle demande de raccordement à l'issue de ce délai de trois mois.

À l'issue de ce moratoire, de nouvelles dispositions relatives au rachat de l'électricité ont été mises en œuvre, notamment par un arrêté du 4 mars 2011, qui a eu pour effet de faire baisser significativement le prix de rachat de l'électricité photovoltaïque.

Le décret de décembre 2010 a fait l'objet de nombreux recours, rejetés par le Conseil d'État le 16 novembre 2011. Ce rejet a généré un afflux important d'assignments, cette fois à l'encontre d'ERDF, à compter de novembre 2011 et qui s'est poursuivi en 2012, 2013 et 2014. En 2014, le nombre de recours a augmenté de 132 dossiers, essentiellement sur le premier semestre.

Ces recours sont principalement initiés par des producteurs qui ont été conduits à abandonner leurs projets, les conditions d'exploitation étant moins favorables que précédemment selon les nouveaux tarifs de rachat de l'électricité. Ces producteurs considèrent que cette situation est imputable à ERDF, au motif que l'entreprise publique n'aurait pas émis les propositions techniques et financières pour le raccordement dans un délai qui leur aurait permis de bénéficier des conditions de rachat de l'électricité plus avantageuses.

Les jugements rendus en première instance, comme en Cour d'Appel, sont divergents tant dans leurs attendus qu'en ce qui concerne les conclusions ; certains déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres lui accordant des indemnités, le plus souvent très limitées en comparaison des demandes initiales.

ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause et a interjeté appel contre l'ensemble des jugements défavorables rendus en première instance depuis 2011.

La Cour de Cassation devrait se prononcer pour la première fois en 2015.

➤ Note 46 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)

	31/12/2014	31/12/2013
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	18	1 154
PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	-	-

Au 31 décembre 2013, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente correspondent à la participation du Groupe dans Dalkia International, cédée le 25 juillet 2014.

➤ Note 47 Actifs dédiés d'EDF

47.1 Réglementation

La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (combustible usé et provenant du démantèlement). Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré sous conditions un report de 5 ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles sous certaines conditions les titres non cotés.

47.2 Composition et évaluation des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'appart diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par EDF Invest, créé suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissement. L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme environ

5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012. Cet actif financier est considéré comme un actif sans risque dont l'échéance de remboursement est prévue fin 2018.

47.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

Il en résulte sur le plan comptable une logique d'appréciation des placements diversifiés actions et obligations dans leur globalité, en faisant masse des fonds qui les composent, sur la base des flux de trésorerie générés par le portefeuille considéré comme un groupe d'actifs financiers. La cohérence est ainsi assurée avec les spécificités du portefeuille d'actifs dédiés, en particulier l'adossement légal au passif et l'horizon éloigné de décaissements significatifs – la première échéance notable n'arrivant qu'en 2021 pour se poursuivre jusqu'en 2117 pour le parc actuellement en exploitation.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des actifs financiers disponibles à la vente. Le Groupe tient compte des caractéristiques financières spécifiques de ce portefeuille d'actifs dédiés pour exercer son jugement et déterminer si des indicateurs de dépréciation adaptés à la structure même de ce portefeuille doivent être pris en considération.

Compte tenu de ces éléments, le Groupe retient une durée de cinq ans comme critère de durée conduisant à constater une perte prolongée par rapport à la valeur historique. Cette durée correspond à la fourchette basse des estimations statistiques relatives aux marchés boursiers. Par ailleurs, et à partir des observations statistiques du modèle de gestion actif/passif utilisé

Comptes consolidés

sur ce portefeuille, le Groupe juge que le caractère important de la perte de valeur des actifs dédiés s'apprécie à partir d'une perte de 40 % par rapport à la valeur historique du portefeuille.

Parallèlement à ces critères généraux de dépréciation et dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe exerce son jugement au travers de règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

47.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement.

Au 31 décembre 2014, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de 3 264 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50 % de la participation du Groupe dans RTE, pour une valeur de 2 555 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 567 millions d'euros au 31 décembre 2013). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation du Groupe dans RTE, présentée au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées et les coentreprises ;
- la participation du Groupe dans TIGF, présentée au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente ;
- et, depuis octobre 2014, la participation du Groupe dans Porterbrook Rail Finance Limited (Porterbrook), présentée au bilan consolidé au niveau des actifs financiers disponibles à la vente.

47.3 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>		Présentation au bilan	31/12/2014	31/12/2013
Actions			7 592	7 904
Titres de dettes			6 419	5 147
Portefeuille trésorerie			640	790
Actifs dédiés – actions et titres de dettes		Actifs financiers disponibles à la vente	14 651	13 841
Dérivés		Juste valeur des dérivés	(23)	10
Autres éléments		Actifs financiers disponibles à la vente	5	4
Placements diversifiés actions et obligations			14 633	13 855
Créance de CSPE		Prêts et créances financières	5 144	5 051
Dérivés		Juste valeur des dérivés	(8)	(2)
Créance de CSPE après dérivés			5 136	5 049
RTE (50 % de la participation détenue par le Groupe)		Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	2 555	2 567
Autres actifs		Actifs financiers disponibles à la vente	709	266
Actifs non cotés (EDF Invest)			3 264	2 833
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS			23 033	21 737

47.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2014

Au 31 décembre 2014, l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme reste atteint en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2014 (326 millions d'euros en 2013). La dotation au titre de l'année 2014 est nulle car la valeur de réalisation des actifs excède désormais celle des provisions à couvrir (dotation nette de 2 591 millions d'euros en 2013).

En ce qui concerne le portefeuille financier, dans un contexte de marchés volatils mais globalement porteurs, les choix d'allocation ont privilégié la prudence :

- sur le portefeuille obligataire, maintien d'une sous-pondération sur les pays de la zone euro en début d'année, suivi d'un retour progressif à une allocation en ligne avec l'indice de référence sur les pays cœurs et un renforcement des positions sur les pays périphériques (principalement Italie et Espagne) ;
- sur le portefeuille actions, sous-pondération en début d'année sur les zones Pacifique et Émergents suivie d'une réduction de l'allocation globale actions, en particulier sur la zone euro à partir de l'été en raison de tensions géopolitiques accrues.

En 2014, EDF Invest a notamment réalisé l'acquisition d'une participation minoritaire dans Porterbrook, au sein d'un consortium monté avec trois autres investisseurs de long terme en infrastructures : Alberta Investment Management Corporation, Allianz Capital Partners et Hastings Funds Management. Porterbrook est l'une des trois principales sociétés de location de matériel ferroviaire roulant au Royaume-Uni. Cette participation a été affectée à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest aux côtés de TIGF et RTE.

Au cours de l'année, EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement. Ainsi, Amundi et EDF Invest ont annoncé la création d'un fonds d'investissement immobilier non exclusif, appelé à investir sur un plan européen. Ce fonds permettra d'accélérer l'exposition d'EDF Invest à la classe d'actif immobilière, en complément de sa stratégie d'investissement direct. Cette initiative a déjà donné lieu à un premier investissement immobilier en Allemagne fin 2014.

Sur l'année 2014, des plus-values nettes de cession ont été comptabilisées en résultat financier pour 894 millions d'euros (714 millions d'euros en 2013).

Au 31 décembre 2014, la différence entre la juste valeur et le prix de revient du portefeuille des placements diversifiés obligataires et actions comptabilisée en capitaux propres est positive de 2 299 millions d'euros avant impôt (1 839 millions d'euros au 31 décembre 2013).

L'appréciation par le Groupe de la valeur du portefeuille d'actifs dédiés n'a pas conduit à la comptabilisation de perte de valeur en 2014.

47.5 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants.

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	7 542
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	13 024
Provision pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	476	454
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	22 018	21 020

➤ Note 48 Parties liées

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État		Total Groupe	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Chiffres d'affaires	584	638	–	–	833	867	1 417	1 505
Achats d'énergie	3 572	3 926	4	4	1 738	2 051	5 314	5 981
Achats externes	50	(7)	4	4	1 173	1 197	1 227	1 194
Actifs financiers	670	670	–	–	94	84	764	754
Autres actifs	459	565	–	–	715	639	1 174	1 204
Passifs financiers	–	–	–	–	–	–	–	–
Autres passifs	1 139	1 242	–	1	1 134	1 509	2 273	2 752

48.1 Transactions avec les sociétés du périmètre de consolidation

Les transactions avec les principales entreprises associées (RTE, CENG et Alpiq) sont présentées en note 23.

Les transactions avec les autres entreprises associées, les coentreprises et les sociétés qui ont une activité conjointe avec le Groupe sont principalement constituées de ventes et d'achats d'énergie.

48.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

48.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,49 % du capital d'EDF au 31 décembre 2014. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et le Groupe le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par le Groupe. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément à la loi NOME – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

48.2.2 Relations avec GDF Suez

Depuis les filialisations des activités de gestionnaires de réseaux de distribution, par la création d'ERDF, filiale d'EDF, au 1^{er} janvier 2007, pour la distribution d'électricité, et de GRDF, filiale de GDF Suez, au 1^{er} janvier 2008, pour la distribution de gaz, la convention définissant les relations entre EDF et GDF, vis-à-vis de l'opérateur commun, du 18 avril 2005 modifiée par voie d'avenant le 20 décembre 2007, a été transférée aux deux nouvelles entreprises et est ainsi depuis exécutée par les deux filiales gestionnaires de réseau de distribution. L'opérateur commun assure dans le secteur de la distribution les activités de construction, d'exploitation et de maintenance des réseaux ainsi que le comptage.

48.2.3 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du Groupe avec les entreprises du secteur public concernent principalement AREVA.

Les transactions avec AREVA portent :

- sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, services de conversion, d'enrichissement et de fabrication des assemblages de combustible) ;
- sur l'aval du cycle (les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé) ;
- sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements.

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA ont signé en décembre 2008 un contrat de fourniture de services d'enrichissement d'uranium pour la période 2013-2032, et en juillet 2012 deux contrats de fourniture de concentrés d'uranium naturel pour la période 2014-2035.

EDF et AREVA NP ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium enrichi à compter de 2015.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point 1 et 2), EDF et AREVA ont signé le 21 octobre 2013 une lettre d'engagement définissant les conditions de fourniture du combustible (composantes : uranium, fluoration, enrichissement et services de fabrication). Cette lettre d'engagement sera déclinée en quatre contrats (un par composante) en cours de signature.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. Une première déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités des prestations et portant sur la période 2008-2012.

Les conditions de prestations du traitement-recyclage sur la période 2013-2020 ont fait l'objet de termes de référence signés par EDF et AREVA en juin 2014 et seront déclinées dans le contrat d'application 2013-2020, dont la signature devrait intervenir début 2015.

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

Enfin, le Groupe détient des titres AREVA qui font l'objet d'une mention en note 36.2.2.3.

48.3 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice 2014 ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice) et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 8,4 millions d'euros en 2014 (10 millions d'euros en 2013). Cette rémunération recouvre les avantages courts termes (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence. La variation observée sur l'exercice 2014 s'explique notamment par le départ en retraite fin 2013 d'un membre du Comité exécutif.

En dehors de ce qui est indiqué, les dirigeants ne bénéficient d'aucun autre régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

➤ Note 49 Environnement

49.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis pour une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France et le Royaume-Uni.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de cette Directive sont : EDF, EDF Energy, Edison, Fenice, Dalkia, Bert, Kogeneracja, Zielona Gora, EDF Polska et EDF Luminus.

En 2014, le Groupe a restitué 60 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2013. En 2013, le Groupe avait restitué 67 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2012.

Pour l'année 2014, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élève à 6 millions de tonnes. Pour l'année 2013, le volume total des droits d'émission alloués au Groupe et enregistrés dans les registres nationaux s'élevait à 10 millions de tonnes.

Au 31 décembre 2014, le volume des émissions s'élève à 51 millions de tonnes. La provision qui résulte des excédents d'émissions par rapport à ces droits d'émission s'élève à 314 millions d'euros au 31 décembre 2014 (356 millions d'euros au 31 décembre 2013).

49.2 Certificats d'économies d'énergie

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures développées par les législations nationales, sous l'égide de directives communautaires.

Par exemple, la loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie (CEE). Les sociétés qui vendent de

l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excèdent un seuil sont soumises sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

En France, la deuxième période, qui s'est ouverte le 1^{er} janvier 2011 et se termine le 31 décembre 2014, se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences pour l'obtention des certificats d'économies d'énergie. EDF s'est mis en capacité de réaliser son obligation grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

L'obligation pour EDF est calculée a posteriori à partir des ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2013. Les volumes de CEE obtenus entre les deux périodes contribueront à l'atteinte des objectifs de la deuxième période.

Par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014, le dispositif de CEE a été reconduit pour une troisième période, du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017.

49.3 Certificats d'énergie renouvelable

Dans le cadre du dispositif de certificats d'énergie renouvelable, le groupe EDF est soumis à une obligation de restitution de certificats d'énergie renouvelable, notamment au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique (voir note 1.3.27.2).

Au 31 décembre 2014, une provision de 638 millions d'euros a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et EDF Luminus (Belgique) au titre du déficit de certificats d'énergie renouvelable par rapport aux obligations assignées.

➤ Note 50 Événements postérieurs à la clôture

50.1 Versement d'une rémunération aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée

En janvier 2015, une rémunération de 387 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 et janvier 2014. Conformément à la norme IAS 32, la contrepartie de la trésorerie versée sera enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe sur le premier semestre 2015.

➤ Note 51 Périmètre de consolidation

51.1 Sociétés consolidées par intégration globale au 31 décembre 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
France				
Électricité de France – Société mère		100,00	100,00	P, D, A
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)		100,00	100,00	D
EDF Production Électrique Insulaire (PEI)		100,00	100,00	P
Royaume-Uni				
EDF Energy plc. (EDF Energy)		100,00	100,00	P, A
EDF Energy UK Ltd.		100,00	100,00	A
EDF Development Company Ltd.		100,00	100,00	A
Italie				
Edison SpA (Edison)		97,40	97,40	P, D, A
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA) ⁽¹⁾		100,00	–	A
Transalpina di Energia SRL (TdE) ⁽¹⁾		–	100,00	A
WGRM Holding 4 SpA ⁽¹⁾		–	100,00	A
Fenice Qualita'Per L'Ambiente SpA (Fenice)		100,00	100,00	P, A
Autre international				
EDF International SAS	France	100,00	100,00	A
EDF Belgium SA	Belgique	100,00	100,00	P
EDF Luminus SA	Belgique	63,53	63,53	P
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	100,00	90,00	P
Ute Paracambi SA	Brésil	100,00	100,00	P
French Investment Guangxi Laibin Electric Power Co, Ltd. (Figlec)	Chine	100,00	100,00	P
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	100,00	–	A
EDF Inc.	États-Unis	100,00	100,00	A
Unistar Nuclear Energy LLC	États-Unis	100,00	100,00	P
Budapesti Erömu ZRt (Bert)	Hongrie	95,62	95,62	P
EDF Démász ZRt.	Hongrie	100,00	100,00	P, D, A
EDF Wybrzeże SA ⁽²⁾	Pologne	–	99,87	P
EDF Paliwa Sp. z o. o. (Energokrak)	Pologne	97,26	96,93	A
EDF Polska SA ⁽²⁾	Pologne	97,26	96,51	P
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	Pologne	49,51	49,38	P, D
Elektrociepłownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	Pologne	48,72	48,59	P, D
EDF Alpes Investissements SARL	Suisse	100,00	100,00	A
Mekong Energy Company Ltd. (Meco)	Vietnam	56,25	56,25	P

(1) En 2014, les sociétés TdE SRL et Wagram Holding 4 SpA ont fusionné pour former TdE SpA.

(2) En 2014, la société EDF Wybrzeże SA a fusionné avec EDF Polska SA.

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
Autres activités				
EDF Développement Environnement SA	France	100,00	100,00	A
Société pour le Conditionnement des Déchets et Effluents Industriels (SOCODEI)	France	100,00	100,00	A
Compagnie Financière de Valorisation pour l'Ingénierie (COFIVA)	France	100,00	100,00	A
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	France	55,00	55,00	A
Électricité de Strasbourg	France	88,64	88,64	D
Tiru SA – Traitement Industriel des Résidus Urbains	France	51,00	51,00	A
Dunkerque LNG	France	65,00	65,00	A
EDF Énergies Nouvelles	France	100,00	100,00	P, A
EDF IMMO et filiales immobilières	France	100,00	100,00	A
EDF Optimal Solutions SAS	France	100,00	100,00	A
Société C2	France	100,00	100,00	A
Société C3	France	100,00	100,00	A
EDF Holding SAS	France	100,00	100,00	A
CHAM SAS	France	100,00	100,00	A
Dalkia	France	99,94	34,00	A
Citelum	France	100,00	34,00	A
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
EDF Production UK Ltd.	Royaume-Uni	–	100,00	A
EDF DIN UK Ltd.	Royaume-Uni	100,00	100,00	A
Wagram Insurance Company Ltd.	Irlande	100,00	100,00	A
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	95,51	95,51	A
Océane Re	Luxembourg	99,98	99,98	A
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	100,00	100,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

51.2 Société détenue sous forme d'activités conjointes au 31 décembre 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
Autres activités				
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)	Allemagne	50,00	50,00	A

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

51.3 Sociétés consolidées par mise en équivalence au 31 décembre 2014

		Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2013	Activité
France				
RTE Réseau de Transport d'Électricité (RTE)		100,00	100,00	T
Autre international				
Energie Steiermark Holding AG (Estag)	Autriche	25,00	25,00	P, A
Constellation Energy Nuclear Group LLC (CENG)	États-Unis	49,99	49,99	P
SLOE Centrale Holding BV	Pays-Bas	50,00	50,00	P
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	19,60	19,60	P
Datang Sanmenxia Power Generation Co., Ltd.	Chine	35,00	35,00	P
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd.	Chine	30,00	30,00	P
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	49,00	–	P
Nam Theun 2 Power Company	Laos	40,00	40,00	P
Alpiq	Suisse	25,00	25,00	P, D, T, A
Autres activités				
Dalkia Holding	France	–	34,00	A
Dalkia Investissement	France	–	67,00	A
Domofinance SA	France	45,00	45,00	A
South Stream Transport BV	Pays-Bas	–	15,00	T

Activités : P = Production, D = Distribution, T = Transport, A = Autres

51.4 Sociétés pour lesquelles les droits de vote diffèrent du pourcentage d'intérêt au 31 décembre 2014

Au 31 décembre 2014, le pourcentage de droits de vote, déterminant pour le contrôle, diffère du pourcentage d'intérêt du Groupe pour les entités suivantes :

	Pourcentage d'intérêt dans le capital au 31/12/2014	Pourcentage de droits de vote détenus au 31/12/2014
Edison SpA	97,40	99,48
Zec Kogeneracja SA (Kogeneracja)	49,51	50,00
Elektrocieplownia Zielona Gora SA (Zielona Gora)	48,72	98,40
EDF Paliwa Sp. z o. o.	97,26	100,00
Société Française d'Ingénierie Électronucléaire et d'Assistance (SOFINEL)	55,00	54,98
EDF Investissements Groupe SA	95,51	50,00

20.2 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2014

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2014 sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société Électricité de France SA (« le Groupe »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et information figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les points suivants :

- le changement de méthode comptable décrit dans les notes 1.2.1.1 et 2.1, et relatif à l'application au 1^{er} janvier 2014 des normes IFRS 10 « États financiers consolidés », IFRS 11 « Partenariats » et IFRS 12 « Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités » ;
- l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.3.2.1 et 29. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce, nous avons procédé à nos propres appréciations et nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Nous nous sommes assurés que la note 1.3.27.1 de l'annexe donnait une information appropriée sur le traitement comptable retenu au titre des droits d'émission de gaz à effet de serre, domaine qui ne fait pas l'objet de dispositions spécifiques ou obligatoires dans le référentiel comptable IFRS tel qu'adopté par l'Union européenne au 31 décembre 2014.

Jugements et estimations de la Direction

La note 1.3.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements, estimations et hypothèses significatifs, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations, qui ont été réalisées dans un contexte de crise économique et financière de volatilité des marchés énergies dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, le Groupe présente dans ses notes annexes les informations relatives :

- aux modalités de comptabilisation du déficit de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité arrêté au 31 décembre 2012, lesquelles font suite à l'accord annoncé le 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics, et à l'affectation sur l'exercice clos le 31 décembre 2013 de la créance correspondante aux actifs dédiés au financement des obligations nucléaires de long terme réalisée le 8 février 2013 (notes 36.3 et 47.2) ;
- aux principales hypothèses et indices de perte de valeur retenus pour effectuer les tests de dépréciation des *goodwill* et des actifs immobilisés et aux pertes de valeur enregistrées (notes 1.3.15 et 13) ;
- aux provisions pour avantages du personnel, autres provisions et passifs éventuels (notes 31, 32 et 45).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les données techniques disponibles et les calculs effectués par le Groupe, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que les notes aux états financiers restituent une information appropriée.

Procédures de contrôle

Nos contrôles sur les opérations résultant du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), tel qu'instauré par la loi NOME en France à compter du 1^{er} juillet 2011, s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Groupe, ou publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Paris - la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 11 février 2015

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA



Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés



Patrick E. Suissa

20.3 Honoraires des Commissaires aux comptes

Le tableau ci-dessous présente les honoraires relatifs à l'exercice 2014 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<i>(en milliers d'euros)</i>				
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 709	25,0	3 425	28,8
Filiales intégrées globalement	7 112	47,8	6 746	56,7
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
EDF	617	4,1	1 102	9,3
Filiales intégrées globalement	177	1,2	309	2,7
Sous-total	11 615	78,1	11 582	97,5
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	1 362	9,2	179	1,5
Autres	1 888	12,7	123	1,0
Sous-total	3 250	21,9	302	2,5
TOTAL	14 865	100	11 884	100

Rappel des informations relatives à l'exercice 2013

Le tableau ci-dessous rappelle les honoraires relatifs à l'exercice 2013 versés par EDF et ses filiales intégrées globalement pour les missions confiées à ses Commissaires aux comptes et à leurs réseaux respectifs :

	Réseau Deloitte		Réseau KPMG	
	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
<i>(en milliers d'euros)</i>				
Audit				
Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 781	27,8	3 637	29,9
Filiales intégrées globalement	6 354	46,7	6 171	50,8
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissaire aux comptes				
EDF	623	4,6	1 579	13,0
Filiales intégrées globalement	66	0,5	196	1,6
Sous-total	10 824	79,6	11 583	95,3
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement				
Juridique, fiscal, social	1 314	9,7	166	1,4
Autres	1 458	10,7	401	3,3
Sous-total	2 772	20,4	567	4,7
TOTAL	13 596	100,0	12 150	100,0

20.4 Politique de distribution de dividendes

20.4.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices

Le montant des dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices a été le suivant :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action (en euros)	Dividende total distribué ⁽¹⁾ (en euros)	Date de versement du dividende
2011	1 848 866 662	1,15	2 124 757 978,20 ⁽²⁾	6 juin 2012
2012	1 848 866 662	1,25	2 308 912 900,34 ⁽³⁾	8 juillet 2013
2013	1 860 008 468	1,25 ⁽⁴⁾	2 327 462 364,03 ⁽⁵⁾	6 juin 2014

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Dont 1 053 169 658,76 euros versés le 16 décembre 2011 à titre d'acompte sur le dividende 2011.

(3) Dont 1 052 601 974,10 euros versés le 17 décembre 2012 à titre d'acompte sur le dividende 2012 et 170 358 213,74 euros payés en actions nouvelles le 8 juillet 2013.

(4) Soit un montant de 1,375 euros pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(5) Dont 1 059 290 112,42 euros versés le 17 décembre 2013 à titre d'acompte sur le dividende 2013.

Le 10 décembre 2014, le Conseil d'administration a décidé la distribution d'un acompte sur dividende au titre de l'exercice 2014, payable en numéraire, de 0,57 euro par action. Le montant total de l'acompte mis en paiement le 17 décembre 2014 s'est élevé à 1 059 262 163,04 euros, déduction faite des actions autodétenues.

Le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 11 février 2015, a décidé de proposer à l'Assemblée générale des actionnaires du 19 mai 2015 le versement d'un dividende de 1,25 euro par action au titre de l'exercice 2014. Compte tenu de l'acompte de 0,57 euro par action versé le 17 décembre 2014, le solde du dividende à distribuer s'élève à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

La date de mise en paiement du dividende, sous réserve de l'accord de l'Assemblée générale, sera le 5 juin 2015, la date de détachement étant alors fixée au 3 juin 2015.

20.4.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Conformément à la modification statutaire adoptée par l'Assemblée générale du 24 mai 2011, le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013. Ont droit aux dividendes majorés les actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins deux ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social.

L'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société, qui prévoient désormais que l'Assemblée peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la société, y compris des titres financiers.

20.4.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

20.5 Procédures judiciaires et arbitrages

Dans le cours normal de ses activités, le Groupe est impliqué dans un certain nombre de procédures judiciaires, arbitrales et administratives. Les charges qui peuvent résulter de ces procédures ne sont provisionnées que lorsqu'elles sont probables et que leur montant peut être soit quantifié, soit estimé dans une fourchette raisonnable. Dans ce dernier cas, le montant provisionné est déterminé au cas par cas sur la base de la meilleure estimation possible. Le montant des provisions retenu est fondé sur l'appréciation du niveau de risque au cas par cas et ne dépend pas en premier lieu du stade d'avancement des procédures, étant précisé que la survenance d'événements en cours de procédure peut toutefois entraîner une réappréciation de ce risque.

À l'exception des procédures décrites ci-dessous, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre procédure administrative, judiciaire ou d'arbitrage, y compris en suspens ou dont elle serait menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe.

20.5.1 Procédures concernant EDF

Réseau d'Alimentation Général (RAG)

La Commission européenne a engagé en octobre 2002 une procédure contre la France considérant qu'une aide d'État aurait été consentie à EDF à l'occasion de la restructuration de son bilan au 1^{er} janvier 1997. Par décision en date du 16 décembre 2003, la Commission a fixé le montant de l'aide à rembourser à 889 millions d'euros en principal. Le 11 février 2004, l'État a émis à l'encontre d'EDF un titre de perception pour 1 224 millions d'euros, comprenant le principal et les intérêts. Ce montant a été payé par EDF. Le 27 avril 2004, EDF a déposé un recours en annulation de la décision de la Commission devant le Tribunal de Première Instance des Communautés européennes, devenu le Tribunal de l'Union européenne. Le Tribunal a rendu, le 15 décembre 2009, un arrêt annulant la décision de la Commission du 16 décembre 2003, considérant qu'elle aurait dû, dans son appréciation, appliquer le critère de l'investisseur avisé en économie de marché pour déterminer s'il y avait ou non aide d'État. Cet arrêt étant exécutoire, l'État a reversé à EDF la somme de 1 224 millions d'euros le 30 décembre 2009. Le 26 février 2010, la Commission européenne a formé un pourvoi devant la Cour de justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

Le 2 mai 2013, la Commission européenne a décidé de rouvrir son enquête et va donc réexaminer la question de la qualification d'aide d'État en appliquant les critères établis par les juridictions européennes. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'État français et la Commission européenne. Elle ne préjuge pas de la décision finale qui sera adoptée par la Commission européenne.

Amiante

EDF a, par le passé, utilisé des matériaux contenant de l'amiante. Ainsi, certains personnels, notamment des métiers de la maintenance des centrales thermiques, ont pu être exposés, principalement avant les mesures de substitution ou de protection mises en place par EDF à partir de la fin des années 1970.

En France, EDF et ERDF ont fait l'objet, de 1997 à fin décembre 2014, de 627 actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable en relation avec une exposition à l'amiante de son personnel en milieu professionnel. La reconnaissance d'une telle faute peut entraîner le versement d'indemnités complémentaires à la charge de l'employeur aux victimes ou à leurs ayants droit.

Le nombre de contentieux initiés s'est stabilisé depuis 2010 (de l'ordre de 20 nouveaux dossiers chaque année). La charge financière supportée par la CNIEG (Caisse de retraite des IEG) ne devrait donc pas varier sensiblement. Le risque financier est provisionné dans les comptes d'EDF à hauteur de 30 millions d'euros depuis 2008.

À fin décembre 2014, le montant cumulé des condamnations définitives d'EDF s'agissant d'actions contentieuses en reconnaissance de faute inexcusable de l'employeur s'élève à 26,2 millions d'euros environ.

Solaire Direct

Le 17 décembre 2013, l'Autorité de la concurrence (ADLC) a sanctionné le groupe EDF à hauteur de 13,5 millions d'euros pour des pratiques d'abus de position dominante qui auraient permis, selon l'ADLC, de favoriser ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque au détriment d'autres acteurs du marché. L'ADLC reproche à EDF d'avoir mis à disposition de ses filiales divers moyens matériels et immatériels non reproductibles par les concurrents (notamment, marque Bleu Ciel®, marque et logo, fichier clients), entretenant de ce fait une confusion dans l'esprit des consommateurs entre son activité de fournisseur d'électricité aux tarifs réglementés et celle de ses filiales actives

dans le secteur photovoltaïque. EDF a fait appel de cette décision devant la Cour d'Appel de Paris. L'arrêt de la Cour d'Appel est attendu en avril 2015.

Contentieux indemnitaires d'opérateurs photovoltaïques

Le 26 juillet 2013, le liquidateur de la société Evasol, acteur du secteur des économies d'énergie, a assigné les sociétés EDF, EDF EN, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Lyon. L'assignation fait état de violations alléguées du droit de la concurrence par ces sociétés dans le secteur du photovoltaïque en France, qui seraient la cause directe de la liquidation de la société Evasol, et d'une demande de dommages et intérêts de 33 millions d'euros.

Le 13 mai 2014, Solaire Direct a assigné les sociétés EDF, EDF EN, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Paris, en vue d'obtenir réparation du dommage qu'elle aurait subi au titre des pratiques ayant fait l'objet de la décision de l'ADLC du 17 décembre 2013, évalué par Solaire Direct à 8,7 millions d'euros.

Le 11 décembre 2014, les sociétés Apem Énergie, Arkeos, Biosystem-AD, Cap Eco Énergie, Cap Sud, Isowatt, PCI-m, Photen et Sol'Air Confort ont assigné les sociétés EDF, EDF ENR et EDF ENR Solaire devant le Tribunal de commerce de Paris sur le même fondement. Elles réclament le paiement d'une somme provisionnelle de 100 000 euros chacune à valoir sur leur préjudice ainsi que la désignation d'un expert judiciaire aux fins de déterminer le montant définitif de leur préjudice.

SUN'R

Le 21 juin 2012, l'entreprise SUN'R a saisi l'ADLC d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires. La société SUN'R reproche à ERDF des retards dans la procédure de raccordement de ses installations photovoltaïques et à EDF des retards dans la mise en œuvre des contrats d'obligation d'achat et le paiement des factures afférentes. En outre, selon SUN'R, EDF ENR aurait bénéficié d'un traitement privilégié pour le raccordement de ses installations par ERDF et le paiement de ses factures par EDF. La procédure contradictoire a été ouverte le 16 novembre 2012. La discussion devant l'ADLC concernant la recevabilité de la saisine et le possible octroi des mesures conservatoires a eu lieu le 23 janvier 2013.

Par une décision du 14 février 2013, l'ADLC a rejeté toutes les demandes de mesures conservatoires de SUN'R, mais a décidé de poursuivre l'instruction au fond. Cette décision ne préjuge en rien le résultat de la procédure. Si l'ADLC devait, au terme de son instruction, conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles, elle pourrait être conduite à prononcer notamment une sanction financière en application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxe de l'entreprise.

Parallèlement, SUN'R a formé le 29 août 2012 une requête en référé-expertise et provision devant le Tribunal administratif de Paris, assortie d'une demande d'indemnité provisionnelle de 1 million d'euros pour ce qui concerne EDF et 2,5 millions d'euros concernant ERDF. Par une ordonnance du 27 novembre 2012, le juge des référés du Tribunal administratif de Paris a rejeté cette requête.

Enquête plafonnements CSPE

Le 27 mars 2014, la Commission européenne a ouvert une enquête approfondie concernant les réductions sur la Contribution au Service Public de l'Électricité en France (CSPE) accordées aux grands consommateurs d'énergie et aux autoproducteurs sur le fondement des règles sur les aides d'État. En tant que tiers intéressé, EDF a présenté ses observations à la Commission européenne sur la décision, suite à sa publication au *Journal officiel de l'Union européenne* le 3 octobre 2014.

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment le temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat financier ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière environnementale

Du fait de son activité industrielle, le Groupe est partie à divers litiges environnementaux, en particulier en matière de dépollution des sols. À la date de dépôt du présent document de référence, le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible, si sa résolution devait être défavorable à EDF, d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats financiers du Groupe.

Litiges en matière fiscale

À la suite de vérifications de comptabilité sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale de la provision pour rentes, accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP). S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. Le Groupe conteste la position de l'administration fiscale. Fin 2014, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables pour la société RTE et EDF. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour le Groupe lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 250 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs de long terme. Au cours de l'année 2013, EDF a reçu de l'Administration une lettre acceptant une partie de ses arguments, diminuant ce risque à 600 millions d'euros. La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux, et aucune provision n'a été constatée sur ce sujet.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'Administration relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

Greenpeace

Une information judiciaire a été ouverte en février 2009 au Tribunal correctionnel de Nanterre sous la qualification de « complicité et recel d'atteinte à un système de traitement automatisé de données » à la suite de déclarations d'un informaticien d'une société tierce, qui prétendait avoir procédé à l'intrusion informatique de l'ordinateur de M. Yannick Jadot, ancien porte-parole de Greenpeace, courant 2006, à la demande d'un salarié d'EDF. Le salarié visé et son supérieur hiérarchique ont été mis en examen respectivement les 24 mars et 10 juin 2009 et ont fait l'objet d'une mutation d'office à titre de sanction disciplinaire. EDF a été mis en examen le 26 août 2009. Par un jugement rendu le 10 novembre 2011, EDF et les deux salariés avaient été condamnés par le Tribunal de Nanterre.

Par un arrêt rendu le 6 février 2013, la Cour d'Appel de Versailles a relaxé EDF et le supérieur hiérarchique pour les faits reprochés. S'agissant de l'autre salarié, la Cour d'Appel a confirmé le jugement sur la culpabilité et l'a condamné à une peine de six mois d'emprisonnement. Le salarié, Greenpeace et M. Yannick Jadot ont formé un pourvoi en cassation. Seul M. Jadot a maintenu son pourvoi, qui ne concerne que les intérêts civils (éventuels dommages-intérêts). L'affaire pourrait être examinée courant 2015.

Fessenheim

Une association et des particuliers ont déposé le 25 juillet 2008 un recours gracieux demandant aux Ministres chargés de la sûreté nucléaire (Ministres chargés de l'énergie et de l'écologie) d'ordonner la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction de la centrale nucléaire de Fessenheim. Les requérants fondent leur demande sur l'article 34 de la loi TSN du 13 juin 2006 qui permet d'ordonner, en dernier recours, par décret en Conseil d'État pris après avis de l'ASN, la mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une installation nucléaire de base qui présente des risques graves.

Après rejet par les Ministres de la demande gracieuse, les requérants ont introduit un recours contentieux devant le Tribunal administratif de Strasbourg le 10 décembre 2008, rejeté par jugement du 9 mars 2011. Les requérants ont interjeté appel le 4 mai 2011, appel rejeté par un arrêt de la Cour administrative d'appel de Nancy du 16 mai 2013.

Les mêmes requérants ont déposé un recours gracieux le 18 avril 2011 demandant aux Ministres chargés de la sûreté nucléaire et à l'ASN de suspendre le fonctionnement de la centrale de Fessenheim. Les requérants fondent leur recours sur les articles 34 et 35 du décret du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives, qui permet aux Ministres ou à l'ASN de suspendre une installation nucléaire de base en cas de risques graves. Après les refus des Ministres et de l'ASN de faire droit à leur demande, les requérants ont respectivement saisi le Tribunal administratif de Strasbourg (pour les décisions implicites de rejet des Ministres) et le Conseil d'État (pour la décision implicite de rejet de l'ASN).

Par une ordonnance du 9 mars 2012, le Président du Tribunal administratif de Strasbourg a renvoyé devant le Conseil d'État les requêtes portant sur les décisions implicites de rejet des Ministres. Par décision en date du 28 juin 2013, le Conseil d'État a rejeté les requêtes, estimant que l'existence de risques graves et imminents pour la protection de la sécurité, de la santé et de la salubrité publiques, de la nature et l'environnement justifiant la suspension de la centrale n'était pas démontrée.

Enfin, par requête en référé du 23 mars 2013, plusieurs associations dont le Réseau Sortir du nucléaire ont demandé la suspension des travaux liés au réexamen de sûreté et notamment le renforcement du radier, demande rejetée par une ordonnance du Conseil d'État du 10 avril 2013. Examinée sur le fond, la requête a également été rejetée par le Conseil d'État par un arrêt du 28 novembre 2014, mettant ainsi fin au litige.

Vent de Colère

À la suite d'un recours formé par l'association Vent de Colère contre l'arrêté du 17 novembre 2008 fixant les tarifs d'achat de l'électricité d'origine éolienne, le Conseil d'État a sursis à statuer et saisi la Cour de Justice de l'Union européenne d'une question préjudicielle portant sur le point de savoir si le mécanisme de financement de l'obligation d'achat reposant sur la CSPE doit être regardé comme une intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État au sens et pour l'application des dispositions du Traité de l'Union européenne relatives aux aides d'État.

Le 11 juillet 2013, l'avocat général de la Cour de justice de l'Union européenne a rendu ses conclusions, estimant que ce mécanisme de financement relève bien de la qualification « d'intervention de l'État ou au moyen de ressources d'État ».

Le 19 décembre 2013, la Cour a rendu sa décision et confirmé que « le nouveau mécanisme de compensation intégrale des surcoûts imposés à des entreprises en raison d'une obligation d'achat de l'électricité d'origine éolienne à un prix supérieur à celui du marché dont le financement est supporté par tous les consommateurs finals de l'électricité (...) constitue une intervention au moyen de ressources d'État ».

Par un arrêt du 28 mai 2014, le Conseil d'État a annulé l'arrêté du 17 novembre 2008 au motif que les tarifs qu'il fixe constituent une aide

d'État qui n'avait pas été notifiée à la Commission européenne préalablement à leur entrée en vigueur. En remplacement, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a signé, le 17 juin 2014, un arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité d'origine éolienne terrestre. Ce nouveau texte reprend les conditions d'achat éolien de l'arrêté de 2008 et l'impact sur la CSPE ne sera pas modifié.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

L'annonce par les pouvoirs publics à l'automne 2009 d'une prochaine révision à la baisse des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque a provoqué une augmentation massive des dépôts de demandes de contrats d'achat, susceptible d'engendrer un alourdissement très significatif des charges à compenser par la CSPE. Plusieurs arrêtés ministériels successifs ont ainsi baissé les tarifs d'achat.

Ces baisses n'ayant pas été suffisantes pour enrayer l'afflux de demandes de contrat, le Gouvernement a, par décret du 9 décembre 2010, suspendu provisoirement l'obligation d'achat d'électricité d'origine photovoltaïque pour une durée de trois mois.

Dans ce contexte, un certain nombre de producteurs ont intenté des procédures contre EDF visant à obtenir le bénéfice du tarif d'achat le plus favorable ou à échapper à la suspension.

Par ailleurs, en Corse et dans les DOM, où EDF a également la qualité de gestionnaire de réseaux, certains producteurs ont engagé des actions indemnitaires à son encontre.

En effet, compte tenu de l'augmentation très importante des demandes de raccordement pour des installations photovoltaïques et malgré les moyens mis en place pour y faire face, EDF n'a pas toujours été en mesure de respecter les délais fixés dans les procédures de raccordement, si bien que des producteurs cherchent à obtenir réparation du manque à gagner qu'ils estiment avoir subi du fait de ces retards et qui les aurait fait tomber sous le coup de la suspension de l'obligation d'achat.

Si certaines décisions rendues en première instance ont rejeté l'ensemble des demandes des requérants, d'autres leur ont accordé des indemnités.

Contestant la mise en cause de sa responsabilité, EDF a systématiquement interjeté appel contre les jugements défavorables rendus en première instance.

Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés (ICEDA)

Un décret du 23 avril 2010 a autorisé EDF à créer sur le territoire de la commune de Saint-Vulbas, située dans le département de l'Ain, une installation nucléaire de base dénommée « Installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés » ; décret dont la légalité a été confirmée par le Conseil d'État à deux reprises (arrêtés des 1^{er} mars 2013 et 24 mars 2014) à la suite de différents recours exercés par des tiers.

Par ailleurs, à la suite d'une annulation du premier permis de construire d'ICEDA pour violation du plan local d'urbanisme de la commune prononcée par le Tribunal administratif de Lyon le 13 décembre 2011 puis confirmée par la Cour administrative d'appel de Lyon le 19 juin 2012, EDF avait déposé un recours en cassation devant le Conseil d'État.

Par une décision du 24 mars 2014, le Conseil d'État, faisant droit à la requête d'EDF, a annulé l'arrêt attaqué et renvoyé l'affaire devant la Cour administrative d'appel de Lyon. Cette dernière, par un arrêt du 8 décembre 2014, a annulé le jugement précité du Tribunal administratif de Lyon, confirmant ainsi la légalité du permis de construire et permettant par là même la poursuite des travaux, dont la reprise est prévue en avril 2015.

Sans attendre l'issue du recours devant le Conseil d'État sur le premier permis de construire, EDF avait demandé la délivrance d'un second permis de construire qui lui a été accordé par le préfet de l'Ain le 21 août 2013. Ce permis a de nouveau été contesté par des tiers devant le Tribunal administratif de Lyon, qui a conclu le 2 juillet 2014 à son annulation pour absence de mise

à jour d'un plan de coupe, considérant aussi « que le vice affectant le dossier de demande de permis de construire peut être régularisé par un permis modificatif ». Un appel a été interjeté par l'ensemble des tiers concernés devant la Cour administrative d'appel de Lyon les 9 et 17 septembre 2014. Pour autant, compte tenu de la décision précitée de la Cour administrative d'appel de Lyon du 8 décembre 2014, une décision défavorable à EDF serait sans effet sur la légalité du premier permis de construire et la reprise des travaux jusque-là interrompus.

Flamanville

Le 15 novembre 2006, EDF a déposé auprès de l'ASN une demande d'autorisation de prélèvement et de rejet d'effluents liquides et gazeux pour la centrale nucléaire de Flamanville dans la Manche. Cette demande comprenait les prélèvements et rejets effectués par les deux réacteurs existants du site (Flamanville 1 et Flamanville 2), ainsi que ceux du futur réacteur de type EPR (Flamanville 3) en cours de construction.

L'ASN a pris une décision, le 7 juillet 2010, fixant à EDF les limites de rejets dans l'environnement des effluents liquides et gazeux pour l'exploitation des trois réacteurs. Cette décision a été homologuée par un arrêté des Ministres chargés de la sûreté nucléaire du 15 septembre 2010.

Une association locale, le CRILAN, a saisi le Tribunal administratif de Caen le 23 mars 2011 pour demander l'annulation de cet arrêté.

Le Président du Tribunal administratif de Caen a, par une ordonnance du 20 juillet 2012, renvoyé l'affaire devant le Conseil d'État. Le Tribunal a estimé que la requête du CRILAN ne portait pas sur l'arrêté ministériel d'homologation mais bien sur la décision de l'ASN du 7 juillet 2010. Or, aux termes de l'article R. 351-2 du Code de justice administrative, le Conseil d'État est compétent pour les recours contre les décisions de l'ASN. Par arrêt du 17 octobre 2014, le Conseil d'État a rejeté la requête de l'association, mettant ainsi fin au litige.

Arbitrage consécutif à la résiliation d'un contrat d'approvisionnement en gaz

Le 2 août 2012, EDF a reçu une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par l'un de ses fournisseurs de gaz. Ce fournisseur conteste la résiliation par EDF d'un contrat d'approvisionnement en gaz naturel d'une durée de quatre ans dont il restait une année à courir, et quantifie sa demande à cent millions de dollars américains. EDF considère que les conditions lui permettant de mettre fin au contrat étaient réunies et estime donc sans fondement le montant revendiqué par la partie demanderesse. Le tribunal arbitral, constitué en janvier 2013, a suspendu la procédure en mars 2014 sur demande des parties, le fournisseur ayant proposé à EDF d'engager des discussions afin d'essayer de parvenir à un règlement commercial global mettant fin au litige. En décembre 2014, le Tribunal a prolongé cette suspension sur demande des parties, ces dernières se réservant néanmoins le droit, à tout moment, de réactiver la procédure d'arbitrage, qui reprendrait alors en janvier 2016.

Superphénix

À la suite de la décision de l'État d'abandonner le projet de construction du réacteur nucléaire Superphénix, AREVA NC considérait qu'EDF devait prendre en charge, d'une part, des prestations préparatoires à la construction du cœur 3 et, d'autre part, le coût de traitement des déchets de fabrication des cœurs 1 et 2 en vue d'en récupérer le plutonium excédentaire. Faute d'accord amiable entre les sociétés, AREVA NC a assigné EDF le 19 juin 2013 afin de le voir condamné à payer une somme à parfaire de 148 millions d'euros (aux conditions économiques initiales). Une audience devant le Tribunal de commerce de Paris était prévue en janvier 2015 pour fixation des dates de plaidoiries. Cependant, un accord ayant été trouvé entre les deux sociétés, il a été mis fin au litige et des conclusions de désistement ont été conjointement déposées le 23 février 2015 devant le Tribunal de Commerce de Paris, qui en a pris acte.

Bugey 2 et 4

À la suite du troisième réexamen de sûreté des réacteurs n° 2 et 4 du site du Bugey en vue de poursuivre l'exploitation pendant dix années, l'ASN a adopté des décisions fixant les prescriptions techniques complémentaires en 2012 (réacteur n° 2) et 2013 (réacteur n° 4). Ces prescriptions s'ajoutent à d'autres prescriptions techniques, également applicables aux réacteurs n° 2 et 4, adoptées par l'ASN le 26 juin 2012 à l'issue des évaluations complémentaires de sûreté menées à la suite de l'accident de Fukushima.

En décembre 2013, la République et le Canton de Genève ont introduit devant le Conseil d'État deux requêtes visant à l'annulation de ces décisions. EDF a transmis un mémoire en défense le 23 juin 2014.

20.5.2 Procédures concernant les filiales et participations d'EDF

RTE

Transfert des lignes Haute Tension remises en dotation à la SNCF

La loi du 9 août 2004 relative au Service Public de l'Électricité et du Gaz et aux entreprises électriques et gazières ayant fixé le principe de la cession par la SNCF à RTE des ouvrages électriques Haute Tension de transport de la SNCF, une commission *ad hoc* a rendu le 9 juillet 2009 une décision sur la valeur de transfert du réseau Haute Tension, estimant celle-ci à 140 millions d'euros. La SNCF a formé le 20 août 2009 un recours devant le Conseil d'État contre cette décision, estimant la valeur de transfert des ouvrages à un prix très supérieur. Dans l'attente de la décision du Conseil d'État, la SNCF a transféré les ouvrages électriques à RTE, et la vente a été conclue le 26 mai 2010 pour un montant de 140 millions d'euros, sur lesquels 80 millions d'euros seulement ont été versés par RTE, à titre d'acompte. Le Conseil d'État a désigné un expert en février 2014 pour évaluer la valeur des biens. Cet expert a rendu son rapport fin décembre 2014 et a estimé les biens à un prix de 129 millions d'euros. Le Conseil d'État doit trancher le litige sur la base de cette évaluation.

Litiges en matière fiscale

RTE a fait l'objet d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2005 à 2011. Le principal chef de redressement est relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP), qui demeure contestée par le Groupe. À fin 2013, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables à la société sur le caractère déductible de la provision pour rentes AT/MP. Par ailleurs, elle a aussi obtenu un jugement favorable sur ce sujet auprès du Tribunal administratif de Montreuil. L'administration a fait appel de cette décision en 2014.

ERDF

Litiges en matière fiscale

EDF a reçu fin 2009 une proposition de rectification à l'issue d'une vérification de comptabilité portant sur les exercices 2004, 2005 et 2006 incluant la quote-part liée à la distribution, filialisée depuis. Le chef de redressement relatif à la déductibilité de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (AT/MP) demeure contesté par le Groupe.

Contentieux avec des producteurs photovoltaïques

Les annonces et évolutions rapides et successives de la réglementation et des tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque au cours de l'année 2010 ont

eu pour conséquence un afflux considérable de demandes de raccordement auprès d'ERDF. Malgré une mobilisation maximale au sein de l'entreprise, les délais de délivrance n'ont pu toujours être respectés, d'où de nombreux contentieux initiés par les producteurs d'électricité photovoltaïque.

Les décisions rendues en première instance, comme en Cour d'Appel, sont contrastées, certaines déboutant le plaignant de l'ensemble de ses demandes, d'autres lui accordant des indemnités, le plus souvent très limitées en comparaison des demandes indemnitaires initiales.

ERDF considère que sa responsabilité ne saurait être mise en cause et a interjeté appel contre les jugements défavorables rendus en première instance depuis 2011.

La Cour de Cassation devrait se prononcer pour la première fois en 2015.

Recours contre les décisions tarifaires TURPE 3 et 4

Par un arrêt du 28 novembre 2012, le Conseil d'État a prononcé l'annulation de la décision tarifaire TURPE 3 des 5 mai et 5 juin 2009, en tant qu'elle fixe les tarifs d'utilisation du réseau de distribution pour la période 2010-2013.

Le motif d'annulation concerne la méthode retenue pour le calcul du « coût moyen pondéré du capital » (CMPC) : le Conseil d'État a jugé cette méthode « erronée en droit », au motif qu'elle ne prend pas en considération « les comptes spécifiques des concessions, qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat (...) ainsi que les provisions pour renouvellement des immobilisations ».

Afin de tenir compte de la décision du Conseil d'État, un TURPE dit « 3 bis » a été décidé par l'État après proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) pour couvrir, rétroactivement, la période courant du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013. L'entrée en vigueur du TURPE 4 ayant ensuite été repoussée au 1^{er} janvier 2014, un TURPE dit « 3 ter » a été établi pour couvrir la période du 31 juillet 2013 au 31 décembre 2013. Enfin, par une délibération du 12 décembre 2013, la CRE a adopté la décision TURPE 4, laquelle fait l'objet d'un recours introduit devant le Conseil d'État par la société Direct Énergie le 17 février 2014. Direct Énergie demande l'annulation de la décision de la CRE au motif, notamment, que la méthode retenue par la CRE serait en partie économique, et à ce titre, incompatible avec les dispositions françaises et européennes applicables ainsi qu'avec l'arrêt du Conseil d'État du 21 décembre 2012 sur le TURPE 3.

Saisine du CoRDIS par l'association UFC Que Choisir

Le 25 juin 2014, l'association UFC Que Choisir a saisi le Comité de règlement de différends et des sanctions (CoRDIS) d'une demande tendant à faire cesser de prétendus manquements d'ERDF à ses obligations d'indépendance à l'égard d'EDF. La procédure est en cours.

EDF International

Litiges en matière fiscale

Le contrôle fiscal d'EDF International sur les exercices 2008 à 2011 s'est traduit par des propositions de rectification fin 2011 et fin 2013. Deux principaux chefs de redressement, pour un montant d'environ 265 millions d'euros, concernent, d'une part, le montant de la moins-value dégagée fin 2009 et déduite du résultat d'EDF International lors de l'apport des titres CEG à sa filiale américaine EDF Inc. et, d'autre part, la valorisation de l'obligation convertible en actions mise en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy. En 2012, EDF International a contesté ces chefs de redressements, pour lesquels elle estime ses chances de succès probables en contentieux. EDF International a initié fin 2012 une procédure amiable France – États-Unis concernant la valorisation des titres CEG retenue au moment de l'apport, sur le fondement de la convention fiscale de non-double-imposition franco-américaine.

Arbitrage CCI / SOROOF

EDF a mis en place un partenariat avec SOROOF International (SOROOF) afin de pénétrer le marché saoudien et développer son activité de services dans le domaine du transport d'électricité et dans la production thermique. EDF Saudi Arabia (EDF KSA), société de droit saoudien détenue à 85 % par EDF International et 15 % par SOROOF, a été constituée le 8 mars 2011. EDF n'est pas parvenue à développer son activité sur un marché saoudien très concurrentiel. Or, SOROOF attendait de ce partenariat un revenu et se prévaut aujourd'hui d'un manque à gagner. SOROOF a déposé une requête en arbitrage afin d'être indemnisée de son manque à gagner auprès de la Chambre de commerce internationale de Paris le 30 septembre 2013. EDF International a répondu à la demande d'arbitrage le 5 novembre 2013, et conteste la demande d'indemnisation faite par SOROOF et se fonde sur les manquements contractuels de SOROOF pour formuler une demande reconventionnelle en dommages et intérêts de 15 millions de dollars américains couvrant les montants engagés par EDF International dans ce partenariat et l'atteinte à l'image d'EDF.

EDF Énergies Nouvelles

Silpro

La société Silpro (Silicium de Provence) a été liquidée judiciairement le 4 août 2009. Le groupe EDF ENR détenait une participation minoritaire de 30 % dans cette société aux côtés du principal actionnaire, la société allemande Sol Holding. Le 30 mai 2011, le liquidateur a assigné les actionnaires et les dirigeants de Silpro, de façon solidaire, en comblement de l'insuffisance d'actifs résultant de la liquidation de Silpro, qui s'élève à 101 millions d'euros.

Par jugement en date du 17 décembre 2013, le Tribunal de commerce de Manosque a condamné, sans solidarité, le groupe EDF ENR à contribuer à l'insuffisance d'actif de Silpro à hauteur de 120 000 euros. La cour d'appel d'Aix-en-Provence par jugement en date du 19 mars 2015 a infirmé ce jugement et débouté le liquidateur de l'ensemble de ses demandes dirigées notamment à l'encontre du groupe EDF ENR. La Cour retient qu'il n'y a eu aucune direction de fait, ni de faute de gestion et conclut, en substance, que la crise financière de 2008 ainsi que la défaillance de l'actionnaire principal, événements imprévisibles, conjugués à l'absence de substitution d'un partenaire crédible à l'actionnaire majoritaire dans la poursuite du projet, sont à l'origine de l'échec de la réalisation du projet.

SOCODEI

Le Centre de traitement et de conditionnement de déchets de faible activité (Centrac), exploité par SOCODEI, filiale à 100 % d'EDF, a pour objet le traitement de déchets faiblement radioactifs soit par fusion, soit par incinération. Le 12 septembre 2011, une explosion d'un four servant à fondre les déchets a causé un incendie qui a fait un mort et quatre blessés. L'accident n'a occasionné aucun rejet chimique ou radioactif. L'ASN a classé cet accident au niveau 1 sur l'échelle internationale des événements nucléaires INES et a décidé, le 27 septembre 2011, de soumettre à autorisation préalable le redémarrage des fours de fusion et d'incinération arrêtés peu après l'accident. L'ASN a autorisé le 29 juin 2012 SOCODEI à procéder au redémarrage du four d'incinération sous réserve de la transmission préalable à l'ASN du bilan complet des opérations de vérification portant sur l'état conforme des équipements nécessaires à la sûreté du four. L'unité de fusion, dans laquelle l'accident a eu lieu, reste à ce jour à l'arrêt.

À la suite de l'accident, plusieurs enquêtes ont été ouvertes. Le 16 septembre 2011, le parquet de Nîmes a ouvert une information judiciaire contre X pour homicide et blessures involontaires, et l'instruction est en cours. Les résultats des enquêtes de l'Inspection du travail et de l'ASN ont été transmis au Parquet, et un expert judiciaire a été nommé. Les opérations d'expertise judiciaire terminées, le juge d'instruction a autorisé la levée des scellés du four de fusion, ce qui a permis un démarrage des travaux de remise en état. Par décision n° 2014-DC-0391 du 14 janvier 2014, l'ASN a fixé de nouvelles prescriptions techniques. Ainsi, conformément à cette décision et en vue d'obtenir l'autorisation de redémarrage du four de fusion, SOCODEI devra adresser à l'ASN un dossier détaillé présentant les dispositions de nature

technique, sociale, organisationnelle et humaine qu'elle aura retenues afin de satisfaire aux prescriptions nouvellement définies.

Edison

Assignation par ACEA SpA concernant la participation d'Edison dans Edipower

En mai 2006, ACEA SpA (ACEA), régie de Rome, avait adressé une plainte au gouvernement italien ainsi qu'aux autorités italiennes de la régulation (AEEG) et de la concurrence (AGCM) au motif que la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A SA (anciennement AEM SpA) aurait eu pour conséquence le franchissement de la limite de 30 % d'entreprises publiques au capital de la société Edipower (limite fixée par le décret du Président du Conseil des Ministres italien en date du 8 novembre 2000 définissant les règles applicables à la privatisation des sociétés (appelées « Gencos ») alors détenues par Enel SpA).

Le 7 juillet 2006, l'AGCM avait rendu un avis (*segnalazione*) dans lequel elle soutenait la position d'ACEA et demandait officiellement au gouvernement et au parlement italiens que des mesures soient prises afin de faire respecter les termes du décret du 8 novembre 2000.

En août 2006, EDF, IEB et WGRMH Holding 4 (ainsi qu'Edison, A2A SA, Delmi, Edipower, AEM Turin, Atel et TdE) ont été assignées par ACEA devant le Tribunal civil de Rome.

Selon ACEA, le dépassement de ce seuil serait une violation de la législation applicable et constituerait un acte de concurrence déloyale, qui pourrait avoir un impact négatif sur le marché de l'énergie au détriment de la concurrence et de l'intérêt final des consommateurs.

ACEA demandait donc au Tribunal de constater la nature déloyale du comportement d'EDF et d'A2A SA, d'obliger EDF et A2A SA à céder leurs participations de manière à descendre sous le seuil de 30 % et de leur interdire de prélever et d'utiliser l'énergie pour la part qui excède les 30 %, et enfin de l'indemniser de son préjudice qu'elle ne pouvait pas encore évaluer précisément, son estimation devant faire l'objet d'une instance séparée.

ACEA a, d'autre part, indiqué qu'elle demanderait au Tribunal de prendre des mesures conservatoires afin de préserver ses intérêts dans l'attente du jugement sur le fond.

En janvier 2007, Endesa Italia s'est jointe à la plainte d'ACEA.

Le juge a par ailleurs rejeté à cette occasion l'ajout au dossier d'une note d'ACEA (pièce nouvelle), qui estimait à 800 millions d'euros le préjudice qu'elle aurait subi.

Endesa Italia, devenue E.ON Italia, et EDF ont signé en décembre 2010 un accord de désistement par lequel E.ON Italia s'engage à renoncer à l'instance ainsi qu'à toute autre demande à l'encontre d'EDF en relation avec la prise de participation indirecte d'EDF dans Edipower. Le juge a pris acte de cet accord dans une ordonnance rendue le 19 mai 2011.

Le 19 septembre 2013, le Tribunal civil de Rome a rendu un jugement favorable à EDF, rejetant toutes les demandes d'ACEA. Le Tribunal exclut toute responsabilité concurrentielle ou délictuelle d'EDF, puisque tous les actes accomplis par EDF ont été préalablement autorisés par les organes de contrôle compétents et qu'aucune violation de norme ne peut lui être reprochée. ACEA a interjeté appel le 23 septembre 2014. L'audience est fixée devant la Cour d'Appel de Rome le 3 juin 2015.

Procédure relative à la vente d'Ausimont (Bussi)

À l'issue d'une enquête préliminaire ouverte par le procureur de la République de Pescara (région des Abruzzes) sur une hypothèse de pollution de l'eau et de désastre écologique concernant le bassin du fleuve Aterno, à Bussi sul Tirino, où se trouve depuis plus d'un siècle un complexe industriel appartenant à Ausimont SpA, cédé en 2002 à Solvay Solexis SpA, le Procureur a notifié à certains ex-administrateurs et dirigeants de Solvay Solexis et Edison une ordonnance de renvoi pour des faits d'empoisonnement des eaux, désastre écologique et fraude aux dépens de l'acquéreur du site Solvay Solexis.

Procédures judiciaires et arbitrages

Les poursuites contre Montedison, devenue Edison, pour délit de fraude ont été classées sans suite le 15 décembre 2009. La procédure relative au désastre environnemental et à l'empoisonnement de l'eau ou de substances alimentaires se poursuit et a fait, le 18 avril 2013, l'objet d'un renvoi, par le juge compétent, des anciens directeurs de Montedison devant la Cour d'assises de Chieti. Par décision du 7 février 2014 de la Cour d'assises, Edison a été mis hors de cause, elle n'est donc plus partie à l'instance pénale. Par décision du 19 décembre 2014, cette même Cour a acquitté tous les accusés.

Dans ce contexte, une portion de terrain adjacente au complexe industriel, propriété d'Edison, sur laquelle a été retrouvée une importante quantité de déchets industriels, a été mise sous séquestre, et le Président du Conseil des Ministres a nommé le 4 octobre 2007 un Commissaire spécial délégué pour la réalisation des interventions urgentes : identification, mise en sécurité et remise en état du terrain. Le Commissaire a intimé à Edison la mise en place d'un plan de caractérisation de la zone, la mise en sécurité d'urgence et la présentation d'un projet de remise en état du sol et de la nappe phréatique. Edison, qui n'a jamais exercé d'activité sur ce site, a déposé, en juin 2008 un recours devant le Tribunal administratif régional. Le Tribunal administratif régional a rejeté ce recours en mars 2011, et Edison a formé un recours contre ce jugement devant le Conseil d'État. L'audience a été fixée au 15 janvier 2015. La décision du Conseil d'État est attendue au premier semestre 2015.

Procédure du procureur de la République d'Alessandria

Le procureur de la République d'Alessandria (Italie) a adressé en 2009 à certains dirigeants et anciens administrateurs d'Ausimont SpA (aujourd'hui Solvay Solexis SpA, société cédée par Montedison au groupe Solvay en 2002) l'avis de conclusion des enquêtes concernant les hypothèses d'empoisonnement des eaux de la source se trouvant sous le site industriel de Spinetta Marengo et des eaux de sources environnantes et l'absence de remise en état du site. L'enquête a été clôturée le 16 janvier 2012.

Le juge compétent a décidé, le 16 janvier 2012, le renvoi devant la Cour d'assises d'Alessandria de certains ex-dirigeants de Montedison pour des comportements pouvant être constitutifs de délits environnementaux et en matière de sécurité publique.

Le procès devant la Cour d'assises a commencé le 17 octobre 2012. La dernière audience de plaidoiries a été fixée au 13 avril 2015. Par ailleurs, une décision administrative a ordonné à Solvay Solexis de remettre en état le site de Spinetta Marengo. Edison est intervenue volontairement dans la procédure afin de défendre ses intérêts à la suite du recours déposé par Solvay Solexis, qui demande l'annulation de cette décision administrative, en particulier en ce qu'elle n'impose pas d'obligations à Edison concernant la remise en état du site (cette obligation étant imposée à Solvay Solexis uniquement). Aucune date d'audience devant le Tribunal administratif du Piémont n'a été fixée à ce jour.

Carlo Tassara

La société Carlo Tassara, principal actionnaire minoritaire d'Edison, a engagé une procédure le 12 juillet 2012 devant le Tribunal administratif régional du Latium (Rome) demandant au fond une augmentation du prix de l'offre publique obligatoire lancée par la filiale d'EDF Transalpina di Energia (TdE), à la suite de la prise de contrôle d'Edison le 24 mai 2012. Les parties contre lesquelles le demandeur a engagé cette procédure sont la CONSOB, autorité italienne des marchés financiers, EDF ainsi que ses filiales italiennes (MNTC, WGRM4 et TdE), Edison, Delmi et A2A. La date d'audience devant le Tribunal n'a pas été fixée pour le moment. Toute décision éventuelle peut faire l'objet d'un recours devant le Conseil d'État italien.

En parallèle, le demandeur a adressé à la CONSOB en mai 2012 une demande d'augmentation du prix de l'offre publique obligatoire sur la base d'arguments quasiment identiques à ceux présentés dans le cadre de la procédure au fond devant le Tribunal administratif. La CONSOB a rejeté cette demande le 25 juillet 2012. Le demandeur n'a pas fait appel de cette décision.

En mars 2015, le demandeur a également engagé devant le Tribunal de Milan une action civile en dommages-intérêts contre EDF, A2A et Edison

sur la base d'une argumentation factuelle similaire à celle développée dans le cadre de la procédure administrative. L'assignation a été notifiée à EDF le 27 mars 2015.

En l'espèce, le demandeur prétend que les négociations entre EDF et A2A ayant conduit à la prise de contrôle d'Edison et d'Edipower n'auraient pas été menées en adéquation avec le principe de bonne gestion d'Edison et auraient été contraires aux intérêts de ses actionnaires minoritaires. Le demandeur se serait trouvé contraint de vendre ses actions dans le cadre de l'OPA obligatoire qui a suivi la prise de contrôle d'Edison sous peine de perdre la liquidité de sa participation à hauteur d'environ 10 % du capital social d'Edison. Pour mémoire, le prix de l'offre était de 0,89 centimes par action ordinaire. Le demandeur invoque un préjudice résultant de la dévaluation des titres Edison inscrit dans son bilan au 31 décembre 2011 de l'ordre de 294 millions d'euros. Malgré cela, il ne quantifie pas sa demande de dommages-intérêts et réclame la désignation d'un expert judiciaire afin de procéder à l'évaluation exacte de son préjudice. La première audience devrait se tenir au plus tôt en octobre 2015.

Actions initiées par des salariés en raison de leur exposition à l'amiante ou à d'autres substances chimiques nocives

Au cours de ces dernières années, Edison a dû faire face à une augmentation significative du nombre de demandes visant à l'octroi de dommages et intérêts en raison de la mort ou de la maladie de salariés qui auraient été la conséquence de leur exposition à plusieurs formes d'amiante dans différentes usines appartenant à Montedison, ou en raison d'autres procédures judiciaires reprises par Edison à la suite d'opérations d'acquisition de sociétés.

Par ailleurs, Edison est partie à plusieurs procédures pénales initiées par des anciens salariés de sociétés du groupe Edison ou leurs ayants droit, en raison de leur exposition à des substances chimiques nocives émises par les installations Montedison (transférées depuis à Enimont, devenue Enichem, filiale de ENI).

Litiges en matière environnementale

Edison est partie à plusieurs procédures pénales en cours concernant des dommages causés par le fonctionnement d'usines chimiques de Montedison (établissements pétrochimiques de Porto Marghera, Crotona, Mantua et Cesano Maderno) avant leur cession à Enimont. Les procédures pénales incluent également des actions initiées par des tiers fondées sur des atteintes corporelles liées aux dommages environnementaux allégués.

BE ZRt

À la suite d'une enquête fondée sur les règles européennes relatives aux aides d'État, la Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008 exigeant du gouvernement hongrois la résiliation des contrats d'achat d'énergie électrique à long terme (PPA) existants avant la fin de l'année 2008 et demandé que les aides d'État qui auraient été versées depuis le 1^{er} mai 2004, date d'adhésion de la Hongrie à l'Union européenne, soient remboursées par les producteurs avant avril 2009. BE ZRt a engagé un recours à l'encontre de cette décision devant le Tribunal de l'Union européenne (TUE) le 4 mai 2009.

Le gouvernement hongrois n'a pas contesté la décision de la Commission européenne, et le législateur hongrois a adopté le 10 novembre 2008 une loi résiliant les PPA sans indemnisation au 31 décembre 2008. La Commission européenne et le gouvernement hongrois ont accepté fin avril 2010 le principe de compensation des coûts échoués avec celui des aides d'État versées, et BE ZRt n'a eu en conséquence aucune aide d'État illicite à rembourser.

Par un arrêt du 13 février 2012, le TUE a rejeté le recours en annulation déposé par BE ZRt contre la décision. Toutefois, dans la mesure où BE ZRt ne se trouve plus tenue de rembourser des aides d'État, et en raison de l'absence d'impact direct sur l'arbitrage en cours (voir ci-après), BE ZRt n'a pas fait d'appel de cette décision.

Changement significatif de la situation financière ou commerciale

De manière à permettre la poursuite de son exploitation après résiliation de ses PPA, BE ZRT a négocié un contrat commercial d'une durée de 8 ans avec MVM, acheteur unique hongrois détenu par l'État, pour l'évacuation de la moitié de sa production électrique et a obtenu le bénéfice du décret « Cogen¹ » pour la vente de la seconde moitié de sa production, qui devait couvrir une période allant jusqu'en 2013. Cependant, la Hongrie a adopté le 16 mars 2011 un amendement à la loi sur l'électricité mettant fin à tout support à la cogénération en Hongrie à compter de juillet 2011.

Par ailleurs, ayant investi dans BE ZRT, postérieurement à sa privatisation, à des conditions spécifiques aujourd'hui remises en cause, EDF International a envoyé, le 12 mai 2009, une notification d'arbitrage à l'État hongrois sur le fondement du Traité sur la Charte de l'Énergie (TCE), en application du règlement CNUDCI. À la suite de plusieurs accords successifs, la procédure d'arbitrage a été suspendue jusqu'au 1^{er} octobre 2011 et a été reprise à cette date. EDF International a déposé, le 30 décembre 2011, auprès de la Cour permanente d'arbitrage de La Haye, un mémoire en demande en vue d'une indemnisation pour la perte des PPA. Le préjudice lié aux prix de la chaleur en 2011 a été introduit dans ce mémoire à titre conservatoire. Le 2 novembre 2012 la Hongrie a déposé son mémoire en défense, à la fois sur le fond et pour contester la compétence du Tribunal.

La Commission européenne, intervenant en qualité d'*amicus curiae*, a déposé son mémoire en mai 2013, où elle conteste essentiellement la compétence du Tribunal. Dans son mémoire en réponse, déposé le 1^{er} juillet 2013, EDF International a réévalué le dommage à environ 290 millions d'euros en prenant en compte l'effet du décret « chaleur », qui limite désormais le profit global de BE ZRT. Par ailleurs, une demande subsidiaire a été formulée par EDF International pour le remboursement des coûts échoués à environ 300 millions d'euros. La Hongrie a répondu par un mémoire en duplique le 25 octobre 2013.

Les audiences ont eu lieu à La Haye du 3 au 6 décembre 2013. Le Tribunal arbitral a rendu le 3 décembre 2014 une sentence qui donne raison à EDF International et condamne l'État hongrois à lui verser la somme de 107 millions d'euros (augmentée des intérêts). Le Tribunal arbitral a constaté que la Hongrie a violé le Traité sur la Charte de l'Énergie pour deux raisons : la première résulte de l'absence de compensation adéquate suite à la résiliation des PPA, la seconde, de l'adoption du décret « chaleur », qui constitue une violation distincte du TCE.

Selon le droit suisse, applicable en tant que droit du lieu du siège de l'arbitrage, la sentence est exécutoire dès sa communication, c'est-à-dire

dès le 4 décembre 2014. Le 16 décembre 2014, EDF International a adressé un courrier à la Hongrie en vue de son exécution.

La Hongrie a déposé, le 20 janvier 2015, auprès du Tribunal fédéral suisse un recours en annulation de la sentence (EDF International a déposé sa réponse le 19 mars 2015). Cette procédure devrait durer au maximum douze mois.

La procédure devant le Tribunal fédéral suisse n'a pas d'effet suspensif à l'égard de la sentence arbitrale.

EnBW

EDF International a reçu en février 2012 une demande d'arbitrage déposée auprès de la Chambre de commerce internationale par la société de droit allemand Neckarpri GmbH, véhicule d'acquisition du Land du Bade-Wurtemberg dans le cadre de la cession par le groupe EDF de sa participation dans EnBW, conclue le 6 décembre 2010 et finalisée le 17 février 2011.

La société Neckarpri prétend que le niveau de prix payé au titre de l'acquisition de la participation du groupe EDF dans EnBW serait excessif et dès lors constitutif d'une aide d'État illégale. Sur ce fondement, Neckarpri demande à titre principal le remboursement de la partie prétendument excessive du prix. Ce montant, initialement évalué à 2 milliards d'euros dans la demande d'arbitrage, a été réévalué en juillet 2012 dans un rapport d'expert mandaté par le *land* du Bade-Wurtemberg à 834 millions d'euros. En septembre 2012, Neckarpri a confirmé la réduction de sa demande à titre principal à ce montant. Alternativement, Neckarpri demande la résolution de la vente de la participation du groupe EDF dans EnBW.

La procédure d'arbitrage est en cours. Les mémoires en demande de Neckarpri et en défense d'EDF ont été échangés, y compris la demande reconventionnelle d'EDF en dommage et intérêts pour les préjudices subis du fait de la procédure considérée par EDF comme dépourvue de fondement et abusive. La sentence devrait être rendue, après un échange supplémentaire de mémoires entre les parties, d'ici la fin de l'année 2015.

20.5.3 Litiges postérieurs à la clôture de l'exercice 2014

Néant.

20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les événements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2014 et la date de dépôt du présent document de référence sont mentionnés à la note 50 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014 pour les événements intervenus avant le 11 février

2015, date d'arrêt des comptes par le Conseil d'administration et, pour les événements postérieurs au 11 février 2015, à la section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture ») du présent document de référence.

1. Décret définissant les modalités, dont les tarifs, pour les énergies renouvelables et la cogénération, adopté par le gouvernement hongrois le 28 novembre 2008, dit décret « Cogen ».

21

Informations complémentaires



EDF — Jean-Luc Petit ▲ Franck Oddoux ▼



21.1	Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société	442
21.1.1	Montant du capital social	442
21.1.2	Marché des titres de la Société	442
21.1.3	Autodétention et programme de rachat d'actions	443
21.1.3.1	Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du document de référence (programme autorisé par l'Assemblée générale du 15 mai 2014)	443
21.1.3.2	Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2014	444
21.1.3.3	Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale du 19 mai 2015	444
21.1.4	Capital autorisé mais non émis	445
21.1.5	Autres titres donnant accès au capital	445
21.1.6	Titres non représentatifs du capital	446
21.1.7	Évolutions du capital social	446
21.1.8	Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel	446
21.1.9	Nantissement des titres de la Société	446
21.2	Dispositions statutaires	447
21.2.1	Objet social	447
21.2.2	Exercice social	447
21.2.3	Répartition statutaire des bénéfices	447
21.2.4	Droits attachés aux actions	447
21.2.5	Cession et transmission des actions	448
21.2.6	Modification des statuts, du capital et des droits attachés aux votes	448
21.2.7	Assemblées générales	448
21.2.7.1	Convocations aux assemblées	448
21.2.7.2	Participation aux assemblées et exercice du droit de vote	448
21.2.7.3	Demande d'inscription à l'ordre du jour de points ou de projets de résolutions et questions écrites au Conseil d'administration	448
21.2.7.4	Opérations de cession temporaire en période d'assemblée	449
21.2.8	Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société	449
21.2.9	Franchissements de seuils	449

21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société

21.1.1 Montant du capital social

À la date de dépôt du présent document de référence, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

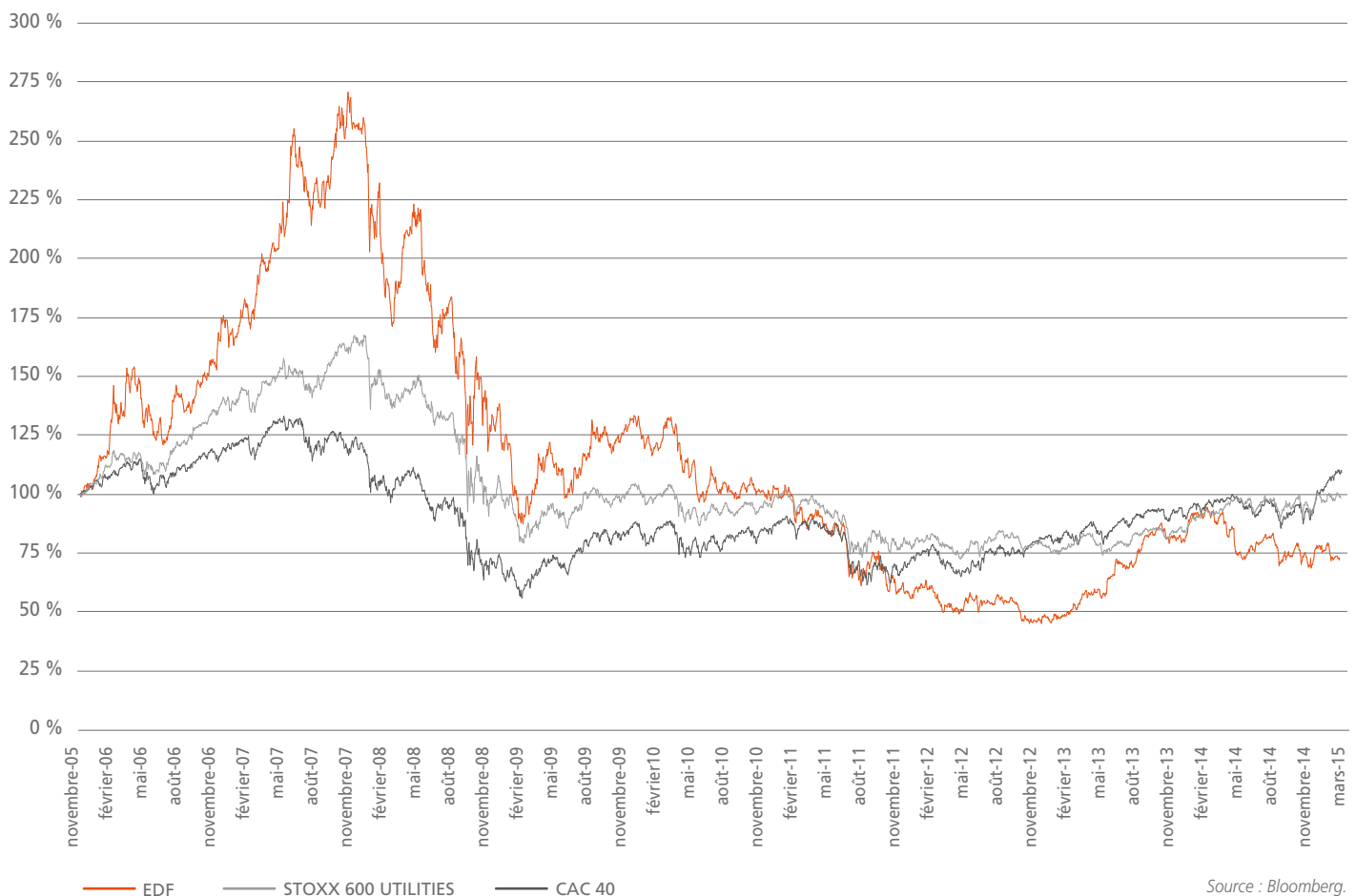
Nombre d'actions émises	1 860 008 468
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	930 004 234 euros

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis ni autorisé aucune action de préférence.

21.1.2 Marché des titres de la Société

Les actions de la Société sont admises aux négociations sur le marché Euronext Paris (compartiment A) depuis le 21 novembre 2005, sous le code ISIN FR 0010242511, le code Reuters (EDF.PA) et le code Bloomberg (EDF:FP).

Le graphique ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société depuis le 21 novembre 2005 jusqu'au 31 mars 2015 :



Renseignements de caractère général concernant le capital de la Société

Le tableau ci-dessous décrit les cours de bourse et les volumes de transactions en nombre de titres EDF depuis le 1^{er} janvier 2014 jusqu'au 31 mars 2015 sur le marché NYSE Euronext Paris :

	Transactions		Cours de clôture (en euros)	
	(en millions de titres)	(en millions d'euros ⁽¹⁾)	Plus haut	Plus bas
2015				
Mars 2015	49,28	1 126,40	24,53	22,265
Février 2015	32,78	784,86	24,70	23,405
Janvier 2015	43,57	975,70	24,36	21,255
2014				
Décembre 2014	31,18	725,76	24,655	21,735
Novembre 2014	26,76	617,39	24,075	22,36
Octobre 2014	45,30	1 047,62	25,98	21,555
Septembre 2014	25,50	648,71	25,97	24,88
Août 2014	28,18	684,21	24,86	23,475
Juillet 2014	32,95	764,78	24,14	22,44
Juin 2014	49,91	1 247,25	26,91	23
Mai 2014	33,93	934,24	28,935	25,755
Avril 2014	30,11	861,30	29,73	27,455
Mars 2014	28,14	802,69	28,905	28,075
Février 2014	28,50	770,29	28,815	24,90
Janvier 2014	29,01	735,68	25,77	24,73

(1) Les transactions en millions d'euros correspondent à la somme mensuelle des produits du nombre quotidien de titres échangés par le cours de clôture du même jour.
(Source : Euronext.)

Année 2014

Au cours de l'année 2014, l'action EDF a clôturé en baisse de 11,1 %, le CAC 40 a clôturé en baisse de 0,5 %, tandis que l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility a clôturé en hausse de 13,3 %.

Au 31 décembre 2014, le cours de clôture de l'action EDF était de 22,825 euros (25,69 euros au 31 décembre 2013). Son cours de clôture le plus haut au cours de l'année 2014 a été de 29,73 euros le 2 avril 2014, et son cours de clôture le plus bas de 21,555 euros le 16 octobre 2014.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 décembre 2014 s'élevait à 42,45 milliards d'euros (contre 47,77 milliards d'euros au 31 décembre 2013).

Année 2015

Depuis le début de l'année 2015, et jusqu'au 31 mars inclus, l'action EDF a baissé de 2,1 %, le CAC 40 a progressé de 17,8 % et l'indice sectoriel Euro Stoxx Utility (SX6P) a progressé de 2,8 %.

Au 31 mars 2015, le cours de clôture de l'action EDF était de 22,34 euros. Son cours de clôture le plus bas au cours de l'année 2015 jusqu'au 31 mars inclus a été de 21,255 euros le 14 janvier 2015, et son cours de clôture le plus haut de 24,70 euros le 27 février 2015.

La capitalisation boursière d'EDF au 31 mars 2015 atteignait 41,55 milliards d'euros.

21.1.3 Autodétention et programme de rachat d'actions

21.1.3.1 Programme de rachat d'actions en vigueur au jour du dépôt du document de référence (programme autorisé par l'Assemblée générale du 15 mai 2014)

L'Assemblée générale du 15 mai 2014, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration et conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce, a autorisé par sa septième résolution la mise en œuvre par le Conseil d'administration d'un programme de rachat des actions de la Société pour un maximum de 10 % du capital de la Société.

Cette résolution a mis fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation d'acheter des actions de la Société donnée par la septième résolution de l'Assemblée générale du 30 mai 2013.

Les objectifs du programme de rachat sont : la remise d'actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant accès par tous moyens, immédiatement ou à terme, à des actions de la Société, ainsi que la réalisation de toutes opérations de couverture à raison des obligations d'EDF (ou de l'une de ses filiales) liées à ces valeurs mobilières ; la conservation des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe ou d'apport, de fusion ou de scission ; l'allocation d'actions aux salariés du groupe EDF, notamment

dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce ou les articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail ; la réduction du capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés ; et enfin d'assurer la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des Marchés Financiers.

Les achats d'actions de la Société peuvent porter sur un nombre d'actions tel que le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 10 % des actions composant le capital social existant au jour de l'Assemblée l'ayant autorisé et que le nombre d'actions que la Société détient à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué dans les conditions et limites, notamment de volumes et de prix, prévues par les textes en vigueur à la date des opérations considérées, par tous moyens,

notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil appréciera. L'autorisation peut être utilisée en période d'offre publique, dans les limites permises par la réglementation applicable.

L'Assemblée générale a fixé à 45 euros le prix maximum d'achat par action¹ et à 2 milliards d'euros le montant maximal des fonds destinés à la réalisation du programme, et a donné au Conseil d'administration tous pouvoirs, avec faculté de délégation, en vue de mettre en œuvre cette autorisation.

L'autorisation a été conférée pour une durée maximum de 18 mois à compter de l'Assemblée générale du 15 mai 2014, elle prendra donc fin le 15 novembre 2015 sauf adoption par l'Assemblée générale du 19 mai 2015 du nouveau programme présenté au paragraphe 21.1.3.3 ci-dessous.

21.1.3.2 Synthèse des opérations réalisées par la Société sur ses propres titres au cours de l'exercice 2014

Nombre d'actions autodétenues au 31 décembre 2014	1 682 181
Pourcentage de capital autodétenu au 31 décembre 2014	0,0904 %
Valeur comptable du portefeuille au 31 décembre 2014 ⁽¹⁾ (en euros)	40 829 919,34
Valeur de marché du portefeuille au 31 décembre 2014 ⁽²⁾ (en euros)	38 395 781,33
Nombre d'actions annulées au cours des derniers 24 mois	0

(1) Évaluée au cours d'achat.

(2) Sur la base du cours de clôture au 31 décembre 2014, soit 22,825 euros.

Contrat de liquidité

EDF a confié à Oddo Corporate Finance, à partir du 25 juillet 2012, la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la Charte de déontologie de l'AMAFI approuvée par l'AMF. Pour la mise en œuvre de ce contrat, EDF a affecté les moyens suivants : 1 350 000 titres EDF transférés de l'ancien contrat de liquidité et 50 millions d'euros en espèces.

Au titre de l'exercice 2014, EDF a payé les commissions suivantes au titre des contrats de liquidité : 80 000 euros à Oddo Corporate Finance.

Nombre d'actions achetées et vendues au cours de l'exercice 2014

Au cours de l'exercice 2014, EDF a, dans le cadre du contrat de liquidité, acquis 17 349 008 de ses propres actions et cédé 17 410 843 actions. Le cours moyen d'achat des actions a été de 25,5508 euros et le cours moyen de vente a été de 25,5534 euros.

Affectation du portefeuille au 31 décembre 2014

Au 31 décembre 2014, la Société détenait un total de 1 682 181 de ses propres actions, se décomposant en 1 631 587 actions détenues dans le cadre du contrat de liquidité (représentant 0,0877 % de son capital social), et un solde de 50 594 actions (représentant 0,0027 % de son capital social), acquises sur le marché en vue d'une attribution aux salariés dans le cadre du plan d'attribution gratuite d'actions « ACT 2007 » et non attribuées.

À cette date, aucune action n'était détenue directement ou indirectement par des filiales d'EDF.

Opérations postérieures à la clôture

Entre le 1^{er} janvier 2015 et le 31 mars 2015, la Société a acquis 4 018 275 de ses propres actions pour une valeur unitaire moyenne de 22,887 euros, et cédé 3 717 324 actions pour une valeur unitaire moyenne de 23,064 euros.

21.1.3.3 Descriptif du programme soumis pour autorisation à l'Assemblée générale du 19 mai 2015

Comme indiqué ci-avant, l'autorisation décrite au paragraphe 21.1.3.1 prendra fin le 15 novembre 2015 sauf adoption par l'Assemblée générale du 19 mai 2015 de la résolution décrite ci-dessous.

Conformément au projet de résolution arrêté par le Conseil d'administration du 10 mars 2015, il sera proposé à l'Assemblée générale mixte du 19 mai 2015 d'autoriser un programme de rachat d'actions, dont les caractéristiques sont similaires au programme autorisé par l'Assemblée générale du 15 mai 2014, notamment en ce qui concerne les objectifs dudit programme, les limitations portant sur le nombre d'actions pouvant être rachetées ainsi que le montant maximum pouvant être alloué au programme de rachat d'actions (2 milliards d'euros). Le prix maximum d'achat des actions est fixé à 45 euros.

1. Sous réserve d'ajustement par le Conseil d'administration en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

21.1.4 Capital autorisé mais non émis

Le tableau ci-après présente de façon synthétique les délégations de compétence et autorisations d'augmenter ou réduire le capital social en vigueur à la date de dépôt du présent document de référence, accordées par l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2014 au Conseil d'administration, et leur utilisation au 31 décembre 2014 :

État des autorisations adoptées par l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2014

Titres concernés/type d'émission	Durée ⁽¹⁾ de l'autorisation et expiration	Montant nominal maximal d'augmentation ou de réduction de capital (en millions d'euros)	Utilisation des autorisations (en millions d'euros)
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2016	45 ⁽²⁾	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2016	45 ⁽²⁾	néant
Délégation de compétence au Conseil pour procéder à des offres par placement privé⁽³⁾ avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2016	45 ⁽²⁾ et 20 % du capital social par an	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le nombre de titres à émettre en cas d'augmentation de capital avec ou sans droit préférentiel de souscription			
Augmentation de capital toutes valeurs mobilières confondues	26 mois 15 juillet 2016	15 % du montant de l'émission initiale ⁽²⁾	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital par incorporation de réserves, bénéfices, primes ou autres			
	26 mois 15 juillet 2016	1 000	néant
Délégation de compétence au Conseil pour augmenter le capital en rémunération d'une offre publique d'échange initiée par la Société			
	26 mois 15 juillet 2016	45 ⁽²⁾	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital en vue de rémunérer des apports en nature⁽⁴⁾			
	26 mois 15 juillet 2016	10 % du capital de la Société dans la limite de 45 ⁽²⁾	néant
Autorisation du Conseil pour augmenter le capital au profit des adhérents de plans d'épargne			
Émissions réservées au personnel	26 mois 15 juillet 2016	10	néant
Autorisation du Conseil pour réduire le capital social par annulation d'actions autodétenues			
	26 mois 15 juillet 2016	10 % du capital par période de 24 mois	néant

(1) À compter du 15 mai 2014, date de l'Assemblée générale mixte.

(2) Le plafond nominal global d'augmentation du capital social de 45 millions d'euros prévu par la 8^e résolution soumise à l'Assemblée générale du 15 mai 2014 s'applique à toutes les augmentations de capital, à l'exception des augmentations de capital par incorporation de réserves, primes, bénéfices ou autres et des augmentations de capital réservées au profit d'adhérents de plans d'épargne.

(3) Offres visées à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier, s'adressant exclusivement aux personnes fournissant des services d'investissement de gestion de portefeuille pour compte de tiers ou à des investisseurs qualifiés ou à un cercle restreint d'investisseurs agissant pour compte propre.

(4) Article L. 225-147 du Code de commerce.

21.1.5 Autres titres donnant accès au capital

À la date de dépôt du présent document de référence, il n'existe, hormis les actions ordinaires de la Société, aucun autre titre donnant accès, directement ou indirectement, au capital social d'EDF.

21.1.6 Titres non représentatifs du capital

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme « EMTN »). Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date.

EDF a lancé le 13 janvier 2014 une émission obligataire « senior » pour un montant de 4 700 millions de dollars en cinq tranches en dollars américains :

- 750 millions de dollars d'une maturité de 3 ans à taux flottant ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 3 ans avec un coupon de 1,15 % ;
- 1 250 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,15 % ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,875 % ;
- 700 millions de dollars d'une maturité de 100 ans avec un coupon de 6 %.

EDF a également lancé le 17 janvier 2014 une émission obligataire d'un montant de 1 350 millions de livres sterling d'une maturité de 100 ans, avec un coupon de 6 %.

Par ailleurs, EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride ») pour un montant de 4 000 millions d'euros (équivalent en euros des montants en dollars, en euros et en livres sterling) :

- 1 500 millions de dollars avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, ces émissions ont été comptabilisées en capitaux propres à compter de la réception des fonds pour un montant de 3 970 millions d'euros (net des coûts de transaction).

Pour mémoire, EDF avait également procédé à l'émission d'obligations « classiques » pour un montant de 1,4 milliard d'euros avec un coupon annuel de 2,25 %, d'une maturité de 7,5 ans, en date du 20 novembre 2013 (émission dite « Green Bond »). Les fonds levés dans le cadre de cette émission obligataire « verte » sont exclusivement dédiés au financement de futurs projets d'énergies renouvelables menés par EDF Énergies Nouvelles (voir annexe F).

Ces opérations participent au financement de la stratégie d'investissement du Groupe et s'inscrivent dans le cadre de la politique d'allongement de la maturité de sa dette.

La description de la dette obligataire du Groupe est détaillée à la note 38 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

21.1.7 Évolutions du capital social

EDF a été transformé en société anonyme et son capital fixé à 8 129 000 000 euros, divisé en 1 625 800 000 actions de 5 euros de nominal, le 20 novembre 2004 en application de la loi du 9 août 2004.

L'Assemblée générale d'EDF en date du 31 août 2005 a donné tous pouvoirs au Conseil d'administration d'EDF à l'effet de réaliser une réduction de capital d'un montant maximum de 7 316 100 000 euros, par diminution de la valeur nominale de 5 euros à un minimum de 0,50 euro. Lors de sa

réunion du 27 octobre 2005, le Conseil d'administration a décidé de réduire le capital social d'un montant de 7 316 100 000 euros, par réduction de 4,50 euros de la valeur nominale des actions, qui est ainsi passée de 5 euros à 0,50 euro. Le capital social a ainsi été ramené à 812 900 000 euros.

Lors de sa réunion du 18 novembre 2005, le Conseil d'administration, faisant usage de l'autorisation qui lui a été donnée par l'Assemblée générale mixte du 10 octobre 2005, a décidé les augmentations du capital social de la Société relatives à l'Offre à Prix Ouvert et au Placement Global Garanti réalisées dans le cadre de l'introduction en bourse du Groupe. Le Conseil d'administration a ainsi porté le capital social à 906 834 514 euros.

Le 20 décembre 2005, Calyon (désormais Crédit Agricole-CIB) a versé à EDF le prix correspondant à l'exercice de 8 502 062 bons de souscription émis à son bénéfice par décision du Conseil d'administration en date du 18 novembre 2005. Le capital social a ainsi été porté à 911 085 545 euros, divisé en 1 822 171 090 actions ordinaires.

La mise en paiement le 17 décembre 2009 de dividendes en actions s'est traduite par une augmentation du capital social de 13 347 786 euros à la suite de l'émission de 26 695 572 actions. Le capital social a ainsi été porté le 21 janvier 2010 à 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires.

Le 24 juin 2011, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 406 055 euros, divisé en 1 860 812 110 actions ordinaires, par émission d'actions nouvelles en rémunération des actions EDF Énergies Nouvelles apportées à la branche échange de l'offre publique alternative d'achat ou d'échange simplifiée portant sur les actions d'EDF Énergies Nouvelles initiée par EDF (voir section 6.4.1.2.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)). Puis, le 28 septembre 2011, le capital a été réduit pour être ramené à la somme de 924 433 331 euros, divisé en 1 848 866 662 actions ordinaires, par annulation des actions achetées dans le cadre du programme de rachat d'actions propres en vue de leur annulation afin de compenser la dilution induite par l'offre précitée.

Le 29 juillet 2013, le capital a été augmenté pour être porté à la somme de 930 004 234 euros, divisé en 1 860 008 468 actions ordinaires. Cette augmentation de capital fait suite à la décision de l'Assemblée générale d'EDF du 30 mai 2013 d'offrir à chaque actionnaire de la société la possibilité d'opter pour le paiement en actions nouvelles pour une quote-part du solde du dividende qui restait à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2012.

21.1.8 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel

Les engagements d'acquisition et de cession de titres de filiales sont décrits à la note 44 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

À l'exception de ces engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements éventuellement décrits au chapitre 6 (« Aperçu des activités ») du présent document de référence, EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquérir ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce.

21.1.9 Nantissement des titres de la Société

À la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

21.2 Dispositions statutaires

21.2.1 Objet social

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique, de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier le Code de l'énergie et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues, de fournitures d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à assurer le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité par la réalisation des objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ; et
- plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

21.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois commençant le 1^{er} janvier et se terminant le 31 décembre de chaque année.

21.2.3 Répartition statutaire des bénéfices

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice net de l'exercice, diminué des pertes antérieures et des différents prélèvements prévus par la loi ou les statuts et augmenté du report bénéficiaire.

L'Assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la libre disposition en indiquant expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués.

Après approbation des comptes et constatation de l'existence de sommes distribuables (celles-ci incluant le bénéfice distribuable et éventuellement les sommes prélevées sur les réserves visées ci-dessus), l'Assemblée générale décide, en tout ou partie, de les distribuer aux actionnaires à titre de dividende, de les affecter à des postes de réserves ou de les reporter à nouveau. Le Conseil d'administration a également la faculté de distribuer des acomptes sur dividende avant l'approbation des comptes de l'exercice dans les conditions prévues par la loi.

L'Assemblée générale a la faculté d'accorder aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire et le paiement en actions. En outre, l'Assemblée générale peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10 % du dividende versé aux autres actions, y compris dans le cas de paiement du dividende en actions. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé. Le premier dividende majoré a été versé en 2014 au titre de l'exercice 2013 (voir section 20.4.2 (« Politique de distribution, dividende majoré »)).

Les modalités de mise en paiement des distributions votées par l'Assemblée générale, ainsi que les dates de jouissance des actions distribuées, sont fixées par elle ou, à défaut, par le Conseil d'administration, dans les conditions légales. Lorsque le montant des distributions, autres qu'en numéraire, auquel a droit l'actionnaire ne correspond pas à un nombre entier d'actions, ce dernier peut recevoir le nombre d'actions immédiatement inférieur complété d'une soultte en espèces ou, si l'Assemblée générale l'a demandé, le nombre d'actions immédiatement supérieur, en versant la différence en numéraire.

21.2.4 Droits attachés aux actions

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente. En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

À la date de dépôt du présent document de référence, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'actions.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'Assemblée générale.

En application de l'article L. 225-123 du Code de commerce tel que modifié par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, un droit de vote double de celui dont bénéficient les autres actions sera conféré de droit à toutes les actions entièrement libérées pour lesquelles il sera justifié d'une inscription nominative, depuis deux ans au moins, au nom du même actionnaire. Ces dispositions prendront effet à compter du 3 avril 2016. En effet, le Conseil d'administration d'EDF a décidé de ne pas proposer à l'Assemblée générale de modification des statuts visant à faire obstacle à l'application du droit de vote double prévu à l'article L. 225-123 du Code de commerce.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, en cas d'échange, de regroupement ou d'attribution d'actions, ou en conséquence d'augmentation ou de réduction de capital, de fusion ou opération sociale, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions nécessaires.

Les actions sont nominatives ou au porteur, au choix de l'actionnaire, sous réserve des dispositions législatives ou réglementaires.

Les actions peuvent être inscrites au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues aux articles L. 228-1 et suivants du Code de commerce. L'intermédiaire est tenu de déclarer sa qualité d'intermédiaire détenant des titres pour le compte d'autrui, dans les conditions législatives et réglementaires. Ces dispositions sont également applicables aux autres valeurs mobilières émises par la Société.

La Société est en droit, dans les conditions législatives et réglementaires en vigueur, de demander à tout moment, contre rémunération à sa charge, au dépositaire central d'instruments financiers, selon le cas, le nom ou la dénomination, la nationalité, l'année de naissance ou l'année de constitution, et l'adresse des détenteurs de titres au porteur conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses propres Assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenus par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions dont les titres peuvent être frappés. La Société, au vu de la liste transmise par l'organisme susmentionné, a la faculté de demander aux personnes figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour le compte de tiers les informations ci-dessus concernant les propriétaires des titres.

S'il s'agit de titres de forme nominative donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 précité du Code de commerce est tenu, dans un délai de dix jours ouvrables à compter de la demande, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

21.2.5 Cession et transmission des actions

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte.

21.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits attachés aux votes

Toute modification des statuts, du capital ou des droits de vote attachés aux titres qui le composent est soumise aux prescriptions légales, les statuts ne prévoyant pas de dispositions spécifiques.

21.2.7 Assemblées générales

21.2.7.1 Convocations aux assemblées

Les Assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

21.2.7.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote

Les Assemblées générales peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles R. 225-97 à R. 225-99 du Code de commerce. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

L'Assemblée générale se compose de tous les actionnaires quel que soit le nombre d'actions qu'ils possèdent.

Les actionnaires peuvent choisir entre l'une des trois modalités suivantes de participation : assister personnellement à l'Assemblée en demandant une carte d'admission, donner pouvoir (procuration) au Président de l'Assemblée générale ou à toute personne physique ou morale de leur choix (article L. 225-106 du Code de commerce) ou voter à distance.

Conformément à l'article R. 225-85 du Code de commerce, il est justifié du droit de participer à l'Assemblée générale par l'inscription en compte des titres au nom de l'actionnaire ou de l'intermédiaire inscrit pour son compte (en application du septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce), au deuxième jour précédant l'Assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société (ou son mandataire), soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Conformément à l'article R. 225-85 du Code de commerce, l'inscription des titres dans les comptes de titres au porteur tenus par les intermédiaires financiers est constatée par une attestation de participation délivrée par ces derniers, le cas échéant par voie électronique dans les conditions prévues à l'article R. 225-61 du Code de commerce, en annexe du formulaire de vote à distance, de la procuration de vote ou de la demande de carte d'admission établie au nom de l'actionnaire ou pour le compte de l'actionnaire représenté par l'intermédiaire inscrit.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à toute personne physique ou morale de son choix en vue d'être représenté à une Assemblée générale. Le mandat et, le cas échéant, sa révocation sont écrits et communiqués à la Société. Le mandat est révocable dans les mêmes formes que celles requises pour la désignation du mandataire, le cas échéant par voie électronique. Les propriétaires des titres régulièrement inscrits au nom d'un intermédiaire dans les conditions prévues à l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues audit article par un intermédiaire inscrit.

EDF offre à ses actionnaires la possibilité de voter par internet, avant l'Assemblée générale.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 (voir section 21.2.4 (« Droits attachés aux actions »)).

21.2.7.3 Demande d'inscription à l'ordre du jour de points ou de projets de résolutions et questions écrites au Conseil d'administration

Les demandes d'inscription à l'ordre du jour de l'Assemblée générale de points ou de projets de résolutions par des actionnaires remplissant les conditions prévues par l'article R. 225-71 du Code de commerce doivent parvenir à la Société au plus tard le vingt-cinquième jour qui précède la date de l'Assemblée, sans pouvoir être adressées plus de 20 jours calendaires après la publication de l'avis préalable de réunion, conformément à l'article R. 225-73 du Code de commerce.

La demande d'inscription d'un point à l'ordre du jour est motivée. La demande d'inscription de projets de résolution est accompagnée du texte des projets de résolution qui peuvent être assortis d'un bref exposé des motifs.

Les auteurs de la demande justifient, à la date de la demande, de la possession ou de la représentation de la fraction du capital exigée par l'article R. 225-71 du Code de commerce. Les demandes doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte. L'examen du point ou de la résolution est subordonné à la transmission, par les auteurs de la demande, d'une nouvelle attestation justifiant de l'inscription des titres dans les mêmes comptes au deuxième jour précédant l'Assemblée.

Chaque actionnaire a par ailleurs la faculté d'adresser au Conseil d'administration les questions écrites de son choix. Le Conseil d'administration y répond au cours de l'Assemblée ou, conformément à l'article L. 225-108 du Code de commerce, la réponse est réputée donnée dès lors qu'elle figure sur le site internet de la Société.

Les questions écrites doivent être envoyées à la Société par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ou par télécommunication électronique au plus tard le quatrième jour ouvré précédant la date de l'Assemblée générale. Conformément à l'article R. 225-84 du Code de commerce, pour être prises en compte, ces questions doivent être accompagnées d'une attestation d'inscription en compte.

21.2.7.4 Opérations de cession temporaire en période d'assemblée

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-126 du Code de commerce, toute personne qui détient, seule ou de concert, au titre d'une ou plusieurs opérations de cession temporaire ou de toute opération lui donnant le droit ou lui faisant obligation de revendre ou de restituer ces actions au cédant, un nombre d'actions représentant plus de 0,5 % des droits de vote d'une société cotée, doit informer la société et l'Autorité des Marchés Financiers, au plus tard le deuxième jour ouvré précédant l'Assemblée générale à zéro heure, heure de Paris, et lorsque le contrat organisant cette opération demeure en vigueur à cette date, du nombre total d'actions qu'elle possède à titre temporaire. Cette déclaration comporte, outre le nombre d'actions acquises, l'identité du cédant, la date et l'échéance du contrat relatif à l'opération et, s'il y a lieu, la convention de vote.

À défaut d'information de la société et de l'Autorité des Marchés Financiers, les actions ainsi acquises sont automatiquement privées de droit de vote pour l'Assemblée d'actionnaires concernée et pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à la revente ou la restitution desdites actions.

En outre, le représentant de la société, un actionnaire ou l'Autorité des Marchés Financiers peut demander au Tribunal de commerce de prononcer la suspension totale ou partielle, pour une durée maximum de cinq ans, de ses droits de vote à l'encontre de tout actionnaire qui n'aurait pas procédé à cette information, peu important que l'actionnaire emprunteur ait ou non exercé les droits de vote.

21.2.8 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet de retarder une prise de contrôle de la Société

En vertu de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie et des statuts d'EDF, les modifications du capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 70 %.

Certaines actions peuvent bénéficier d'un droit de vote double dans les conditions définies par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014 (voir section 21.2.4 (« Droits attachés aux actions »)).

À l'exception de ce qui précède, aucun autre dispositif ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la Société par un tiers.

21.2.9 Franchissements de seuils

En vertu des dispositions du Code de commerce, toute personne physique ou morale, agissant seule ou de concert, qui vient à posséder un nombre d'actions représentant plus de 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 33,3 %, 50 %, 66,6 %, 90 % ou 95 % du capital ou des droits de vote informe la Société, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de bourse suivant le jour du franchissement du seuil de participation, du nombre total d'actions ou de droits de vote qu'elle possède (article R. 233-1 du Code de commerce). Par ailleurs, elle doit en informer l'AMF avant la clôture des négociations, au plus tard le quatrième jour de négociation suivant le franchissement du seuil de participation (article 223-14 du règlement général de l'AMF). Les franchissements de seuil déclarés à l'AMF sont rendus publics par cette dernière.

Depuis 2012, les instruments dérivés à dénouement en espèces et ayant un effet économique similaire à la possession des actions sous-jacentes sont pris en compte pour ce calcul des franchissements de seuils (article L. 233-9 I 4° bis du Code de commerce). Conformément au règlement général de l'AMF, les détenteurs de ces instruments financiers doivent retenir pour le calcul de leur participation dans le cadre de leurs obligations de déclaration le nombre d'actions sur lesquelles portent ce type d'accords et d'instruments financiers et préciser, lors de leurs éventuelles déclarations de franchissement de seuils, leur intention quant au dénouement de ce type d'accords et d'instruments financiers dont ils bénéficient.

Ces informations sont également transmises, dans les mêmes délais et conditions, lorsque la participation en capital ou en droits de vote devient inférieure aux seuils visés ci-dessus.

À défaut d'avoir été régulièrement déclarées, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée conformément aux dispositions légales rappelées ci-dessus sont privées du droit de vote pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification.

En outre, les statuts de la Société disposent que toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir ou qui cesse de détenir directement ou indirectement un nombre de titres correspondant à 0,5 % du capital ou des droits de vote de la Société, ou un multiple de cette fraction, est tenu de notifier à la Société, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, au plus tard avant la clôture des négociations du quatrième jour de bourse suivant le jour du franchissement de ce seuil, le nombre total d'actions, de droits de vote et de titres donnant accès au capital qu'elle possède. Les statuts de la Société prévoient que s'appliquent aux déclarations de franchissement de seuils statutaires qui y sont prévues les règles de calcul et d'assimilation à la détention d'actions qui sont applicables aux seuils légaux, ainsi que les obligations d'information relatives aux instruments financiers qui ne sont pas assimilés à des actions.

L'inobservation des dispositions qui précèdent est sanctionnée par la privation des droits de vote pour les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée et ce, pour toute Assemblée d'actionnaires qui se tiendra jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la notification prévue ci-dessus, si l'application de cette sanction est demandée par un ou plusieurs actionnaires détenant 1 % au moins du capital de la Société. Cette demande est consignée au procès-verbal de l'Assemblée générale.



22

Contrats importants

À l'exception de contrats éventuellement décrits dans les chapitres 6 et 9 du présent document de référence ou dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014, et notamment ceux présentés ci-dessous, EDF n'a pas conclu, au cours des deux années précédant la date de dépôt du présent document de référence, de contrats importants autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires :

- accord entre EDF et EPH finalisé le 27 novembre 2013 relatif à la cession à EPH de 49 % de Stredoslovenska Energetika a.s. (SSE) (voir chapitre 5 du présent document de référence et note 3.7.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014) ;
- accord avec Exelon concernant CENG finalisé le 1er avril 2014 (voir section 9.2.2.2.2 (« Accord final avec Exelon sur CENG ») et section 6.3.3.2.2.1 (« Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG) »)) ;
- accord entre EDF et Veolia Environnement finalisé le 25 juillet 2014 relatif à la reprise par le groupe EDF des activités de Dalkia en France (voir section 6.4.1.3.1.4 (« Dénouement du partenariat avec Veolia Environnement ») et note 3.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014) ;
- finalisation de l'accord entre Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i pour la création d'un nouvel ensemble dans l'énergie renouvelable annoncée le 6 novembre 2014 (voir section 6.3.2.3.1 (« Activités dans le secteur de la production électrique »), 9.2.2.2.6 (« Finalisation de l'accord entre Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i ») et note 3.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014).



23

Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêts

Néant.



24 Documents accessibles au public

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques sur la Société déposés auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont consultables sur le site internet de la Société à l'adresse suivante : <http://finance.edf.com/finance-41326.html>, et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris cedex 08.

L'information réglementée diffusée par la Société en application des dispositions des articles 221-1 et suivants du règlement général de l'AMF est disponible à l'adresse suivante : <http://finance.edf.com/actualites-et-publications/publications/information-reglementee/sommaire-44493.html>.

Enfin, les documents et informations prévus à l'article R. 225-73-1 du Code de commerce peuvent être consultés sur le site de la Société dans l'espace dédié aux Assemblées générales.



25 Informations sur les participations

Concernant les entreprises dans lesquelles EDF détient une fraction du capital susceptible d'avoir une incidence significative sur l'appréciation de son patrimoine, de sa situation financière ou de ses résultats, voir les chapitres 7 (« Organigramme ») et 6 (« Aperçu des activités ») du présent document de référence ainsi que la note 51 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Glossaire

AIEA	Agence Internationale de l'Énergie Atomique, basée à Vienne (Autriche).
Aléa générique	Dans le domaine nucléaire, incident technique non prévisible commun à un ensemble de centrales nucléaires.
Amont	Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs amont.
ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs)	La loi du 30 décembre 1991 a créé un établissement public à caractère industriel et commercial, l'Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs (ANDRA), chargée de la gestion à long terme des déchets radioactifs. À ce titre, l'agence, placée sous la tutelle des Ministres de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement, a notamment mis en service les centres de stockage de l'Aube pour la gestion à long terme des déchets à vie courte.
Architecte-ensemblier	<p>Pour EDF, la notion d'architecte-ensemblier recouvre la maîtrise :</p> <ul style="list-style-type: none">■ de la conception et du fonctionnement des centrales ;■ de l'organisation des projets de développement ;■ du planning de réalisation et du coût de construction ;■ des relations avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire ;■ de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation. <p>Le rôle d'architecte-ensemblier assure à EDF la maîtrise de sa politique industrielle de conception, de construction et d'exploitation de son parc de centrales.</p>
ASN (Autorité de Sûreté Nucléaire)	L'ASN assure, au nom de l'État, le contrôle de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France pour protéger les travailleurs, les patients, le public et l'environnement des risques liés à l'utilisation du nucléaire. Elle est en charge notamment du contrôle externe des installations nucléaires en France. L'ASN est une autorité administrative indépendante de plus de 300 personnes. L'ASN est représentée, à l'échelon national, par la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (DGSNR).
Assemblage combustible	Le combustible nucléaire se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de 264 crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles d'oxyde d'uranium constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur – il faut 205 assemblages pour un réacteur de 1 500 MW –, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.
Avantages postérieurs à l'emploi	<p>Avantages spécifiques acquis grâce au statut des IEG, en plus du droit commun, comptabilisés selon la norme IAS 19 et principalement relatifs :</p> <ul style="list-style-type: none">■ aux indemnités complémentaires spécifiques de retraite ;■ aux indemnités de fin de carrière et compléments exceptionnels de retraite ;■ aux avantages en nature énergie (gaz et électricité) et indemnités compensatrices de frais d'études ;■ à l'aide bénévole amiante et aux rentes accidents du travail et maladies professionnelles pour agents inactifs ;■ aux indemnités de congés exceptionnels ;■ aux indemnités de secours immédiat. <p>Ces avantages spécifiques ne sont pas couverts par le régime de droit commun mais par le biais d'un fond d'actifs (contrats d'assurance) et par les provisions passées par EDF.</p>
Aval	Voir Cycle du combustible et Portefeuille d'actifs aval.

Becquerel (Bq)	Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégabecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigabecquerel ou milliard de becquerels).
Caisse nationale des IEG	Organe de gestion administrative créé en 2004 et chargé depuis 2005 du système des retraites et des avantages (risques de vieillesse, accidents du travail, maladie liée au travail, invalidité et décès, récupération des cotisations dues par les employeurs et les employés, etc.).
Centre de stockage	Les déchets radioactifs à vie courte de Faible et Moyenne Activité (FMA) issus des centrales nucléaires, de l'usine de La Hague ou encore de l'usine Centraco, sont expédiés vers le centre de stockage de l'ANDRA situé à Soulaïnes dans l'Aube et opérationnel depuis 1992. Ce centre possède une capacité de 1 000 000 mètres carrés, pour une durée de fonctionnement d'environ 60 ans. Les déchets radioactifs à vie courte de Très Faible Activité (TFA) sont expédiés vers le centre de stockage de l'ANDRA situé à Morvilliers (dans l'Aube également). Ce centre a été mis en service en octobre 2003, et possède une durée de fonctionnement d'environ 30 ans.
Chaîne de valeur électrique	La chaîne de valeur électrique comprend les activités non régulées – production et commercialisation – et les activités régulées – transport et distribution.
Clean Development Mechanism (CDM), ou Mécanisme de développement propre (MDP)	<p>Le MDP est un mécanisme défini par le protocole de Kyoto, fondé sur des projets de réduction d'émissions ou de captage et stockage de gaz à effet de serre (GES) et de Développement durable de pays en voie de développement. Ce mécanisme prévoit que toute entité publique ou privée d'un pays de l'annexe I (pays industrialisés) qui réalise des investissements dans de tels projets dans un pays de l'annexe II (pays en voie de développement) acquiert en retour des crédits carbone. Ces crédits peuvent ensuite être utilisés par ces parties pour respecter leurs quotas d'émission, ou vendus sur le marché de carbone dans le cadre de l'échange international des droits d'émissions (IET) ou du système communautaire d'échange de quotas d'émission (EU ETS).</p> <p>Le MDP est placé sous l'autorité de la Conférence des parties, agissant comme réunion des parties au protocole de Kyoto, et supervisé par un Conseil exécutif, dont les attributions ont été définies par les accords de Marrakech de 2001.</p>
Cogénération	Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que, dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.
Combustible	Voir Assemblage combustible.
Comptage	Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).
Congestion	Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion ou des réseaux nationaux de transport en cause.
Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA)	Contribution appliquée sur la facture du consommateur, couvrant les avantages spécifiques constitués avant 2005 concernant les employés travaillant dans le transport et la distribution. La CTA se termine en 2025, et des versements annuels seront effectués à la CNIEG.
CRE (Commission de Régulation de l'Énergie)	La Commission de Régulation de l'Énergie a été mise en place le 30 mars 2000. Son but est de veiller au bon fonctionnement du marché de l'électricité et du gaz. La CRE, autorité administrative indépendante, est un organe de régulation pour l'ouverture du marché de l'énergie. Elle s'assure que tous les producteurs et clients éligibles disposent d'un accès non discriminatoire au réseau. Dans le cadre de ses prérogatives, elle surveille, autorise, règle les différends et, le cas échéant, sanctionne. Pour une description détaillée de ses compétences, voir section 6.5.3.2 (« Législation française : Code de l'énergie »).
Cycle combiné à gaz	Technologie la plus récente de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz de synthèse est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds (fumées). La chaleur des fumées est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur. Une partie de la vapeur est alors récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.

Cycle du combustible	<p>Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Le cycle se décompose en trois étapes :</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ l'amont du cycle : le traitement des concentrés issus du minerai d'uranium, la conversion, l'enrichissement et la fabrication du combustible (plus de deux ans) ; ■ le cœur du cycle, qui correspond à l'utilisation en réacteur : réception, chargement, exploitation et déchargement (trois à cinq ans) ; ■ l'aval du cycle : l'entreposage en piscine, le retraitement des combustibles usés pour réutilisation en réacteurs des matières valorisables, la vitrification des déchets de haute activité, puis l'entreposage des déchets avant stockage.
Déchets	<p>Aujourd'hui, la production de 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire (équivalent à la consommation mensuelle de deux ménages) génère environ 11 grammes de déchets, toutes catégories confondues.</p> <p>Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % de la quantité totale, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets. En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont ainsi séparés en deux sous-catégories : les déchets de Très Faible Activité (TFA) et les déchets de Faible Activité (FA).</p> <p>Les déchets de Moyenne et Haute Activité à Vie longue (MAVL et HAVL) sont produits en faible quantité, moins de 10 % de la quantité totale, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).</p>
Démarche AP913	<p>Démarche standard de l'INPO (<i>Institute of Nuclear Power Operations</i>) de fiabilisation des matériels et de mise en place de bilans de santé des matériels. Cette démarche consiste en une classification des composants en fonction des conséquences de leur défaillance. Elle permet de développer une stratégie de maintenance adaptée à la criticité de chacun des composants.</p>
Disponibilité d'une centrale	<p>Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale (= puissance installée × 8 760 heures). Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale. Pour le parc nucléaire d'EDF en France, la capacité de production théorique maximale est de 553 TWh (63,1 GW × 8 760 heures).</p>
DNN	<p>Distributeur Non Nationalisé.</p>
EaR (<i>Earnings at Risk</i>)	<p>Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale du résultat d'une entreprise par rapport à son résultat budgété en cas d'évolutions défavorables de marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donné.</p>
EBITDA	<p><i>Earnings before interest, taxes, depreciation and amortisation</i>, correspond à l'excédent brut d'exploitation.</p>
Effacement	<p>Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération. Il est dit « diffus » lorsqu'il résulte de l'agrégation de petits sites de consommation.</p>
Effets de change	<p>Les effets de change enregistrés en compte de résultat au cours d'un exercice reflètent les variations de taux moyen de change entre l'euro et l'une ou l'autre des devises d'opérations des filiales du périmètre de consolidation du Groupe.</p>
Effets de périmètre	<p>Les effets de périmètre intervenus au cours d'un exercice donné prennent en compte les acquisitions, cessions et évolutions du périmètre de consolidation du Groupe.</p>
ELD	<p>Entreprise Locale de Distribution. Les ELD commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finals situés sur leur zone de desserte exclusive.</p>
Énergies renouvelables	<p>Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.</p>
Enrichissement	<p>Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235, dont la proportion est portée à environ 4 %.</p>
Entreposage	<p>L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des déchets nucléaires. Il consiste à placer les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue d'un complément de gestion. Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, AREVA NC (ex-Cogema), CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.</p>

EPR	Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée. De la dernière génération actuellement en construction (dite « troisième génération »), il est né d'une collaboration franco-allemande et offre des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.
Fluoration (conversion)	Également appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF ₆) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.
FNCCR	Fédération nationale des collectivités concédantes et régies.
Fourniture électrique	On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation : <ul style="list-style-type: none"> ■ la fourniture électrique « de base » (ou « ruban »), qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ; ■ la fourniture de « semi-base », dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ; ■ la fourniture de « pointe », qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ; ■ la fourniture « en dentelle », qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue un rôle important dans le changement climatique. Le protocole de Kyoto vise les sept principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO ₂), le méthane (CH ₄), le protoxyde d'azote (N ₂ O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF ₆), ainsi que le trifluorure d'azote (NF ₃) depuis 2013.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à - 162 °C, ce qui permet de réduire son volume d'un facteur 600.
Homme-sievert	Unité exprimant la dose équivalente collective. Un homme-sievert est la dose collective résultant de l'exposition de 1 000 hommes à 1 mSv (millisievert).
Interconnexion	Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.
IPP	Producteur d'électricité indépendant (en anglais : <i>Independent Power Producer</i>) dont les activités ne sont pas régulées par l'État. On ne parle d'IPP que pour des projets ou unités développés hors de France.
Marge brute énergies	La marge brute énergies est construite à partir des données comptables du compte de résultat et représente la marge sur coûts d'énergies, de combustibles et d'acheminement dégagée par les ventes d'énergies (c'est-à-dire l'électricité et le gaz).
Mécanisme d'ajustement	Créé par RTE le 1 ^{er} avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.
Midstream	Ensemble des actifs physiques permettant de disposer, d'acheminer et de moduler l'énergie gaz. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (gazoducs, stockage, terminaux GNL, etc.) ou contractuels (droits afférents dans les capacités précitées, contrats d'achats, etc.). Le segment <i>midstream</i> inclut les activités de négoce et de <i>trading</i> .
MOX (Mixed Oxydes)	Combustible nucléaire à base d'un mélange d'oxydes d'uranium (naturel ou appauvri) et de plutonium.
MW – MWh	Le mégawattheure (MWh) est l'unité de l'énergie produite par une installation, énergie égale à la puissance de l'installation, exprimée en mégawatts (MW), multipliée par la durée de fonctionnement en heures. <p>1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts</p> <p>1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure</p> <p>1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts</p> <p>1 TW = 1 000 GW</p>
MWh cumac	Le « MWh cumac » est l'unité de compte des certificats, qui correspond au cumul des économies d'énergie actualisées sur la durée de vie des opérations.
Palier	Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (34 tranches d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 450 MW (4 tranches).
PCB	Polychlorobiphényles.
PCT	Polychloroterphényles.

Plan national d'allocation des quotas (PNAQ)	Ce plan définit la quantité totale de quotas d'émissions de gaz à effet de serre que l'État compte octroyer pour le système d'échange de quotas pour chaque période pluriannuelle (PNAQ 1 : 2005-2007, PNAQ 2 : 2008-2012, PNAQ 3 : 2013-2020) et la méthode d'affectation employée pour allouer les quotas aux installations industrielles concernées.
Plutonium (Pu)	Élément de numéro atomique 94 (nombre de protons), dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.
Portefeuille d'actifs amont	Ensemble des actifs garantissant la disponibilité d'énergie électrique. Ceux-ci peuvent être des actifs physiques (centrales de production, etc.) ou leur équivalent contractuel : contrats de long terme, participations, contrats donnant droit à une quote-part d'énergie produite.
Portefeuille d'actifs aval	Ensemble des engagements contractuels de cession d'énergie avec des opérateurs ou des clients finals.
PPA	Contrat d'achat long terme d'électricité (en anglais : <i>Power purchase agreement</i>). Ce type de contrat est en général à la base d'un projet d'IPP (voir ci-dessus).
Productible hydraulique	Énergie maximale que les aménagements hydroélectriques pourraient produire à partir des apports dans les conditions normales d'hydraulicité. La production des aménagements hydroélectriques varie cependant, parfois sensiblement, d'une année à l'autre en fonction de l'hydraulicité (pluviométrie, enneigement). En année sèche, l'indice de productibilité peut ainsi s'écarter de 20 %, voire plus, de la normale.
Profit at Risk (PaR)	Le <i>Profit at Risk</i> (« PaR ») représente, pour un intervalle de confiance donné, la dégradation maximale attendue de la valeur d'un portefeuille (MtM) sur un horizon de temps annuel.
Protocole de Kyoto	Protocole adopté en 1997 au niveau international visant à lutter contre le changement climatique. Ratifié en 2002 par l'Union européenne et entré en vigueur le 16 février 2005, il a pour objectif la réduction des émissions de gaz à effet de serre.
Radioprotection (dosimétrie – dose)	Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée « dosimétrie collective » et exprimée en hommes-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.
Réseau de distribution	En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et basse tension, desservent les clients finals (particuliers, collectivités, PME, PMI).
Réseau de transport	Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à Haute et Très Haute Tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).
Responsable d'équilibre	Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.
Retraitement	Traitement du combustible usé issu d'un réacteur de manière à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.
RPD	Réseaux publics de distribution.
RPT	Réseaux publics de transport.
Services systèmes	Les services systèmes sont des services fournis aux utilisateurs (consommateurs ou producteurs d'électricité) par l'action conjointe du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité RTE et des producteurs. Ils sont destinés à régler la fréquence et la tension afin de maintenir à chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation électriques. Ils sont constitués par RTE à partir de contributions élémentaires des producteurs, c'est-à-dire la mise à disposition de RTE de réserves primaire et secondaire. RTE rémunère les producteurs pour ces services auxiliaires avant de refacturer ces services via le tarif d'utilisation du réseau, en accord avec les règles fixées par l'UCTE (<i>Union for the Coordination of Transmission of Electricity</i>).

Statut des Industries électriques et gazières (IEG)	Statut spécial institué en 1946 applicable au personnel actif et retraité (inactif) de l'électricité et du gaz en France, différent du droit commun sur les points suivants : <ul style="list-style-type: none"> ■ prestations de retraite ; ■ conventions collectives (grille salariale, organisation et heures de travail) ; ■ institutions de représentation du personnel ; ■ activités sociales.
STEP	Une station de transfert d'énergie par pompage (STEP) est une centrale disposant de deux réservoirs, un supérieur et un inférieur, reliés par des pompes pour remonter l'eau et des turbines pour produire l'énergie.
Stockage	Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion à long terme, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée.
Sûreté nucléaire	La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.
Télérelève	Comptage à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée du réseau.
Thermie (th)	1 th équivaut à 1,163 kilowattheure ou 4,186 millions de joules.
Tranche nucléaire	Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.
Tritium (³H)	Isotope de l'hydrogène, émettant des rayonnements bêta, présent dans les effluents des réacteurs à eau pressurisée.
Ultracentrifugation	Ce procédé consiste à faire tourner à très haute vitesse et dans le vide un bol cylindrique contenant de l'hexafluorure d'uranium (UF ₆). Sous l'effet de la force centrifuge, les molécules les plus lourdes (²³⁸ U) se concentrent à la périphérie tandis que les plus légères (²³⁵ U) migrent vers le centre, créant un effet de séparation isotopique.
UO₂	Uranium naturel fluoré puis enrichi. Oxyde d'uranium, forme particulièrement stable chimiquement sous laquelle l'uranium est utilisé en tant que matière fissile dans les assemblages des réacteurs nucléaires à eau sous pression.
Uranium (U)	L'uranium se présente à l'état naturel sous la forme d'un mélange comportant trois principaux isotopes (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) : <ul style="list-style-type: none"> ■ uranium 238, fertile, dans la proportion de 99,3 % ; ■ uranium 235, fissile, dans la proportion de 0,7 % ; ■ uranium 234. L'uranium 235 est le seul isotope fissile naturel, une qualité qui explique son utilisation comme source d'énergie.
Uranium enrichi	Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.
URE (uranium réenrichi)	Pour être utilisé en réacteur, l'URT (uranium issu du retraitement), même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.
URT (uranium de retraitement)	L'URT, uranium issu du retraitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium. Il est recyclable, et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont couramment utilisées en réacteurs.
VaR (Value at Risk)	Indicateur financier qui désigne la mesure statistique du risque de perte potentielle maximale en valeur économique (valeur de marché ou <i>market to market</i>) subie par un portefeuille de flux financiers en cas d'évolutions défavorables du marché sur un horizon de temps et avec un intervalle de confiance donné.
Vitrification	Opération consistant à immobiliser dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de produits hautement radioactifs.
Zones non interconnectées	Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse, les départements, régions et collectivités d'outre-mer).

Annexes



EDF – Mario Fourmy ▲ Tobias Smith ▼



Annexe A	462
Rapport 2014 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques	
Annexe B	482
Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration	
Annexe C	483
Rapports spéciaux des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés	
Annexe D	487
Comptes sociaux d'EDF et rapport des Commissaires aux comptes	
Annexe E	540
Tableau des résultats des cinq derniers exercices	
Annexe F	541
Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre de l'obligation verte (<i>Green Bond</i>) émise par EDF en novembre 2013	
Annexe G	545
Documentation relative à l'Assemblée générale ordinaire du 19 mai 2015	
Annexe H	551
Tables de concordance	

A

Rapport 2014 du Président du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques

Introduction	463
1 Gouvernement d'entreprise	463
1.1 Code de gouvernement d'entreprise	463
1.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration	465
1.2.1 Composition du Conseil d'administration	465
1.2.2 Obligations et devoirs des administrateurs	466
1.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général	466
1.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration	466
1.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs	467
1.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration	467
1.2.7 Information et formation des administrateurs	467
1.3 Activité du Conseil d'administration en 2014	467
1.4 Comités du Conseil d'administration	468
1.4.1 Comité d'audit	468
1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires	469
1.4.3 Comité de la stratégie	469
1.4.4 Comité d'éthique	469
1.4.5 Comité des nominations et des rémunérations	470
1.5 Rémunération	470
1.6 Assemblées générales	470
2 Le contrôle interne du groupe EDF	470
2.1 Environnement de contrôle	470
2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale	470
2.1.2 Description et animation du dispositif de contrôle interne	471
2.1.3 La contribution au contrôle interne de la Direction du Contrôle des Risques Groupe, de la filière Audit du Groupe, de la Direction Financière et de la Direction Juridique	472
2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques	474
2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale	474
2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (SI)	475
2.1.7 Les contrôles externes	475
2.2 La gestion et le contrôle des risques	476
2.2.1 Démarche de gestion et de contrôle des risques	476
2.2.2 Processus de cartographie des risques	476
2.2.3 Politique de gestion de crise	476
2.3 Les activités de contrôle du Groupe	476
2.3.1 Les procédures de contrôle relatives au bon fonctionnement des processus internes	476
2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière	479
2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements	479
2.3.4 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale	481
2.4 Communication et diffusion des informations	481

Introduction

En application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le présent rapport rend compte :

- des conditions de gouvernement d'entreprise (composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration, limitations des pouvoirs du Président-Directeur Général), des principes et règles arrêtés par le Conseil d'administration pour déterminer les rémunérations des mandataires sociaux et des modalités de participation des actionnaires aux Assemblées générales d'EDF (voir § 1) ;
- ainsi que des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein du groupe EDF (voir § 2).

Au sens du présent rapport, les termes « EDF » ou « Société » désignent la société Électricité de France SA.

Les termes « groupe EDF » ou « Groupe » désignent :

- la société EDF ;
- ses filiales du secteur régulé : les « filiales régulées » :
 - RTE, chargé de la gestion du réseau public de transport d'électricité, pour laquelle le Code de l'énergie prévoit, en application de la 3^e Directive du 13 juillet 2009, dans ses articles L. 111-2 à L. 111-46, une indépendance de gestion par rapport à la maison mère,
 - ERDF, chargé de la gestion du réseau public de distribution d'électricité, pour laquelle le Code de l'énergie comprend également des dispositions sur l'indépendance de gestion (articles L. 111-57 à L. 111-66).

Ces dispositions légales introduisent des limites (spécifiques à chacune de ces filiales, étant précisé qu'elles sont plus contraignantes pour RTE) au contrôle de leurs activités par la maison mère ;

- ses autres filiales, directes ou indirectes, contrôlées majoritairement, en France ou à l'étranger : « les filiales contrôlées » ;
- ses filiales co-contrôlées : « les filiales co-contrôlées¹ » ;
- ses filiales minoritaires ou participations, directes ou indirectes : « les participations ».

Nota 1 : Le périmètre des comptes consolidés du Groupe est précisé dans la note 51 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2014 (voir chapitre 20 du document de référence 2014).

Nota 2 : Les informations spécifiques aux filiales RTE et Électricité de Strasbourg sont disponibles dans les rapports établis par ces deux sociétés en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce. Les pratiques et modalités d'exercice du contrôle peuvent être différentes selon le domaine d'activité spécifique des entités citées ci-dessus, et seront précisées en tant que de besoin tout au long du présent rapport.

Nota 3 : Les informations contenues dans le présent rapport sont arrêtées au 31 décembre 2014, sauf indication contraire. Des informations complémentaires et des mises à jour sont disponibles dans le document de référence 2014 de la Société auquel sera annexé le rapport.

1 Gouvernement d'entreprise

1.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère au code consolidé AFEP-MEDEF révisé en juin 2013, qui est le code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère la Société en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce², sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités, qui résultent du statut d'entreprise publique d'EDF et en particulier de l'application à la Société de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 et de ses textes d'application, de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public et du décret n° 53-707 du 9 août 1953, sont détaillées dans le document de référence 2014 et concernent notamment les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir section 15.1.1.1 (« Modalités de détermination de la rémunération »)) ou encore le mode d'exercice de la Direction Générale (voir section 16.2.1.4 (« Mode d'exercice de la Direction Générale – nomination et attributions du Président-Directeur Général »)).

1. Au sens du présent rapport au 31 décembre 2014, le terme de filiale « co-contrôlée » regroupe les entreprises associées et coentreprises (principalement CENG, Estag, Fuzhou, Sloe) et les activités conjointes (Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (Crystal)). Voir chapitre 20 du document de référence 2014.

2. Le Conseil d'administration de la Société, après avoir pris connaissance des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 sur la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés, avait dès le 17 décembre 2008 exprimé son accord sur ces recommandations, considérant qu'elles s'inscrivaient dans la démarche de gouvernement d'entreprise d'EDF et qu'elles étaient déjà mises en œuvre par la Société.

Outre les spécificités rappelées ci-avant, le tableau ci-dessous recense les recommandations du code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Objet de la recommandation du code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explication	Section du document de référence 2014 correspondante
Composition du Conseil d'administration	Le Conseil d'administration d'EDF est composé de dix-huit membres dont onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale (cinq nommés sur proposition de l'État), et un Représentant de l'État. Il comprend par ailleurs un tiers d'administrateurs élus par les salariés.	Cette composition du Conseil résulte de l'application à la Société de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014.	Voir les sections 14.1.1 (« Composition du Conseil d'administration ») et 16.2.1.1 (« Composition du Conseil »).
Renouvellement échelonné du Conseil d'administration	Le renouvellement en bloc du Conseil d'administration n'est plus obligatoire en application de l'ordonnance du 20 août 2014.	Le renouvellement en bloc du Conseil d'administration n'étant plus obligatoire, la Société vient de modifier ses statuts en conséquence lors de l'Assemblée générale du 21 novembre 2014, ce qui lui permettra d'envisager l'échelonnement des renouvellements des mandats des membres du Conseil.	Voir la section 16.2.1.2 (« Durée du mandat des administrateurs »).
Modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF	Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration, après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat.	Les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF résultent de l'ordonnance du 20 août 2014 et de l'article 13 de la Constitution.	Voir la section 16.2.1.4 (« Mode d'exercice de la Direction Générale – nomination et attributions du Président-Directeur Général »).
Détention par les administrateurs d'actions de la Société	Les statuts de la Société et le règlement intérieur du Conseil ne prévoient pas que les administrateurs doivent posséder un nombre relativement significatif d'actions au regard des jetons de présence perçus.	En application de la loi du 26 juillet 1983, les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit. Par ailleurs, les jetons de présence perçus par les membres proposés par l'État ayant la qualité d'agents publics sont versés au budget de l'État. S'agissant des représentants de l'État n'ayant pas la qualité d'agents publics, ils ne peuvent percevoir que 30 % des jetons de présence qui leur sont dus, le solde étant versé au budget de l'État. Enfin, le Président du Conseil d'administration ne perçoit pas de jetons de présence. Pour ces raisons, une règle spécifique propre aux seuls administrateurs percevant des jetons de présence n'a pas été adoptée. En outre, chaque administrateur doit agir dans l'intérêt social, quel que soit le nombre d'actions de la Société qu'il détient.	Voir la section 14.4 (« Participation des administrateurs dans le capital et opérations réalisées sur les titres EDF par les mandataires sociaux et les dirigeants »).
Règles de répartition des jetons de présence	Une part significative mais non « prépondérante » des jetons de présence est liée à la participation effective des administrateurs au Conseil et dans les Comités.	Des règles de répartition spécifiques ont été adoptées, qui tiennent compte en particulier du niveau de responsabilités et du temps consacré par les administrateurs à leurs fonctions. Si la part variable de la rémunération versée à titre de jetons de présence n'est pas prépondérante, la Société estime qu'elle est néanmoins significative et appropriée puisque le montant total de l'enveloppe de jetons de présence est divisé entre une part fixe et une part variable (de 50 % chacune du total de l'enveloppe) réparties comme suit : (i) la part fixe est partagée de manière égale entre les administrateurs concernés, et (ii) la part variable est répartie entre ces administrateurs par application d'un coefficient variable selon le type de réunions et les fonctions particulières occupées par chacun.	Voir la section 15.1.2 (« Rémunération globale des administrateurs »).

1.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes de son fonctionnement et les modalités selon lesquelles le Conseil et les Comités spécialisés dont il s'est doté exercent leurs missions. Il précise également le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général.

Lors de sa réunion du 10 décembre 2014, le Conseil d'administration a mis à jour son règlement intérieur pour le mettre en conformité avec les modifications statutaires et les évolutions législatives et réglementaires (voir § 1.1).

Entre le 1^{er} janvier 2014 et l'Assemblée générale du 21 novembre 2014, les modifications suivantes sont intervenues dans la composition du Conseil d'administration :

Prénom, nom	Collège	Date de nomination	En remplacement de
M ^{me} Sidonie DELALANDE	Administratrice élue par les salariés	1 ^{er} février 2014	M. Philippe MAÏSSA
M ^{me} Colette LEWINER	Administratrice nommée par l'Assemblée générale des actionnaires	11 avril 2014	M ^{me} Mireille FAUGÈRE
M. Régis TURRINI	Administrateur représentant l'État	15 septembre 2014	M. David AZÉMA
M. Christian MASSET	Administrateur représentant l'État	26 septembre 2014	M. Pierre SELLAL

L'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société afin de mettre en œuvre les dispositions nouvelles de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique. En application de cette ordonnance, EDF est désormais administré par un Conseil d'administration composé de trois à dix-huit membres, comprenant des membres nommés par l'Assemblée générale, le cas échéant sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de l'ordonnance, un Représentant de l'État choisi par le Ministre chargé de l'économie parmi les agents publics conformément à l'article 4 de l'ordonnance, et un tiers de représentants des salariés élus conformément aux dispositions de la loi du 26 juillet 1983.

En application de la faculté accordée par l'ordonnance du 20 août 2014 précitée, l'Assemblée générale réunie le 21 novembre 2014 a modifié les statuts de la Société et réduit la durée du mandat des administrateurs à quatre ans. Par exception, les statuts prévoient que la durée du premier mandat des administrateurs représentant les salariés entré en vigueur après l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 sera de cinq ans et que la durée du mandat des administrateurs nommés par l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 prendra fin à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Les modalités de révocation des administrateurs sont décrites à la section 16.2.1.2 du document de référence 2014.

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration est composé de :

- onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires : M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général, M^{mes} Marie-Christine Lepetit, Colette Lewiner et Laurence Parisot, MM. Olivier Appert, Philippe Couzet, Bruno Lafont, Bruno Léchevin, Gérard Magnin, Christian Masset et Philippe Varin ;
- un administrateur représentant l'État : M. Régis Turrini¹ ;
- six administrateurs élus par les salariés : M^{mes} Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling, MM. Jacky Chorin, Jean-Paul Rignac, Christian Taxil et Maxime Villota.

1.2.1 Composition du Conseil d'administration

Jusqu'à l'Assemblée générale des actionnaires du 21 novembre 2014 et conformément à l'article 6 de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, le Conseil d'administration de la Société était composé de dix-huit membres répartis en trois collèges : six administrateurs étaient nommés par l'Assemblée générale, six administrateurs représentant l'État étaient nommés par décret et enfin six administrateurs étaient élus par les salariés.

Parmi les onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale du 21 novembre 2014, cinq l'ont été sur proposition de l'État en application de l'ordonnance du 20 août 2014 : M^{me} Marie-Christine Lepetit et MM. Olivier Appert, Bruno Léchevin, Gérard Magnin et Christian Masset.

Les renseignements personnels concernant les administrateurs figurent à la section 14.1 du document de référence 2014.

Depuis l'Assemblée générale du 21 novembre 2014 et jusqu'à la date du présent rapport, aucune modification n'est intervenue dans la composition du Conseil d'administration.

En application de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance et à l'égalité professionnelle, EDF, en tant que société anonyme cotée en bourse et entreprise publique, est soumise aux dispositions applicables aux sociétés cotées et aux dispositions applicables aux entreprises publiques.

En conformité avec la loi du 27 janvier 2011 précitée, à la date du présent rapport, le Conseil d'administration d'EDF compte cinq femmes, dont deux parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de 27,8 % de femmes par rapport à l'ensemble du Conseil et de 25 % de femmes par rapport aux membres du Conseil comptabilisés pour établir ce pourcentage conformément au code AFEP-MEDEF (c'est-à-dire hors administrateurs représentant les salariés).

Le Commissaire du Gouvernement² et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société³ ainsi que le Secrétaire du Comité central d'entreprise assistent aux séances du Conseil d'administration, avec voix consultative.

1. Nommé par arrêté du Ministre des Finances et des Comptes publics et du Ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique en date du 21 novembre 2014, publié au Journal officiel de la République française du 22 novembre 2014.

2. Décret n° 2012-406 du 23 mars 2012 ; arrêté du 13 novembre 2014.

3. Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément au décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

1.2.2 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que ses membres sont soumis à des obligations telles que : agir dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil d'administration des situations de conflits d'intérêts et s'abstenir de participer au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait, respecter l'obligation de confidentialité et se conformer au Code de déontologie boursière d'EDF.

Les membres du Conseil d'administration et le Président-Directeur Général sont tenus de communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée.

Chaque administrateur reçoit un guide de l'administrateur régulièrement mis à jour, qui regroupe notamment les documents suivants : statuts de la Société, règlement intérieur du Conseil d'administration et de ses Comités, Code de déontologie boursière (voir section 16.5 du document de référence 2014), Charte éthique Groupe, Engagements de responsabilité d'entreprise du Groupe et code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées AFEP-MEDEF.

1.2.3 Mode d'exercice de la Direction Générale et attributions du Président-Directeur Général

Conformément à la faculté prévue à l'article 18 de l'ordonnance du 20 août 2014, les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général. Le mode d'exercice de la Direction Générale « non dissociée » est donc inscrit dans les statuts de la Société. Le règlement intérieur du Conseil, et en particulier les limitations qu'il apporte aux pouvoirs du Directeur Général, assure un équilibre entre le dirigeant mandataire social et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité, l'efficacité et la réactivité nécessaire dans l'administration et la gestion de la Société.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République sur proposition du Conseil d'administration. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 20 de l'ordonnance du 20 août 2014.

En application des dispositions de l'article 13 de la Constitution, le Président est nommé après audition des candidats et avis des commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. M. Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général d'EDF, au terme de ce processus, par décret du 27 novembre 2014.

En cas de vacance du mandat du Président-Directeur Général, l'article 21 de l'ordonnance du 20 août 2014 prévoit que l'État peut désigner une personne chargée de l'intérim¹ jusqu'à la désignation du nouveau dirigeant.

Sous réserve des dispositions légales particulières aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux Assemblées d'actionnaires et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration à titre de règle interne (voir § 1.2.4), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

1.2.4 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Conformément à la loi, le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Il définit les grandes orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux Assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il peut se saisir de toutes questions intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser les opérations suivantes :

- les opérations de croissance externe et interne ou de cession qui représentent une exposition financière pour la Société supérieure à 200 millions d'euros. Ce seuil est abaissé à 50 millions d'euros pour les opérations d'acquisition qui ne s'inscrivent pas dans les orientations stratégiques de la Société ;
- les opérations dans le domaine immobilier supérieures à 200 millions d'euros ;
- certaines opérations financières dès lors que leur montant excède la valeur déterminée chaque année par délibération spéciale du Conseil ; le Conseil a fixé pour l'exercice 2014 (i) à 1,5 milliard d'euros le montant total de l'enveloppe autorisée en matière de cautions, avals ou garanties (le Président-Directeur Général rend compte au Conseil de toutes opérations de cette nature d'un montant unitaire supérieur à 100 millions d'euros, consenties au nom de la Société ou par une entreprise contrôlée par la Société) et (ii) à 5 milliards d'euros le montant nominal de certaines opérations financières. Pour 2015, le Conseil d'administration a décidé de reconduire les mêmes seuils d'autorisation ;
- les marchés (de fournitures, travaux ou services avec ou sans engagement financier) dont le montant, y compris le cas échéant leurs avenants successifs conclus au cours de la même année, est égal ou supérieur à 200 millions d'euros, ou compris entre 100 et 200 millions d'euros si ces marchés correspondent à une nouvelle orientation stratégique ou un nouveau métier du Groupe ;
- les achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO₂ par la Société ou par une société qu'elle contrôle exclusivement, portant sur des volumes ou montants annuels supérieurs à 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz (les contrats d'achat ou vente à long terme de gaz supérieurs à 5 TWh et inférieurs à 20 TWh font par ailleurs l'objet d'une information détaillée lors de la séance du Conseil d'administration qui suit leur signature) et 250 millions d'euros pour le charbon et le dioxyde de carbone ;
- les stratégies relatives aux opérations amont et aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Le Conseil d'administration fixe le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs de couverture des engagements nucléaires d'EDF, se prononce notamment sur la gestion actif-passif, la stratégie d'allocation des actifs, la qualité des actifs et le mode de sélection des éventuels intermédiaires financiers. En cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires sur un projet d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet (voir § 1.4.2.2). Il détermine les limites aux risques de marché, de contrepartie et de liquidité.

Enfin, en application de la loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 relative à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des conseils d'administration et de surveillance² et à l'égalité professionnelle, le Conseil d'administration doit délibérer annuellement sur la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale.

1. M. Jean-Bernard Lévy a été nommé Président-Directeur Général par intérim à compter du 23 novembre 2014, par décisions ministérielles du 21 novembre 2014.

2. Voir section 16.2.1 du document de référence 2014.

1.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF révisé en juin 2013 recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir la part des administrateurs indépendants.

Compte tenu du cadre légal spécifique applicable à la Société, le Conseil d'administration compte, sur un total de dix-huit membres, un Représentant de l'État qui ne peut pas répondre aux critères d'indépendance définis par le code AFEP-MEDEF, ainsi que six administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas comptabilisés pour établir la proportion d'administrateurs indépendants. De même, le Président-Directeur Général en sa qualité de dirigeant mandataire social ne peut être considéré comme indépendant au regard des critères définis par le code AFEP-MEDEF en la matière.

Lors des réunions conjointes du 21 novembre 2014 et du 10 décembre 2014, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation individuelle des administrateurs dont la nomination était proposée par le Conseil d'administration à l'Assemblée générale des actionnaires. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration a procédé, lors de sa séance du 21 novembre 2014, à l'évaluation de l'indépendance des administrateurs au regard des critères définis par le code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et a qualifié d'administrateurs indépendants M^{mes} Colette Lewiner et Laurence Parisot ainsi que MM. Philippe Crouzet et Bruno Lafont, le Conseil ayant estimé que ces administrateurs n'entretiennent pas de relation avec la Société, son Groupe ou sa Direction de nature à compromettre l'exercice de leur liberté de jugement. En particulier, le Conseil d'administration a examiné l'existence éventuelle de liens d'affaires pouvant exister entre les administrateurs et la Société et leur caractère significatif, et constaté l'absence de liens d'affaires significatifs s'agissant de chacun des administrateurs qu'il a qualifiés d'indépendants. Après avis de ces Comités, le Conseil d'administration, lors de sa séance du 10 décembre 2014, a considéré que M. Philippe Varin ne pouvait être considéré comme administrateur indépendant dès sa nomination en qualité de Président du Conseil d'AREVA en janvier 2015.

À la date du présent rapport, le Conseil d'administration de la Société compte donc quatre administrateurs indépendants sur les douze pris en compte pour établir le calcul conformément au code AFEP-MEDEF révisé, soit une proportion d'administrateurs indépendants du tiers, conformément aux recommandations du code.

1.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Conformément aux dispositions du code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil dispose que le Comité d'éthique réalise chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil consacre donc, une fois par an, un point de son ordre du jour à cette évaluation et organise un débat sur son fonctionnement afin d'en améliorer l'efficacité et de vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues au sein du Conseil. En outre, tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe sous la direction du Comité d'éthique.

La dernière évaluation par un cabinet externe spécialisé a été réalisée en 2013. En 2014, l'évaluation annuelle a été réalisée en interne, avant le renouvellement du Conseil, au moyen d'un questionnaire, transmis au Conseil d'administration sur proposition du Comité d'éthique. Des résultats examinés par le Comité d'éthique le 13 novembre 2014 et présentés au Conseil d'administration le 10 décembre 2014, il ressort que les administrateurs sont d'une manière générale satisfaits du fonctionnement du Conseil. Ils apprécient notamment la richesse des débats tant au sein du Conseil que de ses Comités spécialisés, l'exhaustivité de l'information mise à leur disposition ou encore la qualité des dossiers présentés par la Société. Ils soulignent l'utilité des différents supports d'information mis à leur disposition (Guide de l'administrateur, Document « Actualités », Analyse médias mensuelle...).

1.2.7 Information et formation des administrateurs

Aux termes du règlement intérieur du Conseil, le Conseil reçoit périodiquement des informations sur la situation financière, la trésorerie et les engagements de la Société et du Groupe ainsi que des éléments tels que le bilan financier des marchés passés par la Société pour l'achat des combustibles nucléaires, une revue de performance des filiales principales de la Société à l'occasion de la présentation des comptes annuels et semestriels, la politique commerciale, la politique en matière d'achats et de sous-traitance et la politique ressources humaines.

Un document faisant un point d'actualité sur les grands domaines d'activité du Groupe, les tendances du marché, le contexte économique, financier et institutionnel est préparé pour chaque séance du Conseil d'administration.

Les principaux événements relatifs à la Société intervenant entre deux séances du Conseil ainsi que le suivi des décisions prises par le Conseil d'administration sont portés à la connaissance des administrateurs.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe.

En outre, sont organisées des réunions d'information sur des sujets complexes ou à fort enjeu, de même que les formations dont les administrateurs souhaitent bénéficier. Ainsi, les administrateurs élus par les salariés peuvent suivre une formation à la gestion des entreprises et aux spécificités industrielles et opérationnelles de la Société qui peut être étendue aux autres administrateurs.

1.3 Activité du Conseil d'administration en 2014

Le Conseil d'administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige, conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

Au cours de l'exercice 2014, le Conseil d'administration s'est réuni onze fois, et trente-quatre réunions de Comités se sont tenues pour préparer ces séances.

Les séances du Conseil ont duré en moyenne deux heures et dix minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des questions figurant à l'ordre du jour.

Le taux moyen de participation des administrateurs aux séances du Conseil s'est élevé à 86,7 % en 2014.

En 2014, le Conseil d'administration a examiné et autorisé, outre de nombreux dossiers liés à l'activité courante de la Société, des sujets tels que l'accord entre EDF et Veolia Environnement aux termes duquel EDF a repris l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (y compris Citelum), tandis que les activités de Dalkia International ont été reprises par Veolia Environnement ; l'évolution de l'avenant au contrat de partenariat industriel entre EDF et le consortium Exeltium ; la politique d'égalité professionnelle et salariale d'EDF ; le lancement par ERDF du programme de déploiement de la première tranche de compteurs communicants (Linky) ; le développement par EDF Energy d'un projet pilote dans la perspective du déploiement de compteurs intelligents au Royaume-Uni ; la prise d'une participation de 51 % par EDF Norte Fluminense dans la société Companhia Energetica Sinop (CES), attributaire du contrat de concession pour la construction de la centrale hydraulique de 400 MW au Mato Grosso (Brésil) ; l'accord de restructuration des activités renouvelables du Groupe en Italie entre Edison, EDF Énergies Nouvelles et F2i ; des projets de développement d'EDF Énergies Nouvelles (Chili, États-Unis).

Le Conseil d'administration a également été informé de la signature de l'avenant au contrat Exeltium et d'un partenariat entre EDF et Amundi relatif au financement de la transition énergétique, de l'approbation par la Commission européenne des accords relatifs au projet de développement de réacteurs nucléaires (Hinkley Point C) au Royaume-Uni ainsi que de la signature du rachat par Gazprom de la participation de 15 % d'EDF International dans la société South Stream Transport BV.

1.4 Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de cinq Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance plénière du Conseil. Ces Comités spécialisés sont le Comité d'audit, le Comité de suivi des engagements nucléaires, le Comité de la stratégie, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration. Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs choisis par le Conseil d'administration, qui désigne le Président de chaque Comité. Les statuts de la Société prévoient que les Comités créés par le Conseil comprennent au moins un administrateur représentant les salariés.

À la date du présent rapport, les Présidents des Comités du Conseil sont :

- M. Jean-Bernard Lévy pour le Comité de la stratégie ;
- M^{me} Lepetit pour le Comité d'audit ;
- M. Philippe Crouzet pour le Comité de suivi des engagements nucléaires ;
- M^{me} Colette Lewiner pour le Comité d'éthique ;
- M. Bruno Lafont pour le Comité des nominations et des rémunérations.

La composition de chacun des Comités est décrite ci-après.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société assistent aux réunions des Comités avec voix consultative.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme établi pour l'année. Les séances font l'objet de comptes-rendus écrits et de rapports du Président du Comité au Conseil d'administration. Leur durée permet un examen et une discussion approfondie des matières relevant de leurs compétences.

Le règlement intérieur du Conseil prévoit un délai minimum de trois jours ouvrables entre la réunion du Conseil d'administration dont l'ordre du jour comporte l'examen de questions entrant dans les missions d'un Comité et la réunion dudit Comité. Il prévoit par ailleurs que chaque Comité peut avoir recours à des experts extérieurs en tant que de besoin.

1.4.1 Comité d'audit

1.4.1.1 Fonctionnement et composition

Le Comité exerce les missions qui lui sont dévolues conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce.

Cet article dispose notamment qu'au moins un membre du Comité d'audit doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration.

Plus largement, chacun des membres du Comité d'audit contribue, au travers de son expérience et de ses compétences, à la qualité des débats et aux travaux du Comité.

Le Comité d'audit est présidé par M^{me} Marie-Christine Lepetit, administratrice nommée par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres du Comité sont M^{mes} Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling, MM. Jacky Chorin, Christian Taxil et Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés. Il comprend donc trois administrateurs indépendants sur les quatre pris en compte pour le calcul

de la proportion d'indépendants (donc hors administrateurs représentant les salariés), soit une proportion de trois quarts pour un minimum de deux tiers recommandé par le code AFEP-MEDEF.

Le Comité ne comprend aucun dirigeant mandataire social, conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

Lors de la réunion conjointe du 10 décembre 2014, le Comité d'éthique et le Comité des nominations et des rémunérations ont examiné la situation de M^{mes} Colette Lewiner et Laurence Parisot et de M. Philippe Crouzet et émis un avis présenté au Conseil d'administration. Le Conseil d'administration réuni le 10 décembre 2014 a constaté que M^{mes} Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet présentent des compétences particulières en matière financière et comptable selon les critères recommandés par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF) dans son rapport sur le Comité d'audit en date du 22 juillet 2010. Le 21 novembre 2014, le Conseil d'administration a par ailleurs qualifié d'administrateurs indépendants M^{mes} Colette Lewiner et Laurence Parisot et M. Philippe Crouzet. Ils répondent donc à la fois aux critères de compétence et d'indépendance, conformément à l'article L. 823-19 du Code de commerce (voir § 1.2.5).

Le Comité d'audit s'est réuni six fois en 2014. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 89 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne deux heures et vingt minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

1.4.1.2 Missions

Le Comité d'audit examine et donne son avis, avant examen par le Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société ;
- le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de rapport financier préparés par la Direction Financière (comptes sociaux de la Société, comptes consolidés et rapport de gestion du Groupe) ;
- le suivi des risques de la Société (en particulier, l'examen semestriel¹ de la cartographie des risques du Groupe et des méthodes de contrôle des risques) ;
- l'audit et le contrôle interne : organisation, déploiement et évaluation du dispositif de contrôle interne, programme d'audit annuel, principaux constats et actions correctrices en découlant, suivi de leur mise en œuvre, ainsi que le projet de rapport annuel du Président du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, les procédures de contrôle interne et de gestion des risques ;
- la politique en matière d'assurances ;
- le choix des Commissaires aux comptes, en s'assurant de leur indépendance, et les honoraires qui leur sont versés ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de cession qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir § 1.2.4) ;
- les évolutions de la perception du Groupe par les analystes ;
- la politique risques marchés énergies et la politique risque de défaillance de contrepartie du Groupe.

L'examen des comptes par le Comité est accompagné d'une présentation des Commissaires aux comptes soulignant les bases de préparation des comptes, le référentiel comptable applicable de manière obligatoire, l'approche d'audit mise en œuvre et les conclusions de leurs travaux d'audit.

Dans le cadre de ses travaux, le Comité entend régulièrement les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, la Direction du Contrôle des Risques Groupe et la Direction de l'Audit interne.

1. L'analyse complète de la cartographie est réalisée une seule fois par an, en fin d'année ; elle est présentée au Comité d'audit au premier semestre de l'année suivante ; une actualisation est présentée au second semestre.

1.4.1.3 Activité en 2014

En 2014, le Comité d'audit a notamment examiné les états financiers semestriels et annuels ainsi que les communiqués de presse y afférents, la présentation par les Commissaires aux comptes des points essentiels des résultats de leurs diligences sur les comptes annuels et semestriels, les communiqués de presse sur le chiffre d'affaires trimestriel, la cartographie des risques et les méthodes de contrôle des risques, la synthèse des audits internes et le programme d'audit. De plus, les engagements hors bilan ont fait l'objet d'une présentation au Comité.

Le Comité peut recourir en tant que de besoin à des experts extérieurs. Il n'a pas utilisé cette faculté au cours de l'exercice 2014.

1.4.2 Comité de suivi des engagements nucléaires

1.4.2.1 Fonctionnement et composition

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN), institué par l'article 9 du décret du 23 février 2007, est présidé par M. Philippe Crouzet, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres du Comité sont M^{me} Marie-Christine Lepetit et M. Olivier Appert, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et M. Maxime Villota, administrateurs élus par les salariés.

Le CSEN s'est réuni cinq fois en 2014. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 100 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne une heure et quarante minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

1.4.2.2 Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires a pour mission de suivre l'évolution des provisions nucléaires, de donner son avis sur les questions de gouvernance des actifs dédiés et sur les règles d'adossement entre actif et passif et d'allocation stratégique, ainsi que de vérifier la conformité de la gestion des actifs constitués par la Société dans le cadre de la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés. À ce titre, il s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), qui est composé de six experts indépendants¹ et a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux en la matière.

Enfin, le Comité rend un avis préalablement à tout investissement en actifs non cotés pour tout projet supérieur à un montant unitaire de 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) supérieur à un montant unitaire de 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

1.4.2.3 Activité en 2014

En 2014, le Comité a examiné en particulier l'évolution du cadre de la politique de constitution, de gestion des actifs dédiés et de maîtrise des risques financiers, l'état d'avancement du programme de déconstruction des centrales nucléaires de première génération et du projet de centre industriel de stockage géologique (Cigéo) pour les déchets de haute et moyenne activité à vie longue, la lettre annuelle 2014 d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires de long terme (voir § 2.3.3.1), le taux d'actualisation des engagements nucléaires, ainsi que les décisions et perspectives d'investissements dans la classe d'actifs non cotés.

1.4.3 Comité de la stratégie

1.4.3.1 Fonctionnement et composition

Le Comité de la stratégie est présidé par M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général. Les autres membres sont M^{me} Laurence Parisot et MM. Olivier Appert et Christian Masset, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, M. Régis Turrini, Représentant de l'État, ainsi que M^{me} Marie-Hélène Meyling et MM. Jacky Chorin, Jean-Paul Rignac et Christian Taxil, administrateurs élus par les salariés.

Le Président invite aux réunions du Comité de la stratégie les administrateurs qui n'en sont pas membres afin d'impliquer encore davantage le Conseil d'administration dans le débat stratégique.

Le Comité de la stratégie s'est réuni six fois en 2014. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 89,3 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne deux heures et dix minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

1.4.3.2 Missions

Le Comité de la stratégie donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le référentiel stratégique, la politique industrielle et commerciale, le Contrat de service public, les accords stratégiques, les alliances et partenariats, la politique en matière de recherche et développement, les projets de croissance externe et interne ou de cession devant être autorisés par le Conseil d'administration.

1.4.3.3 Activité en 2014

En 2014, le Comité de la stratégie a examiné en particulier la situation des marchés et des acteurs en Europe, la stratégie du cycle du combustible nucléaire, le projet industriel pour le parc nucléaire existant en France, la stratégie Services énergétiques pour le segment *B to B* ainsi que la stratégie internationale hors Europe.

1.4.4 Comité d'éthique

1.4.4.1 Fonctionnement et composition

Le Comité d'éthique est présidé par M^{me} Colette Lewiner, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres sont MM. Bruno Léchevin et Gérard Magnin, administrateurs nommés par l'Assemblée générale des actionnaires, ainsi que M^{mes} Christine Chabauty et Marie-Hélène Meyling et M. Jacky Chorin, administrateurs élus par les salariés.

Le Comité d'éthique s'est réuni dix fois en 2014. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 89,2 %. Les séances du Comité ont duré en moyenne une heure et dix minutes, permettant un examen et une discussion approfondis des sujets figurant à l'ordre du jour.

1.4.4.2 Missions

Le Comité d'éthique veille à la prise en compte de la réflexion éthique dans les travaux du Conseil d'administration et dans la gestion de la Société. Il examine les rapports du Médiateur, de l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection ainsi que de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique.

De plus, le Comité d'éthique pilote chaque année une évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités, et dirige tous les trois ans une évaluation formalisée des travaux du Conseil et de ses Comités, confiée à un consultant externe spécialisé (voir § 1.2.6).

1. Désignés le 26 novembre 2013 par le Conseil d'administration, pour trois ans.

1.4.4.3 Activité en 2014

En 2014, le Comité d'éthique a notamment examiné les résultats de l'enquête de satisfaction auprès de la clientèle, le *reporting* éthique et des engagements relatifs à la responsabilité d'entreprise du Groupe, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale d'EDF et la politique santé-sécurité du Groupe.

1.4.5 Comité des nominations et des rémunérations

1.4.5.1 Fonctionnement et composition

Le Comité des nominations et des rémunérations est présidé par M. Bruno Lafont, administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale des actionnaires. Les autres membres du Comité sont M^{me} Colette Lewiner, administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale des actionnaires, M. Régis Turrini, Représentant de l'État, ainsi que M. Maxime Villota, administrateur élu par les salariés. Le Comité est présidé par un administrateur indépendant et il est composé majoritairement d'administrateurs indépendants puisqu'il comprend deux administrateurs indépendants sur les trois pris en compte pour le calcul de cette proportion (hors administrateurs représentant les salariés), conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

Le Comité des nominations et des rémunérations s'est réuni sept fois en 2014. Le taux moyen de participation de ses membres s'est élevé à 92,9 %. Les séances du Comité ont duré une demi-heure en moyenne.

1.4.5.2 Missions

En application du règlement intérieur, le Comité des nominations et des rémunérations transmet au Conseil d'administration des propositions en vue de la nomination d'administrateurs par l'Assemblée générale. Il adresse, pour approbation, au Ministre chargé de l'économie et des finances et au Ministre chargé de l'énergie un avis sur la rémunération du Président-Directeur Général portant sur le salaire, la part variable (critères de détermination de la part variable et appréciation des résultats obtenus au regard des objectifs fixés) et les rémunérations périphériques du Président-Directeur Général. Il adresse également cet avis au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros.

Le Comité examine, le cas échéant, les rémunérations des Directeurs Généraux Délégués. Il transmet ses propositions et son avis, pour approbation, aux Ministres chargés de l'économie et de l'énergie, et le communique également au Conseil d'administration pour délibération et fixation de ces rémunérations.

Il transmet au Conseil d'administration son avis sur les modalités de fixation de la rémunération des principaux dirigeants (parts fixe et variable, mode de calcul et indexation), ainsi que sur le montant et les modalités de répartition des jetons de présence. Il s'assure de l'existence de tables de succession pour les postes du Comité exécutif.

1.4.5.3 Activité en 2014

En 2014, le Comité des nominations et des rémunérations a notamment examiné la politique de rémunération des principaux dirigeants du Groupe, la proposition de nomination et renouvellement d'administrateurs à présenter à l'Assemblée générale et l'évolution de l'enveloppe des jetons de présence pour prendre en compte l'augmentation du nombre d'administrateurs en bénéficiant à compter du renouvellement du Conseil d'administration, le 23 novembre 2014. Le Comité a par ailleurs examiné les critères de bonus pour déterminer la part variable de la rémunération des dirigeants du Groupe.

1.5 Rémunération

En 2014, MM. Henri Proglio et Jean-Bernard Lévy n'ont perçu aucun jeton de présence au titre de leurs mandats de Président du Conseil d'administration et administrateur d'EDF. Ils n'ont par ailleurs perçu aucun jeton de présence au titre de mandats exercés dans des sociétés contrôlées par EDF, ni aucune rémunération de quelque nature que ce soit de la part de sociétés contrôlées.

La Société n'a attribué aucune option de souscription ou d'achat d'action au Président-Directeur Général en 2014, et aucune option n'a été exercée au cours de l'exercice. De même, aucune action de performance n'a été attribuée au Président-Directeur Général au cours de l'exercice écoulé, et aucune action de performance n'est devenue disponible.

M. Henri Proglio n'a reçu aucune prime d'arrivée de la part d'EDF ni bénéficié d'une indemnité liée à la cessation de ses fonctions au sein de la Société en 2014. M. Jean-Bernard Lévy n'a pas non plus bénéficié d'une prime d'arrivée de la part d'EDF.

Les modalités de fixation de la rémunération des mandataires sociaux d'EDF, les principes et règles arrêtés par le Conseil pour la détermination de ces rémunérations ainsi que les montants versés en 2014 sont détaillés au chapitre 15 du document de référence 2014.

1.6 Assemblées générales

Les modalités relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée générale figurent à l'article 20 des statuts de la Société, et sont décrites à la section 21.2.7 du document de référence 2014.

Par ailleurs, les informations prévues par l'article L. 225-100-3 du Code de commerce sont publiées dans le document de référence de la Société.

2 Le contrôle interne du groupe EDF

L'objectif du présent rapport n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein des sociétés du Groupe, mais de mettre l'accent sur les procédures de contrôle relatives aux activités ou risques estimés significatifs, ainsi que sur les principaux dispositifs pérennes en place en 2014, avec une mise en évidence des évolutions et des actions clés développées durant l'année 2014. Ces procédures de contrôle interne et de gestion des risques obéissent aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'AMF relatif à la gestion des risques et au contrôle interne¹ (publié le 22 janvier 2007 et actualisé le 22 juillet 2010).

2.1 Environnement de contrôle

2.1.1 Organes de pilotage de la Direction Générale

L'organisation de la Direction Générale d'EDF répond à deux orientations majeures : améliorer le fonctionnement en groupe intégré dans le respect de l'autonomie de gestion des filiales régulées et renforcer le rôle des opérationnels dans les prises de décision.

1. Pour la rédaction du présent rapport, EDF s'est assuré de la cohérence avec le cadre de référence de l'AMF, s'appuyant lui-même sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO II et la norme ISO 31000.

Le Comité exécutif

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe.

Jusqu'au 21 novembre 2014 inclus, la composition du Comité exécutif était la suivante :

- Henri Proglio, Président-Directeur Général, Président du Comité exécutif ;
- Marianne Laigneau, Directrice des Ressources Humaines du groupe EDF ;
- Henri Lafontaine, Directeur Exécutif Groupe Commerce, Optimisation Trading et SEI (Systèmes Énergétiques Insulaires) ;
- Pierre Lederer, Conseiller spécial du Président ;
- Hervé MACHENAUD, Directeur Exécutif Groupe chargé de la Production et de l'Ingénierie ;
- Thomas Piquemal, Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances ;
- Vincent de Rivaz, Directeur Général d'EDF Energy ;
- Alain Tchernonog, Secrétaire Général du groupe EDF.

Denis Lépée, Conseiller du Président, assurait le secrétariat du Comité exécutif.

À la date de signature du présent rapport, le Comité exécutif est composé de :

- Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général, Président du Comité exécutif ;
- Antoine Cahuzac, Directeur général d'EDF Energies Nouvelles, Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Energies Renouvelables ;
- Henri Lafontaine, Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Clients, Services et Action Régionale ;
- Marianne Laigneau, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe ;
- Bruno Lescoeur, Administrateur délégué d'Edison, Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Gaz et Italie ;
- Dominique Minière, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique ;
- Thomas Piquemal, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Financière Groupe ;
- Vincent de Rivaz, Directeur Général d'EDF Energy, Directeur Exécutif Groupe ;
- Simone Rossi, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Internationale ;
- Pierre Todorov, Directeur Exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe ;
- Philippe Torrion, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation ;
- Xavier Ursat, Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Projets Nouveau Nucléaire.

Alexandre Perra, Directeur chargé de mission auprès du Président-Directeur Général, assure le secrétariat du Comité exécutif.

Ce Comité est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils. Le Comité exécutif se réunit en principe chaque semaine.

Des réunions du Comité exécutif en configuration de « Comité des risques » sont consacrées à l'examen et au pilotage des risques.

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif¹ examine de manière approfondie les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif. Aucun dossier d'investissement de la Société ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

Le Comité de Direction

L'organisation de la Direction Générale est complétée par un Comité de Direction, organe d'échange et d'information qui réunit, autour des membres du Comité exécutif, les principaux dirigeants internationaux du Groupe et les responsables de zones géographiques ainsi que des Directeurs fonctionnels de la Société.

L'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection

Un Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

L'Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF

Un Inspecteur pour la sûreté hydraulique du groupe EDF est nommé par le Président-Directeur Général d'EDF, auquel il est rattaché. Il a pour mission de réaliser des inspections dans ses domaines d'intervention et de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc hydraulique du Groupe. Il propose à la Direction Générale des axes de progrès.

2.1.2 Description et animation du dispositif de contrôle interne

Une décision relative à la mise en œuvre du contrôle interne au sein du groupe EDF a été signée par le Président-Directeur Général le 3 septembre 2010. Cette décision prend notamment en compte les dispositions de l'ordonnance du 8 décembre 2008 relative au contrôle légal des comptes et précise les orientations en matière de contrôle interne du groupe EDF. Elle vise à donner une assurance raisonnable de la maîtrise des risques d'EDF, en se fondant, dans une logique de progrès permanent, sur les principes clés suivants :

- une délégation de responsabilité à chacun des responsables du Groupe, qui, à tout niveau, sont responsables de :
 - maîtriser les principaux risques,
 - vérifier cette maîtrise pour les activités qu'ils ont déléguées,
 - adosser et proportionner les dispositifs de maîtrise aux risques identifiés,
 - autoévaluer les dispositifs ainsi mis en œuvre, et en rendre compte de façon formelle et régulière à leur propre *manager* ;
- un dispositif d'audit interne décrit au paragraphe 2.1.3.2.

1. La composition du Comité des engagements du Comité exécutif Groupe est la même que celle du Comité exécutif ; ce Comité a été créé sur décision du Président-Directeur Général, le 14 avril 2010.

Ces principes clés s'appliquent à l'ensemble des entités du Groupe, mais avec des modalités de mise en œuvre qui peuvent être différentes suivant les entités concernées (taille, modalités de gouvernance et niveau de contrôle).

Ainsi, concernant le périmètre contrôlé (hors filiales régulées), ces principes sont mis en œuvre par les Directions Générales vis-à-vis des filiales qu'elles contrôlent et vis-à-vis des principales Directions Opérationnelles d'EDF, qui contrôlent elles-mêmes plusieurs unités opérationnelles ou filiales.

Chaque Directeur concerné a désigné un « animateur de contrôle interne ». Une animation du réseau de ces animateurs (80 personnes environ) est assurée par la Direction du Contrôle des Risques Groupe.

Un guide de contrôle interne¹ a été élaboré et est proposé à chaque entité² pour servir de référentiel dans la mise en œuvre de son propre dispositif de contrôle interne. Ce guide caractérise les domaines de risque concernés, identifie les principaux objectifs de contrôle à explorer et propose des bonnes pratiques à mettre en œuvre. Il est enrichi annuellement sur la base du retour d'expérience ou de nouvelles exigences de contrôle notamment celles liées au respect des politiques et décisions de la Direction Générale. Fin 2014, chacune des 56 entités concernées a élaboré un rapport annuel de contrôle interne comportant notamment une description de son dispositif de contrôle interne, une autoévaluation³ de ce dispositif, l'engagement du Directeur de l'entité et la description des actions envisagées pour l'atteinte de cet engagement. Le Groupe procède de la sorte pour la huitième année consécutive. Chaque année, il est rendu compte au Président-Directeur Général et au Comité d'audit, puis au Conseil d'administration, de la synthèse de ces documents et de l'interprétation qui peut en être faite s'agissant de l'état du contrôle interne dans le Groupe.

La Direction de l'Audit effectue des audits complets de ces entités, qui comprennent l'examen de la robustesse de leur contrôle interne, au rythme de trois à cinq ans selon leur taille.

Concernant les autres filiales du Groupe (filiales régulées et participations significatives), la maîtrise des risques est prise en charge par les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance. Ainsi, ces derniers s'assurent pour chaque filiale de la mise en place d'une cartographie des risques, d'une description des dispositifs de contrôle interne et d'audit, d'une information régulière sur la cartographie des risques et sur les activités d'audit (programme et principaux résultats) ; ils s'assurent également de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit périodique⁴.

La Direction de l'Audit et la Direction du Contrôle des Risques Groupe apportent un appui :

- aux représentants d'EDF au sein des filiales majeures, pour les aider à mettre en place et à piloter la démarche au sein des organes de gouvernance ;
- aux Directeurs des Directions de rattachement, chargés d'apporter le même appui aux représentants d'EDF au sein des filiales de moindre importance faisant partie de leur champ de responsabilité, et d'en rendre compte dans leur rapport annuel d'autoévaluation.

2.1.3 La contribution au contrôle interne de la Direction du Contrôle des Risques Groupe, de la filière Audit du Groupe, de la Direction Financière et de la Direction Juridique

2.1.3.1 La Direction du Contrôle des Risques Groupe

EDF met en œuvre depuis de nombreuses années des politiques de gestion de ses risques sur les plans opérationnel (risques industriels, environnementaux, sanitaires...), financier et organisationnel.

Au-delà de ces politiques sectorielles, face à un contexte évolutif, EDF a décidé, dès 2003, de mettre en place un processus global de gestion et de contrôle de ses risques, permettant de renforcer les dispositifs existants, notamment en créant la Direction du Contrôle des Risques Groupe (DCRG) qui a en particulier pour missions de :

- faire réaliser par chaque entité du Groupe une cartographie des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées ; et construire et mettre à jour la cartographie consolidée des risques majeurs du Groupe (voir § 2.2.2) ;
- alerter le Président-Directeur Général et le Comité exécutif sur les risques émergents ou insuffisamment perçus ;
- consolider le déploiement de la politique de contrôle des risques, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.2) en s'assurant notamment de l'exhaustivité et de la mise en cohérence des différentes politiques sectorielles de contrôle des risques (voir § 2.3.1.1) ;
- assurer le déploiement de la politique de contrôle interne et animer la filière contrôle interne (voir § 2.1.2) ;
- assurer le déploiement de la politique de risques marchés énergies sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées et, plus généralement, assurer le contrôle de ces risques marchés énergies, soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.3.1.1.1) ;
- définir et déployer le contrôle des risques financiers (taux, change, liquidité, actions, crédit) et du risque de défaillance de contrepartie sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, et s'assurer de la maîtrise de ces risques financiers par le biais des organes de gouvernance, pour les filiales régulées ou co-contrôlées (voir § 2.3.1.1.1) ;
- contrôler l'exhaustivité et la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissement et d'engagements de long terme présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif ;
- assurer le déploiement de la politique de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, définir les modalités d'échange et de coordination en période de crise avec l'ensemble des filiales et garantir l'opérationnalité du dispositif de crise pour le niveau Groupe (voir § 2.2.3) ;

1. Pour l'élaboration du guide de contrôle interne, EDF s'assure de la cohérence avec le cadre de référence de l'AMF, s'appuyant lui-même sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO II et la norme ISO 31000. Le premier guide de contrôle interne a été élaboré et diffusé le 22 janvier 2007. Depuis lors, une actualisation est réalisée chaque année.

2. Depuis 2014, Edison est pleinement intégrée dans le système de contrôle interne et de gestion des risques d'EDF. Courant 2014, EDF a pris le contrôle de Dalkia et Citelum. À leur tour ces sociétés sont progressivement intégrées au système d'EDF.

3. Les autoévaluations rendent compte de l'ensemble des domaines recensés dans le guide de contrôle interne, et en particulier de tous les champs d'action figurant dans le cadre de référence de l'AMF.

4. S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.

- définir, coordonner et déployer les dispositifs de prévention et de contrôle nécessaires à la maîtrise de risques de fraude et de non-conformité commerciale (corruption, blanchiment de capitaux, financement du terrorisme, respect des sanctions internationales, etc.) ; s'assurer de la maîtrise de ces risques pour le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées ainsi que pour les projets d'investissement et d'engagements, en lien avec la Direction Juridique.

2.1.3.2 La filière Audit du Groupe

La filière Audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit du Groupe, EDF et filiales, exerçant une activité d'audit interne. En application d'une décision du Président-Directeur Général, l'animation de cette filière est assurée par le Directeur Délégué aux Risques et à l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit (DAi) et des équipes d'audit « opérationnel » : équipes d'audit « métiers » (dans les domaines production, ingénierie et commerce ainsi que pour la zone Asie-Pacifique pour EDF), et équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères (RTE, ERDF, EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Luminus et EDF Polska).

Les relations entre la DAi et les différentes équipes d'audit et leurs prérogatives respectives prennent en compte l'appartenance des équipes à EDF ou à des filiales contrôlées ou régulées. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière (conomination et coévaluation des Directeurs d'audit métier par la DAi – hors RTE et ERDF –, échanges de bonnes pratiques, actions de formation, partage d'outils et de méthodes...).

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

- La DAi applique les normes internationales définies par l'*Institute of Internal Auditors*, en assure la promotion et en contrôle le respect au sein du périmètre contrôlé.
- Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte qui a été mise à jour le 3 septembre 2010. Cette charte, signée du Président-Directeur Général, rappelle l'indépendance de la fonction d'audit et précise les missions et les engagements de l'audit interne, les devoirs et les prérogatives des auditeurs et des audités. Elle est accompagnée d'un code de déontologie applicable à l'ensemble de la filière audit du Groupe. Ce code a pour but de promouvoir une culture de l'éthique, ainsi que de rappeler que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et pour la pratique de l'audit interne.
- La DAi est rattachée au Secrétaire Général ; le Directeur de l'Audit bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général et rend compte des travaux de l'Audit au Comité d'audit.
- Tous les auditeurs de la DAi et des Directions d'Audit d'EDF et de ses filiales contrôlées (hors filiales régulées) sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales. Ils sont recrutés dans les différents métiers du groupe EDF, ainsi que dans des cabinets d'audit externes. Chaque auditeur est évalué à la fin de chaque mission. Une expérience d'auditeur fait partie d'un cursus professionnalisant et valorisant. Un protocole d'accord a été signé en ce sens en mars 2006 entre la Direction de l'Audit et la Direction Développement des Dirigeants de la Société.
- Les processus clés utiles au bon fonctionnement de la DAi sur l'ensemble de la chaîne de ses activités (de la définition du programme d'audits jusqu'au suivi de la mise en œuvre des recommandations) sont décrits et pilotés.

En 2014, la filière audit s'est volontairement soumise à l'évaluation par l'IFACI¹, qui a attesté que ses pratiques sont conformes aux standards internationaux de la profession, comme il l'a fait en 2008, puis en 2011-2012.

Modalités de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

- La DAi et les Directions métiers assurent le contrôle des dispositifs de contrôle interne des diverses Directions et filiales contrôlées. La DAi réalise notamment les audits transverses *corporate* et les Directions Métiers, les audits sur leur périmètre de responsabilité. La DAi est la seule entité compétente pour la réalisation des audits métiers relevant d'un risque de niveau *corporate*.
- Le programme d'audit est examiné par le Président-Directeur Général puis arrêté par le Comité d'audit d'EDF qui en rend compte au Conseil d'administration. Il est élaboré en prenant en compte :
 - la nécessité d'auditer, à des fréquences adaptées à leur importance, les principales entités du Groupe (Directions et filiales), afin d'évaluer notamment la maîtrise de leur contrôle interne ;
 - les risques majeurs de la cartographie des risques non traités par les audits ci-dessus, selon une périodicité adaptée à la criticité du risque ;
 - les principaux processus comptables et financiers et les processus « tête de Groupe » ;
 - les grands projets ;
 - le suivi des décisions de la Direction Générale.
- Le programme des équipes d'audit métiers est coordonné avec celui de la DAi.
- Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur *management*, font l'objet de plans d'actions de leur part transmis à la DAi. Au cours des 12 à 18 mois qui suivent, la DAi s'assure de la mise en œuvre de ces actions correctives ou de toute autre action décidée par le *management* dans le but de faire disparaître les dysfonctionnements observés par l'audit. Une clôture satisfaisante de l'audit n'est prononcée que lorsque les dysfonctionnements ont été éliminés. *A contrario*, une clôture non satisfaisante ou avec réserves donne lieu à une alerte managériale appropriée.
- Ces principes sont appliqués dans les mêmes termes par l'ensemble de la filière audit.
- Un rapport de synthèse semestriel est élaboré par la DAi. Il récapitule, sur l'ensemble du périmètre de la filière audit du Groupe, les principaux constats d'audit et les recommandations correspondantes, ainsi que le résultat des clôtures d'audit réalisées pendant la période. Il identifie par ailleurs les éventuels problèmes récurrents ou génériques apparus dans plusieurs audits sur la période et qui méritent une attention particulière de la Direction. Ce rapport est présenté au Président-Directeur Général puis au Comité d'audit et au Conseil d'administration.

2.1.3.3 La Direction Financière

La Direction Financière (DF) assure une veille sur les évolutions des marchés et des techniques financières et analyse les risques financiers des projets. Les dispositifs de contrôle des filières métiers Contrôle de Gestion, Comptabilité et Fiscalité s'intègrent dans la politique de contrôle interne du Groupe (propositions d'objets de maîtrise du domaine à décliner par les entités opérationnelles) et portent sur la mise en œuvre des politiques filière. Ces politiques concernent en particulier, pour le domaine Contrôle de Gestion, le cycle de gestion, les engagements de dépenses, le suivi des investissements, et pour le domaine Comptabilité et Fiscalité, la fiabilité de l'information comptable et fiscale.

Le Contrôle de Gestion a pour missions :

- de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe (budgets, révisions et plans à moyen terme), d'en assurer la synthèse et de proposer des arbitrages au niveau des Directions et des filiales pour l'ensemble du Groupe. Il joue un rôle d'alerte et de proposition dans l'analyse, avant prise de décision, des conséquences financières des opérations envisagées, ou des niveaux de performance proposés ;

1. L'Institut français de l'audit et du contrôle interne.

Le contrôle interne du groupe EDF

- d'assister le *management* opérationnel dans le pilotage de la performance : le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de reprévisions deux fois par an, ainsi que d'un *reporting* mensuel couvrant les résultats réalisés à date et une mise à jour de la dernière reprévision annuelle) est assuré au travers de revues de performances régulières généralisées au sein des Directions et des filiales contrôlées ;
- d'assurer la fonction de contrôle financier du Groupe, en contribuant notamment aux processus de contrôle des investissements et en réalisant des analyses d'optimisation économique et financière ;
- d'être moteur dans l'élaboration des trajectoires financières à moyen et long termes.

Les Directeurs Gestion Finance des Directions et filiales sont membres du Comité de Direction des entités auxquelles ils appartiennent. Ils sont nommés et évalués conjointement par le *management* opérationnel et le *management* de la ligne métier Contrôle de Gestion.

La Comptabilité a pour missions :

- d'établir les comptes sociaux d'EDF et les comptes consolidés du Groupe ;
- de s'assurer de la qualité de la comptabilité en élaborant les référentiels Groupe déclinant les normes comptables et le plan de comptes à appliquer ;
- de mettre à jour, pour EDF, le référentiel de contrôle interne relatif à la maîtrise de l'information comptable et financière.

Par ailleurs, concernant les filiales, les politiques de contrôle interne comptables relèvent de la responsabilité de chaque structure juridique concernée.

La Fiscalité a pour missions :

- de garantir la cohérence des politiques fiscales au sein du Groupe ;
- de s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives, notamment en assurant une veille relative aux obligations légales et réglementaires ;
- de s'assurer du suivi comptable de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
- d'identifier et de maîtriser les risques fiscaux du Groupe.

2.1.3.4 La Direction Juridique

La mission de la Direction Juridique (DJ), qui est rattachée au Secrétariat Général, est de protéger les intérêts du Groupe et de sécuriser ses activités, en apportant appui, conseils et expertises. Elle est aussi d'anticiper et planifier durablement cette protection des intérêts du Groupe, et de contribuer à sa performance, en particulier par l'optimisation de l'ingénierie contractuelle et des solutions juridiques.

Afin de renforcer la maîtrise globale des risques juridiques du Groupe, le Président-Directeur Général a décidé, par une décision en date du 23 septembre 2014, de créer une filière juridique Groupe dont l'animation est confiée au Directeur Juridique Groupe.

Au-delà de la contribution de la DJ au contrôle interne du Groupe visée aux paragraphes 2.1.4 et 2.3.3, un *reporting* juridique Groupe trimestriel, concernant les contentieux et les dossiers majeurs ou sensibles, est en place.

Par ailleurs, une contrathèque permet de garantir la connaissance et la maîtrise du patrimoine contractuel sensible d'EDF. Cette contrathèque, composante du dispositif de contrôle interne, est un processus sécurisé de recensement et de numérisation des engagements contractuels majeurs d'EDF et de certaines filiales (hors filiales régulées et co-contrôlées). Ce dispositif a été complété par une décision et une note d'application relatives à la maîtrise des contrats majeurs selon lesquelles les originaux des contrats majeurs répondant à certains critères spécifiques sont centralisés au sein d'un local national sécurisé.

Enfin, la DJ confie à un *knowledge manager* la mission d'assurer la capitalisation, l'harmonisation et le partage de la doctrine de la Direction Juridique et de mettre en place une veille juridique sur les sujets législatifs et jurisprudentiels d'intérêt majeur pour le Groupe.

2.1.4 Délégations de pouvoirs et habilitations techniques

Le Président-Directeur Général délègue certains de ses pouvoirs à certains membres de l'équipe de direction.

S'agissant des achats, l'organisation mise en place est destinée à assurer une mise sous contrôle des processus d'achat. En effet, les contrats d'achats sont signés, selon les seuils, par le Président, un Directeur Exécutif Groupe ou l'un de leurs délégués après avoir été visés par le Directeur de la Direction des Achats (DA) ou l'un de ses délégués, ce visa actant ainsi de la conformité de l'acte au processus achat. Il est également prévu que chaque Directeur Exécutif Groupe renforce le dispositif de contrôle interne sur les actes d'achat soumis à sa signature et ceux traités directement par sa Direction.

La délégation « représentant de l'exploitant nucléaire » est confiée au Directeur de la Direction Production Ingénierie, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions Production Nucléaire et Ingénierie Nucléaire, qui ont eux-mêmes subdélégué vers les Directeurs d'unités.

Les habilitations techniques qui donnent l'autorisation d'exercer des activités relatives aux installations (centrales de production, réseaux électriques...) sont délivrées par chaque chef d'établissement, qui doit s'assurer au préalable de l'évaluation des compétences afférentes. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble des intervenants, personnels EDF et prestataires.

La Direction Juridique élabore et met à jour les délégations de pouvoirs lorsque les évolutions de l'organisation d'EDF le nécessitent. En complément, un vade-mecum sur les délégations de pouvoirs rédigé par la Direction Juridique, a été diffusé en novembre 2008 puis actualisé et diffusé une nouvelle fois en 2010. Ce vade-mecum est conçu comme un outil destiné à informer et sensibiliser les entités d'EDF sur la nature, les conséquences et les règles de gestion des délégations de pouvoirs.

2.1.5 Démarches éthique et Qualité environnementale

2.1.5.1 Démarche éthique

Par une décision adressée le 2 avril 2013 aux membres du Comité exécutif et du Comité de Direction Groupe, aux Présidents des sociétés du Groupe et aux Directeurs Pays, le Président-Directeur Général a lancé le déploiement de la Charte éthique Groupe ; cette décision est une deuxième étape, celle de l'élargissement au niveau Groupe d'une démarche lancée dans ce domaine dès 2004 et d'abord réservée au périmètre de la Société. Le Président avait fixé comme objectif commun que l'ensemble des salariés du Groupe aient connaissance du nouveau référentiel éthique avant la fin de l'année 2013.

Les Dirigeants du Groupe ont désigné dans chaque société et grande Direction d'EDF un correspondant éthique chargé auprès d'eux de promouvoir la Charte éthique dans leur environnement métier, d'assurer la prévention et le traitement des dysfonctionnements éthiques et d'être un acteur de la Démarche éthique du Groupe. Le déploiement a fait l'objet d'un *reporting* régulier au cours du deuxième semestre 2013 et début 2014 auprès du Secrétaire Général. À fin octobre 2014, 47 %¹ des salariés du Groupe avaient bénéficié d'une présentation de la Charte.

La Commission Éthique & Déontologie comprend, avec le Président, cinq membres délibératifs, qui sont des dirigeants du Groupe, à parité géographique (France / hors France) et à parité entre hommes et femmes. Le Délégué Éthique et Déontologie d'EDF assure le secrétariat exécutif de la

1. Enquête « My EDF » réalisée du 23 septembre au 21 octobre 2014, auprès de 132 000 salariés du groupe EDF, hors Dalkia ; pourcentage déclaratif des salariés en réponse à la question : « avez-vous eu une présentation de la Charte éthique Groupe ? ».

Commission. Elle comporte aussi trois membres non votants représentant respectivement la DRH Groupe, la Direction Juridique Groupe et la Direction du Contrôle des Risques Groupe.

Instance de conseil, de consultation et d'appui, la Commission est amenée à formuler des avis et adresser des recommandations au management sur tout sujet relatif à l'éthique du Groupe et à sa mise œuvre. Elle répond également à toute consultation interne ou externe et à toute alerte éthique de niveau Groupe (alertes dites « centrales »). Elle est destinataire des *reporting* du délégué éthique d'EDF sur le bilan des alertes centrales et de chaque société sur le bilan des alertes locales et la mise en œuvre de la démarche éthique. Son Président rapporte, au nom de la Commission, au Comité d'éthique du Conseil d'administration d'EDF. En 2014, la Commission s'est réunie à deux reprises et a rendu plusieurs délibérations (nature juridique de la Charte Éthique, liberté d'expression des salariés, mission des correspondants éthiques...).

La Charte éthique Groupe garantit à tout salarié du Groupe confronté à une situation contraire aux valeurs et aux engagements du Groupe le droit d'alerter, en toute confidentialité et sans risques, son *management* ou un interlocuteur dédié dans sa société, ou, si nécessaire, en dernier recours, la Commission Éthique & Déontologie Groupe, notamment au moyen d'une messagerie sécurisée. Cette dernière a traité 84 dossiers¹ en 2014. Les deux tiers environ des alertes remontées par les salariés ont été relatives à l'engagement de « respecter la personne », une situation stable depuis plusieurs années.

2.1.5.2 Démarche Qualité environnementale

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF prend en compte les enjeux liés au Développement durable et fait du Développement durable une véritable dimension de sa stratégie globale. Cette politique du Groupe s'est concrétisée par la signature en 2009 d'ambitions communes par les dirigeants des principales sociétés du Groupe. Cette politique donne un cadre de cohérence aux initiatives de ces sociétés et s'exprime autour de trois enjeux :

- la lutte contre le changement climatique, la maîtrise et la limitation des impacts sur l'environnement, notamment la protection de la biodiversité ;
- l'accès à l'énergie et le développement des liens de la proximité territoriale ;
- la contribution au débat sur le Développement durable.

La mise en œuvre de cette politique est animée par le *Sustainable Development Committee* (SDC ou Comité de Développement durable) du groupe EDF.

Le Comité de Développement durable tient lieu de Directoire Environnement au niveau du Groupe, chargé du pilotage du Système de Management Environnemental, conformément à la norme ISO 14001.

Le groupe EDF est en effet certifié ISO 14001 depuis le 9 avril 2002. Le périmètre certifié englobe EDF (pour toutes ses entités opérationnelles et la plupart de ses entités fonctionnelles), plusieurs filiales françaises (dont ERDF, Électricité de Strasbourg, EDF Énergies Nouvelles...), ainsi que de nombreuses filiales internationales, dont EDF Energy. En mai 2014, l'organisme de certification indépendant Afnor a émis un nouveau certificat ISO 14001 du Groupe élargi avec l'entrée, en particulier, d'Edison et d'EDF Luminus. La certification couvre désormais 98 % du chiffre d'affaires 2014 consolidé du Groupe. L'audit annuel 2014 constate que le système est soutenu par une politique et des indicateurs pertinents (alignés sur les Engagements de responsabilité d'entreprise publiés en 2013) qui donnent une bonne cohérence d'ensemble au dispositif.

Les processus mis en œuvre dans le cadre de cette certification contribuent à renforcer la maîtrise des risques environnementaux du Groupe, par ailleurs toujours améliorée notamment sur l'aspect réglementaire, et donnent l'assurance à ses parties prenantes d'une organisation structurée, preuve tangible que l'engagement du Groupe à respecter l'environnement est une réalité reconnue. Depuis 2011, le nombre de non-conformités relevées par l'audit ISO a été divisé par deux.

2.1.6 L'organisation et le pilotage des Systèmes d'Information (SI)

Les responsabilités de maîtrise d'ouvrage sont assurées par chacune des entités du Groupe (Directions ou filiales) pour leur périmètre et par la Direction des Systèmes d'Information Groupe (DSI Groupe) pour les infrastructures et services mutualisés. Les responsabilités de maîtrise d'œuvre sont, en fonction des orientations retenues en liaison avec chaque Direction, réparties entre la Direction et la Direction des Services Partagés Informatique et Télécommunications, qui joue un rôle d'opérateur transverse pour EDF et certaines filiales.

Le Système d'Information (SI) Finance est utilisé par plusieurs Directions du Groupe et porte des enjeux importants en termes d'intégrité des données et de disponibilité des applications. La DSI Finance en assure la maîtrise d'ouvrage par délégation du Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances. Elle pilote le fonctionnement quotidien des applications, gère les évolutions et met en œuvre toutes les dispositions nécessaires pour garantir la sécurité de ce SI.

Une gouvernance renforcée de la filière SI a été mise en place en déclinaison de la décision du Président du 19 décembre 2011 de renforcer le pilotage Groupe des fonctions d'appui. Cette gouvernance se caractérise par un champ d'application élargi à l'ensemble des filiales non régulées du Groupe et un pilotage davantage intégré confié à la Direction des Systèmes d'Information Groupe en vue de garantir les synergies et la performance du SI au service de la stratégie des métiers, notamment en matière de trajectoire financière, de sécurité et de disponibilité des SI.

Les décisions et arbitrages stratégiques sont examinés, selon leur nature et le périmètre concerné, soit par l'un des Comités d'EDF cités au paragraphe 2.1.1, soit par le Comité stratégique SI, qui associe les principaux Directeurs et Directeurs de filiales et leur DSI, selon un rythme trimestriel ; les autres décisions sont prises au sein d'un Comité des Directeurs des Systèmes d'Information France et par l'*IS Group Committee* (ISGC), comprenant également les filiales du Groupe, à l'exception des filiales régulées.

La DSI Groupe, rattachée au Secrétariat Général, assure également la cohérence stratégique du SI à moyen terme : dans ce cadre, une vision du SI à l'horizon 2020 ainsi que les orientations stratégiques associées sont en cours d'élaboration avec la contribution des Métiers.

2.1.7 Les contrôles externes

Comme toutes les sociétés cotées, EDF est soumis au contrôle de l'AMF.

Par son statut de société détenue majoritairement par l'État, EDF est soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs d'État, de l'Inspection des finances, des Commissions des affaires économiques ou de commissions d'enquête *ad hoc* de l'Assemblée nationale et du Sénat, et de la Commission des marchés.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Ils émettent un rapport sur le rapport annuel du Président du Conseil d'administration établi en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ainsi que par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN).

Les constats de ces différents contrôles externes alimentent notamment les programmes de contrôle interne et d'audit.

1. Sur les 84 dossiers ouverts en 2014 (dont 79 alertes en tant que telles et 5 « consultations »), environ 85 % ont été clôturés au cours de l'année 2014.

2.2 La gestion et le contrôle des risques

2.2.1 Démarche de gestion et de contrôle des risques

Les objectifs de la politique de contrôle des risques sont de :

- contribuer à sécuriser la trajectoire stratégique et opérationnelle du Groupe, et pour cela :
 - identifier et hiérarchiser les risques dans tous les domaines (risques opérationnels, risques externes, risques stratégiques, y compris les risques liés à la cohérence des actions avec les valeurs du Groupe et ceux liés à la préservation de la valeur, des actifs et de la réputation du Groupe), en vue d'en assurer une maîtrise de plus en plus robuste,
 - responsabiliser et mobiliser les entités du Groupe sur l'identification, l'évaluation et le traitement des risques, afin que chaque *manager* ait conscience des risques inhérents à ses activités et mette en place les actions nécessaires pour maîtriser ces risques ;
- permettre aux dirigeants et aux organes de gouvernance d'EDF de disposer d'une vision consolidée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle ;
- répondre aux besoins croissants d'information des parties prenantes quant au *management* des risques de l'entreprise.

Nota : La gestion des risques est pilotée par les entités opérationnelles et fonctionnelles, pour les risques qui relèvent de leur périmètre d'activité, sous la responsabilité de la Direction Générale du Groupe.

La politique de contrôle des risques du Groupe est mise en œuvre soit en direct sur le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées, soit par le biais des organes de gouvernance pour les filiales régulées ou co-contrôlées.

Cette politique s'appuie sur une filière de contrôle des risques distincte¹ des fonctions de gestion des risques. Cette filière assure notamment une approche homogène en matière d'identification, d'évaluation et de maîtrise des risques.

2.2.2 Processus de cartographie des risques

Selon ces principes, en cohérence avec les échéances annuelles associées à la publication semestrielle des comptes consolidés, le groupe EDF élabore la cartographie consolidée de ses risques majeurs pour le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées et co-contrôlées. Cette cartographie consolidée est réalisée à partir des cartographies établies par chaque entité opérationnelle ou fonctionnelle sur la base d'une méthodologie commune (typologie, principes d'identification, d'évaluation, de mise sous contrôle des risques...). Chaque risque identifié fait l'objet d'un plan d'action décrit. Les risques majeurs sont placés sous la responsabilité d'un pilote désigné par le Comité exécutif.

L'actualisation de la cartographie des risques fait l'objet d'échanges approfondis, menés régulièrement entre la Direction du Contrôle des Risques Groupe (voir § 2.1.3.1) et chacune des entités opérationnelles ou fonctionnelles contributrices. Ces échanges visent à réinterroger la pertinence de l'identification des risques ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

La cartographie consolidée élaborée en fin d'année fait l'objet d'une validation par le Comité exécutif et d'une présentation au Conseil d'administration d'EDF après examen par le Comité d'audit.

La démarche de cartographie et de maîtrise des risques s'inscrit dans une complémentarité forte avec le contrôle interne du Groupe, ainsi qu'avec l'audit interne, dont le programme est élaboré en s'appuyant notamment

sur les risques majeurs identifiés. De plus, le processus de cartographie des risques constitue aussi un support pour de nombreux autres processus : la politique Assurances et sa mise en œuvre, l'analyse des risques portant sur des dossiers examinés par les organes de pilotage d'EDF (Comité exécutif, Comité des engagements du Comité exécutif Groupe – CECEG –, etc.) ; en particulier, le processus de contrôle des risques contribue grâce à la cartographie des risques à la sécurisation du processus d'investissement et d'engagements de long terme en veillant à la qualité des analyses de risques des dossiers présentés au CECEG. Enfin, les principaux risques auxquels le Groupe est exposé sont décrits à la section 4.1 du document de référence 2014 en cohérence avec la cartographie des risques consolidée du Groupe fin 2014.

2.2.3 Politique de gestion de crise

La politique de gestion de crise, formalisée par une décision du Président-Directeur Général en juin 2005, définit les principes d'organisation et de gestion de crise sur le périmètre d'EDF et de ses filiales contrôlées et précise l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment :

- à s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes, dans toutes les entités du Groupe ;
- à vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus, dans chaque Direction d'EDF et dans les filiales contrôlées ;
- à définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec l'ensemble des filiales² – éventuellement via les Directions de rattachement ;
- à s'assurer de la prise en compte systématique des retours d'expérience des crises et exercices de crise, pour éviter ou limiter les conséquences de crises similaires ;
- à vérifier l'existence d'actions de professionnalisation pour tous les acteurs de la crise.

Le dispositif de contrôle interne de la politique de gestion de crise est intégré dans le dispositif de contrôle interne du Groupe. Par ailleurs, un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs et la cohérence d'ensemble. Enfin, l'organisation de crise est régulièrement réajustée, notamment à chaque changement significatif d'organisation interne ou d'environnement externe, ainsi qu'après chaque retour d'expérience de crise majeure.

2.3 Les activités de contrôle du Groupe

2.3.1 Les procédures de contrôle relatives au bon fonctionnement des processus internes

2.3.1.1 Dispositifs sectoriels de contrôle des risques

2.3.1.1.1 Contrôle des risques marchés énergies

La Direction Générale valide annuellement les stratégies de couverture des entités, ainsi que les limites de risques associées, qui lui sont présentées par la DCRG en cohérence avec le processus budgétaire. Ces stratégies s'appuient sur une politique de risques marchés énergies Groupe, validée par décision du Président-Directeur Général en Comité exécutif le 30 avril 2013. Cette politique définit la gestion de ces risques pour le périmètre d'EDF et des filiales dont elle assure le contrôle opérationnel et précise

1. Filière composée des responsables de l'établissement des cartographies et du contrôle des risques (voir § 2.3.1.1).

2. Concernant RTE, la coordination en période de crise est organisée sous l'égide des pouvoirs publics.

l'ensemble du dispositif nécessaire à sa mise en œuvre et au contrôle de son application. Concernant les filiales co-contrôlées et les sociétés non contrôlées opérationnellement¹, la politique de risques marchés énergies ainsi que le processus de contrôle associé sont revus dans le cadre des instances de gouvernance de ces sociétés.

Cette politique décrit :

- le système de gouvernance et de mesure, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques et permettant de suivre l'exposition sur le périmètre ci-dessus défini ;
- les processus de contrôle des risques impliquant la Direction Générale d'EDF en cas de dépassement des limites de risques ; un dispositif de contrôle renforcé est mis en place pour la filiale EDF Trading, compte tenu de la spécificité des métiers exercés et de la réactivité nécessaire ;
- l'organisation en deux niveaux de la filière contrôle des risques marchés énergies, les entités réalisant le contrôle opérationnel et la Direction du Contrôle des Risques Groupe assurant le contrôle de deuxième niveau.

Le Comité d'audit d'EDF rend un avis au Conseil d'administration sur la politique de risques marchés énergies et sur ses évolutions proposées par la DCRG.

2.3.1.1.2 Contrôle des risques financiers et investissements

La Direction du Contrôle des Risques Groupe est notamment en charge du contrôle des risques marchés (taux, change, actions, crédit) de liquidité et du risque de contrepartie pour EDF et les filiales contrôlées. Ce contrôle s'exerce via :

- la vérification de la bonne application des principes du cadre de gestion financière et de la politique Groupe du risque de défaillance de contrepartie, notamment au travers de missions de contrôle (méthodologie, organisation, suivi des expositions, calcul régulier d'indicateurs de risque et contrôle du respect des limites de risque Groupe) ;
- le contrôle des positions de marché de la salle des marchés d'EDF en charge de la gestion de la trésorerie. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place pour suivre et contrôler l'exposition aux risques financiers. Il implique la Direction Financement et Investissements (DFI), la salle des marchés et la Direction du Contrôle des Risques Groupe, qui sont immédiatement saisis pour action en cas de dépassement de limites. Le Comité Marchés (instance qui réunit les différentes entités de DFI concernées et la DCRG) vérifie et examine mensuellement, le cas échéant, les demandes de dérogations au cadre de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits ;
- le contrôle des risques financiers et de contrepartie associés aux investissements réalisés pour le portefeuille « Actifs dédiés » (au sein de la Direction Financière), dont la gestion est assurée par les Divisions Gestion des Actifs Cotés (portefeuille financier) et EDF Invest (portefeuille non coté – actifs réels : *private equity*, infrastructure et immobilier) de la Direction Financement et Investissements. Des cadres de travail spécifiques sont mis en place par la Direction du Contrôle des Risques Groupe pour définir les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour les deux portefeuilles ainsi qu'au niveau global. Le Comité de gestion opérationnelle, présidé par le Directeur Financement et Investissements, est l'instance de pilotage du portefeuille financier (actifs cotés), tandis que le Comité d'investissement, présidé par le Directeur Exécutif Groupe Finances, est l'instance de pilotage du portefeuille non coté. La Direction du Contrôle des Risques Groupe participe à ces deux Comités pour élaborer avec les gérants la stratégie de gestion des risques des deux portefeuilles. Par ailleurs, le Comité de suivi des actifs dédiés, présidé par le Directeur Exécutif Groupe Finances, assure le suivi global du portefeuille ;

- le contrôle de l'exhaustivité et de la pertinence des analyses de risques réalisées sur les projets d'investissements et d'engagements de long terme, présentés pour décision à des instances de niveau Comité exécutif.

Afin de garantir l'indépendance de la structure de contrôle des risques financiers vis-à-vis des activités de gestion de ces risques, celle-ci est rattachée à la Direction du Contrôle des Risques Groupe.

2.3.1.2 Contrôles spécifiques

2.3.1.2.1 Procédure d'approbation des engagements

Conformément à la procédure de septembre 2011 encadrant le « processus engagements » du Groupe, le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) examine, après une position de principe favorable du Comité exécutif, l'ensemble des projets d'engagements du Groupe, hors filiales régulées et filiales co-contrôlées, notamment portant sur :

- les projets d'investissement, de désinvestissement et de fusions-acquisitions supérieurs à 50 millions d'euros² ;
- les dépenses de fournitures, travaux ou services d'un montant supérieur à 200 millions d'euros ;
- les contrats achats ou ventes à long terme portant annuellement sur plus de 5 TWh pour l'électricité, 10 TWh pour le gaz et 150 millions d'euros pour le charbon, le fioul, les crédits d'émission et quotas de CO₂ ;
- le programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs et de services aval du cycle du combustible nucléaire ;
- les opérations de transfert d'obligations relatives à la déconstruction ou à l'aval du cycle du combustible nucléaire.

Les réunions du CECEG sont systématiquement précédées de réunions où sont associés les experts du niveau *corporate* (Direction du Contrôle des Risques Groupe, Direction Juridique, Direction Financière, Direction Optimisation Amont-Aval Trading, Direction du Développement durable, Direction de la Stratégie, Direction des Achats...) et les porteurs des projets, afin de vérifier l'exhaustivité des analyses de risques des dossiers présentés. Ces travaux s'appuient sur un référentiel méthodologique d'analyse des risques des projets de développement qui intègre l'ensemble des impacts.

Les projets d'engagements sont ensuite examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration comme décrit au paragraphe 1.2.4.

Le guide de « pilotage des investissements » prévoit que les projets d'engagements qui sont inférieurs aux seuils de saisine du CECEG sont examinés par des instances de gouvernance propres à chaque entité.

En complément et afin de renforcer la maîtrise industrielle et financière des projets et activités opérationnelles en France et à l'international, des « règles d'or » applicables à tous les marchés passés par le Groupe ont été validées par le Président-Directeur Général en janvier 2013 et sont mises en place. Ces « règles d'or » constituent un référentiel associé à un processus de suivi permettant de mesurer les risques pris par le Groupe dans le cadre de ses opérations.

2.3.1.2.2 Contrôle des Systèmes d'Information (SI)

Organisation du contrôle interne de la filière des Systèmes d'Information

Le dispositif de contrôle interne de la filière SI s'intègre dans la politique de contrôle interne du Groupe (propositions d'objets de maîtrise du domaine à décliner par les entités opérationnelles) et porte sur la mise en œuvre des politiques de la filière et la maîtrise des principaux risques transverses. Les politiques concernent en particulier les infrastructures et les services mutualisés, la sécurité des Systèmes d'Information, la gouvernance des projets SI, la gestion des risques SI et le respect de la loi Informatique et Libertés.

1. S'agissant des filiales régulées, ces responsabilités sont exercées dans les limites fixées par la réglementation en vigueur.

2. Hors investissements et désinvestissements financiers liés à la gestion des actifs dédiés et des actifs retraite, qui ont une gouvernance spécifique (voir § 1.4.2).

Le contrôle interne du groupe EDF

Pour mémoire, le référentiel de contrôle interne des SI d'EDF s'appuie sur le référentiel externe du COBIT (*Control Objectives for Information and related Technology*).

L'animation du contrôle interne et de la couverture des risques spécifiques aux thématiques SI est mise en œuvre depuis 2009 par la Direction des Systèmes d'Information Groupe à deux niveaux dans l'organisation de la filière : un réseau des correspondants risques et contrôle interne SI et le Comité des Directeurs des Systèmes d'Information, qui représentent les Directions. Le maillage des réseaux des correspondants risques et contrôle interne SI et des responsables Sécurité SI permet de renforcer la coordination étroite entre couverture des risques et contrôle interne pour EDF. Ces réseaux sont progressivement élargis aux filiales.

Actions dans le domaine de la sécurité des SI

La politique de sécurité des Systèmes d'Information (PSSI) du Groupe EDF structure les orientations et l'organisation de la sécurité des SI du Groupe. Pour EDF, l'ajustement de ces politiques ainsi que le niveau de sécurisation sont suivis :

- pour EDF, au rythme mensuel par un Comité sécurité (COSEC), présidé par le responsable sécurité SI du Groupe EDF, et rassemblant les responsables Sécurité des Systèmes d'Information des entités du périmètre ;
- pour les principales filiales, au rythme trimestriel par l'*European Security Working Group*, présidé par la DSI Groupe, et rassemblant les responsables Sécurité des Systèmes d'Information des filiales.

Le Comité stratégique SI examine en tant que de besoin (au minimum une fois par an), en présence des Directeurs des Directions du Groupe, des Directeurs de la DCRG et de la Direction de la Sécurité (DIRSEC), les inflexions qui s'avèrent nécessaires à la politique de sécurité SI du Groupe, sans se substituer aux instances techniques. Cela garantit le partage d'une vision cohérente et stratégique de la sécurité du SI et des enjeux SI en termes de disponibilité et de continuité d'activité, d'intégrité des informations et traitements, et de protection des informations sensibles.

L'année 2014 a été marquée par :

- l'établissement de nouvelles orientations stratégiques (en cours de validation) dans le domaine de la sécurité SI à l'horizon 2020, en déclinaison de la vision SI 2020 évoquée au paragraphe 2.1.6 ;
- la diffusion de deux directives internes sécurité SI :
 - une directive sécurité SI scientifique, destinée à prendre en compte les spécificités du SI scientifique d'EDF en termes de sécurité SI,
 - une directive « Gestion des risques et du contrôle de la sécurité des SI » qui vise à renforcer la maîtrise des activités qui concourent à la sécurité des Systèmes d'Information au regard des risques et exigences de sécurité SI ; cette directive est applicable à l'ensemble des Directions d'EDF et constitue une recommandation pour les filiales ;
- la mise à jour de l'organisation de crise IT à EDF ;
- la mise en œuvre d'un exercice « Plan de continuité de l'activité » sur les deux *data centers* d'EDF, et l'élaboration de plans de continuité d'activité dans la plupart des filiales ;
- la tenue régulière du Bureau d'instruction des projets de services externalisés (BIPSE), chargé de mener des analyses sécurité des services externalisés, depuis sa mise en place en 2012 ;
- l'élaboration d'un plan de contrôle interne filière SI 2014-2015 comportant plusieurs actions de contrôle de second niveau ayant trait à

la sécurité des SI, et notamment un contrôle d'application de la politique sécurité des SI au sein du groupe EDF.

2.3.1.2.3 L'administration et le suivi des filiales

En application de la politique « mandataires sociaux » signée par le Président-Directeur Général le 1^{er} mars 2013, toute filiale ou participation d'EDF (à l'exception des filiales régulées) est suivie par un Directeur de rattachement, membre du Comité exécutif, ou par son Délégué. Celui-ci propose les mandataires sociaux représentant EDF au sein des instances de gouvernance de ces sociétés ; les nominations sont validées *in fine* par le Président-Directeur Général d'EDF.

Cette politique a été complétée en mai 2014 par la nécessité d'obtenir un accord de la Direction Générale préalablement à toute constitution de filiale ou prise de participation en France comme à l'étranger.

La Délégation Administrateurs et Sociétés, créée en 2002, veille tout particulièrement :

- à la mise à jour de la cartographie du rattachement des sociétés, en fonction des décisions prises par la Direction concernée ;
- au suivi des « compositions cibles », visions anticipées et collectives des compétences, ainsi que des profils nécessaires à une bonne représentation d'EDF dans les organes de gouvernance des filiales et participations ;
- au respect du processus de désignation des mandataires sociaux ;
- à la professionnalisation des mandataires sociaux (séminaire de formation initiale pour les nouveaux avec l'appui de l'Université Groupe, information par le site intranet de la communauté administrateurs).

2.3.1.3 Autres politiques de contrôle

La politique assurances du Groupe EDF, validée par le Directeur Financier en octobre 2012, a été mise en œuvre en 2013.

Véritable outil d'intégration des entités et des filiales du Groupe, cette nouvelle politique précise le champ assurantiel en couvrant l'ensemble des missions et du périmètre du Groupe. Sa diffusion s'accompagne d'un Manuel des procédures assurances, en cours de finalisation.

Pour compléter le dispositif de gouvernance :

- depuis 2004, en Comité d'audit, le Directeur de la Division Assurances Groupe fait le point de situation et des coûts de couverture des risques d'EDF par l'assurance ou par le transfert des risques aux marchés financiers ;
- depuis 2011, un Comité d'Orientations Stratégiques Assurances (COSA), présidé par le Directeur Exécutif Groupe en charge des Finances, nourrit la réflexion entre les métiers et les financiers sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la politique assurances, notamment les principales caractéristiques des programmes de couverture des risques assurables.

Un dispositif de contrôle des consultants (au sens d'« intermédiaires et apporteurs d'affaires ») a été mis en place au sein d'EDF ; il est pris en charge par la Direction de l'Intelligence Économique, supervisée par le Directeur de la Sécurité d'EDF. Il comprend également une analyse de notoriété et d'honorabilité des contreparties du Groupe. Le Directeur de l'Intelligence Économique est partie prenante du dispositif de traitement des alertes corruptions et fraudes achats.

2.3.2 Les procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité de l'information comptable et financière

2.3.2.1 Le cadre de référence AMF

Le guide de contrôle interne, pour la partie relative à la maîtrise de l'information comptable et financière, a été intégralement restructuré en 2011 afin de le mettre en cohérence avec le cadre de référence de l'AMF tel que révisé en 2010.

2.3.2.2 Principes et normes comptables du Groupe

Les normes comptables utilisées par le Groupe EDF¹ sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'*International Accounting Standards Board* (IASB), approuvées par l'Union européenne et applicables au 31 décembre 2014. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*) et IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations SIC et IFRIC. Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés.

Un réseau de correspondants des Directions opérationnelles et des filiales facilite le partage des instructions et la mise en œuvre homogène en comptabilité entre les différentes entités du Groupe.

2.3.2.3 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par le Département Consolidation de la Division Comptabilité Consolidation à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté, selon un plan de comptes unique.

Les comptes consolidés semestriels sont présentés au Comité d'audit puis au Conseil d'administration, pour arrêté au 30 juin de l'exercice.

Les comptes consolidés annuels sont examinés par le Comité d'audit puis arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Chaque arrêté semestriel et annuel donne lieu à l'établissement d'instructions précisant les principaux livrables attendus de chaque partie prenante à la publication des états financiers, l'établissement du rapport de gestion et du document de référence pour les arrêtés annuels. Des réunions avec les directions d'EDF et les filiales permettent de préparer les arrêtés comptables et d'anticiper l'évolution de certains traitements afin de fiabiliser l'information comptable et financière publiée. Une analyse *a posteriori* des conditions de réalisation (respect des délais, qualité des informations...) permet d'améliorer régulièrement le processus d'établissement et d'analyse des comptes consolidés.

Une remontée mensuelle d'informations sur les comptes du bilan et du compte de résultat est en place depuis 2011. Elle a permis d'anticiper le traitement des opérations complexes et de contribuer à fiabiliser les flux de bilan.

L'unicité de langage financier de la Comptabilité et du Contrôle de Gestion contribue à la cohérence du pilotage du Groupe. Elle est l'un des moyens d'assurer la continuité entre :

- les données réelles issues de la comptabilité et les données établies dans le cadre des phases prévisionnelles ;
- la communication financière externe et le pilotage interne.

Cette communauté de langage facilite le dialogue et la collaboration entre ces deux fonctions à tous les niveaux de l'organisation, et contribue à favoriser les échanges d'information entre les acteurs et la qualité des informations produites.

2.3.2.4 Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis semestriellement et annuellement par le Département Comptes Maison Mère de la Division Comptabilité Consolidation.

Les comptes sociaux annuels sont arrêtés au 31 décembre de l'exercice par le Conseil d'administration d'EDF et enfin approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires.

Les comptes sociaux semestriels résumés sont arrêtés au 30 juin de l'exercice par le Conseil d'administration. La comptabilité transactionnelle d'EDF (hors Direction Financement et Investissements, Division Combustible Nucléaire, Systèmes Énergétiques Insulaires et Direction des Cadres Dirigeants pour la partie comptabilité de la paie) est confiée au centre de services partagés « Comptabilité » de la Direction des Services Partagés. Le traitement de la comptabilité transactionnelle est organisé par processus. Des « pactes de gouvernance » fixent les responsabilités respectives des Directions opérationnelles, du centre de services partagés « Comptabilité » et de la Division Comptabilité Consolidation.

Chaque Directeur opérationnel s'engage annuellement sur le respect des règles de contrôle interne et sur la sincérité de l'information financière dont il a la responsabilité au travers d'une lettre d'engagement adressée au Directeur de la Comptabilité.

Le dispositif de contrôle interne du domaine comptable est intégré à l'ensemble du dispositif de contrôle interne du Groupe. Un référentiel d'indicateurs est utilisé au sein d'EDF. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable.

2.3.3 Les procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et aux règlements

La Direction Juridique exerce une mission de veille concernant les évolutions législatives et réglementaires : elle alerte et assure des actions de sensibilisation auprès des Directions concernées s'agissant des évolutions susceptibles d'avoir un impact pour le Groupe.

Par décision conjointe du 1^{er} juin 2007 complétée par une décision du 12 mai 2011, la Direction Juridique et la Direction de l'Audit ont adopté un plan d'actions visant à formaliser le rôle de la Direction Juridique concernant la définition d'objets de contrôle prescrits aux différentes entités d'EDF afin que leur propre plan de contrôle interne les intègre. Ces objets de contrôle visent à ce que ces entités :

- indiquent à la Direction Juridique les champs de réglementation les concernant plus particulièrement, de sorte qu'elle puisse réaliser sa mission de veille de façon optimale, sans oublier les thématiques juridiques transverses (concurrence, délit d'initié...);
- associent systématiquement et le plus en amont possible la Direction Juridique à leurs dossiers à enjeux et à risques juridiques majeurs ;
- s'assurent que les délégations qu'elles accordent en leur sein reflètent bien leur organisation et sont actualisées en tant que de besoin ;
- s'assurent que les projets de « contrats majeurs » sont élaborés avec le concours des juristes puis, une fois signés, sont communiqués à la Direction Juridique pour insertion dans la contrathèque du Groupe ;
- s'assurent que les contentieux engagés par les entités sont examinés périodiquement par la Direction Juridique ;

1. Le périmètre des comptes consolidés du Groupe figure dans l'annexe aux comptes consolidés (voir chapitre 20 du document de référence 2014).

Le contrôle interne du groupe EDF

- identifient leurs besoins, en termes de sensibilisation juridique, dans les domaines qui les concernent, y compris les besoins transverses, et les indiquent à la Direction Juridique.

La Direction Juridique a mis en œuvre depuis 2010 un programme de conformité Droit de la concurrence, avec trois objectifs : (i) faire connaître les règles de concurrence par la formation, l'information, et la pratique ; (ii) permettre la maîtrise des règles de concurrence (pour un usage préventif, défensif ou offensif) ; et (iii) contrôler le respect des règles de concurrence.

Par ailleurs, par décision du 22 janvier 2014, le Président-Directeur Général a lancé un programme de conformité anticorruption applicable à l'ensemble des métiers, directions et filiales contrôlées du groupe EDF. Un groupe de travail, composé notamment de la DJ, est chargé de formaliser en 2015 une politique de prévention de la corruption, d'organiser le conseil et l'appui aux entités, et de former les collaborateurs grâce à un outil *e-learning*, renforcé de séquences spécifiques pour les salariés les plus exposés.

2.3.3.1 Réglementation liée à l'exploitation industrielle

Dans le domaine de l'exploitation industrielle, de nombreuses procédures de contrôle existent, et notamment pour le nucléaire. La réglementation du secteur nucléaire en vigueur est propre à chaque pays d'implantation des installations, et des contrôles externes sont organisés par les autorités locales (Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) en France, *Nuclear Directorate* au sein du *Health and Safety Executive* et de l'*Office for Nuclear Generation* au Royaume-Uni, *Nuclear Regulatory Commission* aux États-Unis, *National Nuclear Safety Administration* en Chine...).

Concernant EDF, les entités ou responsables suivants sont en place :

- le Conseil de sûreté nucléaire que préside le Président du groupe EDF se réunit plusieurs fois par an et examine en février le bilan annuel « Sûreté nucléaire, radioprotection et sécurité » ;
- l'Inspecteur Général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) qui s'assure, pour le compte du Président, de la bonne prise en compte des préoccupations de sûreté et de radioprotection dans toutes leurs composantes pour les installations nucléaires dont EDF a la responsabilité de l'exploitation, et dont le rapport annuel est public ;
- l'Inspection Nucléaire, service directement rattaché au Directeur de la Division Production Nucléaire (DPN), et la Mission Audit Évaluation, fonctionnellement rattachée au Directeur de la Division Ingénierie Nucléaire (DIN), dont les actions de vérification permettent d'évaluer régulièrement le niveau de sûreté de l'ensemble des différentes entités de la DPN et de la DIN et leurs missions ;
- la filière Audit, qui réalise plusieurs dizaines d'audits par an dans le domaine nucléaire (ingénierie, combustibles et exploitation).

La loi du 28 juin 2006, modifiée par la loi NOME du 7 décembre 2010 et ses textes d'application (décret du 23 février 2007 et arrêté du 21 mars 2007) relatifs notamment à la sécurisation du financement des charges nucléaires, impose à la Société de décrire dans un rapport les procédures et dispositifs permettant d'évaluer les charges liées à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions afférentes et les choix retenus pour la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture des provisions.

Depuis juin 2007, et conformément au cadre législatif et réglementaire, EDF adresse un rapport triennal à l'autorité administrative et une lettre d'actualisation annuelle. Ces rapports et lettres d'actualisation font l'objet d'un avis par le Comité de suivi des engagements nucléaires, dont il est rendu compte au Conseil d'administration d'EDF avant leur envoi à l'autorité administrative. Le rapport sur le contrôle interne qui figure en annexe de la lettre d'actualisation fait l'objet d'une délibération du Conseil d'administration.

L'arrêté INB, qui s'inscrit dans la refonte de la réglementation générale applicable aux INB, a été promulgué le 7 février 2012 (modifié par l'arrêté du 26 juin 2013). Avec le décret « procédures » du 2 novembre 2007, cet arrêté constitue un texte majeur de déclinaison de la loi TSN, désormais

incluse dans le Code de l'environnement. Il s'applique, pour la plupart des articles, depuis le 1^{er} juillet 2013. Une vingtaine de textes d'application (décisions et guides de l'ASN) vont à terme le préciser. L'année 2014 a été marquée par une activité soutenue dans le domaine de la « réglementation ASN ». On notera en particulier :

- trois publications de textes génériques initiées par l'ASN (décision « Incendie », décision « Modifications matérielles », décision « Arrêt des REP ») ainsi que trois Systèmes d'autorisation interne (SAI) portant sur les domaines « combustible », « démantèlement », et « modifications temporaires des STE ».
- six consultations publiques effectuées par l'ASN sur des projets de décisions (décision relative à la politique en matière de protection des intérêts et au système de *management* intégré (PPI & SMI), décision relative au contenu du rapport de sûreté, décision « Criticité », décision relative aux études de gestion des déchets, décision relative au transport de substances radioactives, décision relative aux Systèmes d'autorisation interne (SAI) portant sur le domaine « modifications temporaires des STE ») ainsi que sur un projet de guide relatif à la gestion des incidents-accidents de transport de matières radioactives.

Dès les premiers jours qui ont suivi l'accident de Fukushima, le 11 mars 2011, EDF a exercé sa responsabilité d'exploitant nucléaire en tirant dès le mois de mars 2011, les premiers enseignements pour son parc.

L'ASN a remis au gouvernement français son rapport de conclusions le 3 janvier 2012 avec un avis (n° 2012-AV-0139) dans lequel elle affirme notamment :

« À l'issue des évaluations complémentaires de sûreté des installations nucléaires prioritaires, l'ASN considère que les installations examinées présentent un niveau de sûreté suffisant pour qu'elle ne demande l'arrêt immédiat d'aucune d'entre elles. Dans le même temps, l'ASN considère que la poursuite de leur exploitation nécessite d'augmenter dans les meilleurs délais, au-delà des marges de sûreté dont elles disposent déjà, leur robustesse face à des situations extrêmes. »

Le planning de mise en œuvre des prescriptions techniques émises par l'ASN le 26 juin 2012 a été rigoureusement suivi en 2014. En particulier, il est à noter le déploiement sur les CNPE du nouveau référentiel de gestion de crise post-Fukushima (prenant en compte la Force d'Action Rapide Nucléaire (FARN)) et la préparation de la FARN à être en capacité, au 1^{er} janvier 2015, d'intervenir sur 4 tranches d'un même site en moins de 24 heures pour acheminer et mettre en œuvre des moyens complémentaires humains et matériels permettant d'assurer le refroidissement des réacteurs et des piscines.

WANO (Organisation mondiale des exploitants nucléaires) a réalisé 4 revues internationales de pairs (*Peer Reviews*) sur des centrales nucléaires françaises en 2014 : Chooz, Belleville, Bugey et Dampierre. Le programme annuel consiste à passer une revue sur chaque centrale en moyenne tous les quatre ans. Ces revues permettent à des professionnels expérimentés du monde entier d'observer concrètement nos pratiques de travail sur le terrain. La comparaison peut ainsi s'établir avec les meilleures pratiques internationales dans tous les domaines de l'exploitation des centrales nucléaires. Depuis le 1^{er} janvier 2014, WANO met en œuvre lors de ses revues les nouveaux référentiels internationaux (PO & C — *Performance Objectives and Criteria*), dont l'évolution porte encore d'avantage l'accent sur la sûreté des installations. À l'issue de la revue, le Directeur d'unité du site s'engage sur un plan d'actions élaboré en collaboration avec l'équipe WANO. Ces actions ont pour objectif de répondre aux recommandations émises. Deux ans après la revue, une équipe d'une dizaine d'experts WANO vient évaluer l'efficacité du plan d'actions mis en œuvre par le site au travers une *Follow Up*. Les recommandations émises lors de la *Peer Review* sont ainsi à nouveau évaluées. En 2014, cinq revues de suivi ont été réalisées à Chinon, à Saint-Laurent, au Tricastin, à Cruas, à Saint-Alban. Ce suivi permet au site de renforcer ses actions sur ses éventuels domaines de faiblesses, avec l'aide d'experts internationaux qui, sur demande du site, viennent aussi réaliser des missions de support technique (TSM). L'ensemble de ces démarches permet aux sites de bénéficier d'un regard externe d'experts pour bénéficier de meilleures pratiques internationales.

Une OSART¹ (évaluation par l'AIEA d'une centrale nucléaire) a été réalisée à Flamanville 1-2 en 2014. Une *Corporate OSART* (évaluation par l'AIEA du niveau central d'EDF en tant qu'exploitant nucléaire) a eu lieu du 23 novembre au 9 décembre 2014. Pendant deux semaines, 13 experts ont entendu 250 salariés du Groupe. Il s'agit de la deuxième évaluation de ce type réalisée par l'AIEA après celle réalisée à CEZ (République tchèque) en 2013. Dans ses conclusions publiques, l'AIEA a indiqué qu'EDF est totalement conforme à ses standards et a identifié dix-sept bonnes pratiques qui serviront à tous les exploitants du monde.

Dans les autres domaines liés à l'exploitation (comme le contrôle des appareils à pression et la surveillance des barrages), chaque entité est responsable de la définition et de la mise en œuvre des procédures de contrôle adéquates.

2.3.3.2 Autres réglementations

Des contrôles sont également effectués sur l'application de la réglementation sociale et du travail.

La mise en place de systèmes de *management*, en particulier dans les domaines environnemental (voir § 2.1.5.2) et de la santé-sécurité, a permis d'obtenir un meilleur contrôle de l'application de la réglementation.

2.3.4 Les procédures de contrôle interne relatives à l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction Générale

Dans le cadre du déploiement du dispositif de contrôle interne au sein du Groupe, le suivi de la mise en œuvre des décisions et politiques majeures est pris en compte par leur intégration dans le guide de contrôle interne, et des audits peuvent être inscrits dans le programme d'audit du Groupe pour vérifier la bonne mise en œuvre de ces décisions et politiques et l'atteinte des objectifs fixés dans ce cadre.

2.4 Communication et diffusion des informations

En complément des actions de communication et de *reporting* évoquées tout au long du présent rapport, un accent particulier peut être porté sur les actions spécifiques suivantes :

- À la suite de son introduction en bourse en 2005, EDF a établi des procédures ayant pour objet d'encadrer et fiabiliser les processus et le contenu de la communication financière d'EDF et de prévenir les infractions boursières. Ainsi, une procédure organisant les rôles respectifs au sein de la Société en matière d'élaboration, de validation et de diffusion des éléments de communication financière a été définie. Un système de validation de l'information financière, destiné à assurer la validation et la cohérence des différentes sources de communication financière d'EDF, à examiner et valider le contenu de l'ensemble des vecteurs d'information financière, a été mis en place. Ce Comité comprend des représentants de la Direction Financière, de la Direction de la Communication et de la Direction Juridique. Par ailleurs, le groupe EDF a adopté depuis 2006 des principes et règles applicables aux opérations sur titres de la société EDF ou des filiales cotées du groupe EDF. Ces règles ont été rassemblées dans un Code de déontologie mis à jour en mars 2011 afin de tenir compte des recommandations de l'AMF de novembre 2010 et présenté au Comité exécutif d'EDF le 4 avril 2011. En parallèle de la diffusion de ce code, des actions de sensibilisation aux règles boursières sont menées auprès des collaborateurs du Groupe, concernant en particulier les précautions et obligations liées à la détention d'informations privilégiées et les périodes de *black-out* au cours desquelles les dirigeants et certains salariés initiés doivent s'abstenir d'effectuer des transactions sur les titres de la Société.
- Le code de bonne conduite : le respect des codes de bonne conduite pour les filiales régulées est chaque année contrôlé par ces filiales, et vérifié par la CRE, qui publie les résultats de ses vérifications dans son rapport annuel.

Ce rapport a été approuvé par le Conseil d'administration du 10 mars 2015, conformément à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

1. OSART : équipes d'évaluation de la sûreté en exploitation.

B

Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration

Exercice clos le 31 décembre 2014

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société Électricité de France SA (« la Société ») et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre Société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Il appartient au Président d'établir et de soumettre à l'approbation du Conseil d'administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la Société et donnant les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :

- de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, et
- d'attester que ce rapport comporte les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

Informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Autres informations

Nous attestons que le rapport du Président du Conseil d'administration comporte les autres informations requises à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Paris - la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 10 mars 2015.

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA



Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés



Patrick E. Suissa



Rapports spéciaux des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés

Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés

Exercice clos le 31 décembre 2014

Aux actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles des conventions et engagements dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions et engagements. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions et engagements soumis à l'approbation de l'Assemblée générale

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention ni d'aucun engagement autorisés au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'Assemblée générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

Conventions et engagements déjà approuvés par l'Assemblée générale dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'Assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé :

■ Contrat de service public

L'État français et EDF ont signé en date du 24 octobre 2005 un Contrat de service public qui a pour objet de constituer, dans la durée, la référence des engagements de votre Société, et ainsi d'assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées.

Ce contrat décline la nature et le niveau d'engagements sur la période 2005-2006-2007, ainsi que les modalités de compensation financière, notamment les principes de fixation et d'évolution des tarifs de vente de l'électricité.

En l'absence de nouvel accord, l'exécution de certaines dispositions de ce contrat s'est poursuivie sur l'exercice 2014. Cependant, conformément aux dispositions de l'article 16 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, les actes par lesquels l'État fixe des missions de service public ne sont plus considérés comme des conventions au sens de l'article L. 225-38.

■ Accord entre EDF et AREVA sur le traitement-recyclage pour la période 2008 à 2012

En application de l'accord du 19 décembre 2008 fixant les principes régissant les contrats Aval du Cycle sur la période postérieure à 2007, EDF et AREVA ont signé le 12 juillet 2010 un « accord traitement-recyclage » qui (i) définit les principes d'une coopération industrielle jusqu'en 2040 pour le transport, le traitement et le recyclage des combustibles nucléaires usés issus des centrales nucléaires d'EDF en France et (ii) fixe les conditions d'application de ces principes sur la période 2008-2012. L'exécution de certaines dispositions du contrat d'application de la période 2008-2012 s'est poursuivie sur l'exercice 2014.

■ Autres conventions conclues avec le groupe AREVA

Trois conventions, portant sur l'exécution des prestations suivantes, ont été conclues avec le Groupe AREVA au cours de l'exercice 2007 :

- la construction de la chaudière nucléaire de la centrale EPR Flamanville 3 ;
- la maintenance et l'entretien des chaudières à réaliser dans le cadre de la troisième visite décennale des centrales nucléaires de palier 900 MW en France ;
- la réservation de pièces forgées pour la réalisation de réacteurs EPR à l'international.

Les montants engagés au titre de ces conventions et de leurs avenants s'élèvent respectivement à 1 465 millions d'euros (dont 267 millions d'euros comptabilisés en 2014), 122 millions d'euros (dont 8 millions d'euros comptabilisés en 2014) et 212 millions d'euros (aucun montant comptabilisé en 2014).

Paris - la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 11 février 2015

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA



Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés



Patrick E. Suissa

Rapport spécial des commissaires aux comptes sur un engagement réglementé visé à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce autorisé depuis la clôture

Aux actionnaires,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur un engagement réglementé visé à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce, qui a fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration en date du 8 avril 2015 et dont nous avons été avisés en application de l'article L. 225-40 du Code de commerce.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles de l'engagement dont nous avons été avisés depuis l'émission de notre rapport spécial sur les conventions et engagements réglementés établi en date du 11 février 2015, sans avoir à nous prononcer sur son utilité et son bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions et engagements. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attache à la conclusion de cet engagement en vue de son approbation.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Engagement réglementé visé à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce pris en faveur de Monsieur Jean-Bernard Lévy, en cas de cessation de son mandat de Président-directeur général de votre Société :

Sur décision de votre Conseil d'administration du 8 avril 2015 en application de l'article L. 225-42-1 du Code de commerce et sous réserve de l'approbation du Ministre chargé de l'économie, Monsieur Jean-Bernard Lévy bénéficiera, en cas de cessation de son mandat de Président-directeur général d'Electricité de France, d'une indemnité de rupture soumise aux conditions et modalités suivantes :

- Octroi de l'indemnité sur décision du Conseil d'administration et uniquement en cas de départ contraint (révocation sauf pour faute grave ou lourde) ;
- Montant initial de l'indemnité de rupture de 200 000 euros bruts après un an d'ancienneté à compter de la date de première nomination, soit le 23 novembre 2014, ensuite augmenté de 60 000 euros bruts par trimestre d'ancienneté supplémentaire, dans la limite du plafond d'un an de rémunération, celle-ci étant fixée à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2015 ;
- Critère de performance correspondant à l'atteinte de l'EBITDA (Excédent Brut d'Exploitation) Groupe budgété à hauteur de 80% au moins sur deux des trois derniers exercices écoulés au moment de la cessation des fonctions ; dans l'hypothèse où la cessation des fonctions interviendrait au cours de la deuxième année d'exercice du mandat, le Conseil appréciera l'atteinte de ce critère sur la base du dernier exercice écoulé ; dans l'hypothèse d'une cessation des fonctions au cours de la troisième année du mandat, l'atteinte du critère sera mesurée sur les deux derniers exercices écoulés.

Votre Conseil d'administration a conclu à la conformité de cette indemnité de rupture par rapport aux dispositions du Code de commerce et aux recommandations du code AFEP-MEDEF.

Paris La Défense et Neuilly-sur-Seine, le 8 avril 2015.

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA



Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés



Patrick E. Suissa

**RAPPORTS SPÉCIAUX DES COMMISSAIRES AUX COMPTES
SUR LES CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS RÉGLEMENTÉS**

Rapport spécial des commissaires aux comptes sur un engagement réglementé
visé à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce autorisé depuis la clôture

D

Comptes sociaux d'EDF et rapport des Commissaires aux comptes

États financiers

Comptes de résultat	489
Bilans	490
Tableaux de flux de trésorerie	492
Annexe aux comptes sociaux	495
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	538

Comptes de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2014	2013
CHIFFRE D'AFFAIRES ⁽¹⁾	4	41 717	43 423
Production stockée et immobilisée		820	814
Subventions d'exploitation	5	5 912	5 117
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	6	2 752	3 073
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	7	715	847
I TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION		51 916	53 274
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	8	31 930	34 089
Achats consommés de combustibles		3 173	4 298
Achats d'énergie		9 792	10 311
Achats de services et autres achats consommés de biens		18 965	19 480
Impôts, taxes et versements assimilés	9	2 615	2 518
Charges de personnel	10	6 604	6 457
Dotations d'exploitation		5 989	4 857
Dotations aux amortissements des immobilisations	11	3 149	2 723
Dotations aux provisions et dépréciations	12	2 840	2 134
Autres charges d'exploitation		905	944
II TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION		48 043	48 865
RÉSULTAT D'EXPLOITATION (I - II)		3 873	4 409
QUOTES-PARTS DE RÉSULTAT SUR OPÉRATIONS FAITES EN COMMUN (III)		7	3
RÉSULTAT FINANCIER (IV)	13	(3 096)	(890)
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS (I - II + III + IV)		784	3 522
V RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	14	1 442	164
VI IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES	15	577	748
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V - VI)		1 649	2 938

(1) Dont production en 2014 de biens à l'exportation pour 4 682 millions d'euros et de services à l'exportation pour 431 millions d'euros.

Bilans

ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2014			31/12/2013
		Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	Montants nets
Immobilisations incorporelles	16-17	1 387	610	777	713
Immobilisations corporelles du domaine propre	16-17	74 870	49 799	25 071	24 323
Immobilisations corporelles du domaine concédé	16-17	13 385	7 959	5 426	5 326
Immobilisations corporelles et incorporelles en cours	16-17	14 535	100	14 435	12 703
Participations et créances rattachées		56 627	171	56 456	59 541
Titres immobilisés		12 799	55	12 744	12 461
Prêts et autres immobilisations financières		8 229	–	8 229	7 665
Immobilisations financières	18	77 655	226	77 429	79 667
TOTAL I ACTIF IMMOBILISÉ		181 832	58 694	123 138	122 732
Stocks et en-cours	19	9 953	200	9 753	9 660
Avances et acomptes versés sur commande	20	1 136	2	1 134	1 055
Créances d'exploitation	20	19 402	397	19 005	17 528
Valeurs mobilières de placement	21	8 819	4	8 815	10 312
Instruments de trésorerie	20	3 913	–	3 913	1 627
Disponibilités	22	6 583	–	6 583	5 066
Charges constatées d'avance	20	1 294	–	1 294	1 295
TOTAL II ACTIF CIRCULANT		51 100	603	50 497	46 543
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		286	–	286	258
Primes de remboursement des emprunts (IV)		640	132	508	456
Écarts de conversion - Actif (V)	23	1 146	–	1 146	261
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV + V)		235 004	59 429	175 575	170 250

PASSIF

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	31/12/2014	31/12/2013
Capital		930	930
Primes d'émission et de fusion		7 205	7 205
Écarts de réévaluation		669	670
Réserves			
Réserve légale		93	92
Autres réserves		3 000	3 000
Report à nouveau		5 598	4 988
Résultat de l'exercice		1 649	2 938
Acomptes sur dividendes		(1 059)	(1 059)
Subventions d'investissement		174	178
Provisions réglementées		6 324	6 401
TOTAL CAPITAUX PROPRES	24	24 583	25 343
Autres fonds propres	25	10 688	6 120
Passifs spécifiques des concessions	26	2 045	2 016
TOTAL I FONDS PROPRES		37 316	33 479
Provisions pour risques	27	1 933	536
Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	28	34 060	32 658
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	29	589	572
Provisions pour avantages du personnel	30	10 795	10 691
Provisions pour autres charges	31	982	924
Provisions pour charges		46 426	44 845
TOTAL II PROVISIONS		48 359	45 381
Dettes financières	33	47 053	45 280
Avances et acomptes reçus	32	6 433	6 279
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	32	28 821	33 375
Instruments de trésorerie	32	3 337	1 973
Produits constatés d'avance	32	4 065	4 273
TOTAL III DETTES	32	89 709	91 180
Écarts de conversion - Passif (IV)	34	191	210
TOTAL GÉNÉRAL (I + II + III + IV)		175 575	170 250

Tableaux de flux de trésorerie

<i>(en millions d'euros)</i>	Notes	2014	2013
Opérations d'exploitation			
Résultat avant impôts sur les bénéfices		2 226	3 686
Amortissements et provisions		5 897	3 107
Plus ou moins values de cessions		(1 092)	213
Produits et charges financiers		102	(623)
Variation du besoin en fonds de roulement		(1 127)	(528)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		6 006	5 855
Frais financiers nets décaissés y compris dividendes reçus		(187)	1 074
Impôts sur le résultat payés		(2 219)	(1 727)
(A) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		3 600	5 202
Opérations d'investissement			
Investissements corporels et incorporels		(5 832)	(5 656)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		13	15
Variations d'actifs financiers		5 249	(203)
(B) Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(570)	(5 844)
Opérations de financement			
Émissions d'emprunts et conventions de placements		7 109	3 288
Remboursements d'emprunts et conventions de placements		(7 247)	(6 296)
Dividendes versés		(2 327)	(2 145)
Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	25	3 973	6 135
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession		7	12
Subventions d'investissement reçues		5	1
(C) Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		1 520	995
(A) + (B) + (C) Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		4 550	353
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE *	22	(3 310)	(3 699)
Incidence des variations de change		(57)	5
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie		43	31
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE *	22	1 226	(3 310)

* Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les titres de créances négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie à l'ouverture et à la clôture avec les postes de bilan est présentée dans la note 22.

Sommaire

Annexe aux comptes sociaux

Note 1	Principes et méthodes comptables	495	Note 13	Résultat financier	507
1.1	Référentiel comptable	495	Note 14	Résultat exceptionnel	507
1.2	Jugements et estimations de la Direction	495	Note 15	Impôts sur les bénéfices	508
1.3	Chiffre d'affaires	495	15.1	Groupe fiscal	508
1.4	Immobilisations incorporelles	496	15.2	Impôt sur les sociétés	508
1.5	Immobilisations corporelles	496	15.3	Crédit Impôt Compétitivité Emploi (CICE)	508
1.6	Dépréciation des actifs à long terme	497	15.4	Situation fiscale différée ou latente	508
1.7	Immobilisations financières	497			
1.8	Stocks et en-cours	498	BILAN		509
1.9	Créances d'exploitation et trésorerie	498	Note 16	Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles	509
1.10	Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts	498	Note 17	Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles	510
1.11	Écarts de conversion	498	Note 18	Immobilisations financières	511
1.12	Provisions réglementées	498	18.1	Variations des immobilisations financières	511
1.13	Autres fonds propres	498	18.2	Filiales et participations détenues à plus de 50 %	512
1.14	Passifs spécifiques des concessions	499	18.3	Filiales et participations détenues à moins de 50 %	513
1.15	Provisions hors avantages du personnel	499	18.4	Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)	513
1.16	Avantages du personnel	500	18.5	Variations des actions propres	513
1.17	Instruments dérivés	501	18.6	Créances de l'actif immobilisé	514
1.18	Contrats de matières premières	501	Note 19	Stocks et en-cours	514
1.19	Environnement	501	Note 20	Créances de l'actif circulant	514
Note 2	Opérations et événements majeurs de l'exercice	502	Note 21	Valeurs mobilières de placement	515
2.1	Dalkia	502	Note 22	Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie	515
2.2	Transalpina di Energia SpA et Wagram 4	502	Note 23	Écarts de conversion-Actif	516
2.3	Émission de titres subordonnés à durée indéterminée	502	Note 24	Variations des capitaux propres	516
2.4	Accord entre EDF et Exeltium	502	24.1	Capital social	516
Note 3	Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes	503	24.2	Distributions de dividendes	516
3.1	Tarifs réglementés	503	Note 25	Autres fonds propres	517
3.2	Loi NOME et ARENH	503	Note 26	Passifs spécifiques des concessions	517
3.3	Projet de loi sur la transition énergétique	503	Note 27	Provisions pour risques	517
3.4	Réforme des retraites – Loi du 20 janvier 2014	503	Note 28	Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	518
			28.1	Provisions pour gestion du combustible utilisé	518
COMPTE DE RÉSULTAT		504	28.2	Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	518
Note 4	Chiffre d'affaires	504	28.3	Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	519
Note 5	Subventions d'exploitation	504	28.4	Provisions pour derniers cœurs	521
Note 6	Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation	504	28.5	Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité	521
Note 7	Autres produits d'exploitation et transferts de charges	505	Note 29	Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	522
Note 8	Consommations de l'exercice en provenance de tiers	505			
Note 9	Impôts, taxes et versements assimilés	505			
Note 10	Charges de personnel	505			
Note 11	Dotations aux amortissements	506			
Note 12	Dotations aux provisions et dépréciations	506			

Note 30	Provisions pour avantages du personnel	522	Note 36	Autres engagements et opérations hors bilan	530
30.1	Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi	523	36.1	Engagements donnés	531
30.2	Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité	524	36.2	Engagements reçus	531
30.3	Actifs de couverture	525	36.3	Autres natures d'engagements	532
30.4	Hypothèses actuarielles	525	Note 37	Passifs éventuels	532
Note 31	Provisions pour autres charges	525	Note 38	Actifs dédiés	533
Note 32	Dettes	526	38.1	Réglementation	533
Note 33	Dettes financières	527	38.2	Composition et évaluation des actifs dédiés	533
33.1	Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture	528	38.3	Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme	534
33.2	Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture	528	Note 39	Informations concernant les entreprises et parties liées	535
Note 34	Écart de conversion - Passif	528	39.1	Relations avec les filiales	535
AUTRES INFORMATIONS	529		39.2	Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État	535
Note 35	Instruments financiers	529	Note 40	Environnement	536
35.1	Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt	529	40.1	Droits d'émission de gaz à effet de serre	536
35.2	Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice	530	40.2	Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)	536
35.3	Juste valeur des instruments financiers dérivés	530	Note 41	Rémunération des mandataires sociaux	537
			Note 42	Événements postérieurs à la clôture	537

Annexe aux comptes sociaux

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF, est une société anonyme qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'Outre-Mer.

➤ Note 1 Principes et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le Plan comptable général tel que présenté par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des Normes Comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au plan comptable général, abrogeant le règlement n° 99-03 du Comité de la réglementation comptable du 29 avril 1999 relatif aux comptes annuels.

La recommandation ANC n° 2013-02 du 7 novembre 2013 relative aux règles d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite s'applique pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2014. Aucun changement n'est mis en œuvre dans les comptes d'EDF au titre de cette recommandation.

Ainsi, les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées sont identiques à celles utilisées dans les comptes annuels au 31 décembre 2013.

1.2 Jugements et estimations de la Direction

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers d'EDF pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Au cas particulier des durées d'amortissement, la stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc de centrales nucléaires françaises au-delà de sa durée actuelle d'amortissement comptable de 40 ans dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, EDF prépare la prolongation de la durée d'exploitation de ses centrales et engage désormais les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de « grand carénage ». La mise en adéquation de la durée d'amortissement du parc nucléaire avec la stratégie industrielle rappelée précédemment sera retranscrite dans les comptes d'EDF dès que toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires seront réunies.

Les autres principales méthodes comptables sensibles au titre desquelles EDF a recours à des estimations et jugements sont décrites ci-après.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs d'EDF.

1.2.1 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme ainsi qu'aux échéanciers de décaissements. Une réestimation est effectuée à chaque arrêté des

comptes afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF. Si ces réestimations conduisaient à constater des écarts significatifs, elles pourraient justifier la révision des montants provisionnés.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité sont présentées en note 28.5.

1.2.2 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages postérieurs à l'emploi et à long terme repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2014 sont détaillées en note 30.4. Ces hypothèses sont mises à jour annuellement. EDF estime que les hypothèses actuarielles retenues au 31 décembre 2014 sont appropriées et justifiées. Des modifications de ces hypothèses dans le futur pourraient cependant avoir un impact significatif sur le montant des engagements ainsi que sur le résultat d'EDF.

1.2.3 Énergie en compteurs et acheminement associé

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.3 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement par des produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activité de négoce) et des prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale ERDF et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF.

EDF constate les ventes quand :

- une relation contractuelle est avérée ;
- la livraison a eu lieu (ou la prestation de service est achevée) ;
- le prix est fixé ou déterminable ; et
- le caractère recouvrable des créances est probable.

La livraison a lieu quand les risques et avantages associés à la propriété sont transférés à l'acheteur.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

1.4 Immobilisations incorporelles

1.4.1 Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les dépenses concourant au développement d'un projet sont comptabilisées en immobilisations incorporelles lorsque l'entreprise peut démontrer :

- la faisabilité technique nécessaire à l'achèvement de l'immobilisation incorporelle en vue de sa mise en service ou de sa vente ;
- son intention d'achever l'immobilisation incorporelle et de l'utiliser ou de la vendre ;
- sa capacité à utiliser ou à vendre l'immobilisation incorporelle ;
- la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs probables ;
- la disponibilité de ressources (techniques, financières et autres) appropriées pour achever le développement et utiliser ou vendre l'immobilisation incorporelle ; et
- sa capacité à évaluer de façon fiable les dépenses attribuables à l'immobilisation incorporelle au cours de son développement.

Les dépenses de développement portées à l'actif sont amorties linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible.

1.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles sont principalement constituées de logiciels, de droits au bail et de réservations de capacités de stockage.

Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, que ces immobilisations soient générées en interne ou acquises.

1.5 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

1.5.1 Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production.

La valeur d'entrée à l'actif est égale au coût réel d'achat ou à un coût de production qui comprend, outre les facturations de tiers, les moyens propres engagés directement par l'entreprise.

Le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Le coût des immobilisations comprend également les coûts de déconstruction des installations de production et, pour les installations nucléaires, le coût du dernier cœur. Ces actifs sont comptabilisés en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. À la date de mise en service, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 1.15). Ils sont amortis selon la durée de vie et le mode d'amortissement des installations auxquelles ils sont associés. Aucun actif n'a été comptabilisé lorsque l'obligation est rattachée à une installation totalement amortie.

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu a été comptabilisé à l'actif en produit à recevoir, et la différence entre la provision et le produit à recevoir est enregistrée en Immobilisations corporelles. Par la suite, les versements du partenaire viennent minorer le produit à recevoir.

Ainsi, sont inclus dans la valeur des immobilisations :

- le coût actualisé de la déconstruction des installations ; et
- pour les installations nucléaires, le coût actualisé du dernier cœur de combustible, comprenant :
 - le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires,
 - le coût du traitement de ce combustible, et
 - le coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes de cet actif, ils donnent lieu à l'identification d'un composant qui est amorti sur une durée qui lui est propre. Sont notamment concernés les coûts d'inspections majeures qui sont amortis sur une durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction ainsi que les dépenses de pré-exploitation sont comptabilisés en charges.

1.5.2 Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- | | |
|--|-------------|
| ■ barrages hydroélectriques | 75 ans |
| ■ matériel électromécanique des usines hydroélectriques | 50 ans |
| ■ centrales thermiques à flamme | 25 à 45 ans |
| ■ installations de production nucléaire | 40 ans |
| ■ installations de distribution (lignes, postes de transformation) | 20 à 45 ans |

1.5.3 Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions de service public :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions de forces hydrauliques, dont le concédant est l'État.

1.5.3.1 Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession qui relèvent généralement d'un cahier des charges type des concessions de 1992 (mis à jour en 2007) négocié avec la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), et approuvé par les pouvoirs publics.

Le traitement comptable des concessions repose sur le guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du plan comptable général.

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan quelle que soit l'origine du financement pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

1.5.3.2 Concessions de forces hydrauliques

Les contrats de concession de forces hydrauliques relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret.

Les immobilisations affectées au service de la concession comprennent les ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les concessions renouvelées récemment, les ouvrages de production et d'évacuation d'électricité (alternateurs...). Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition. Ils sont amortis sur leur durée d'utilité, qui correspond en général à la durée des concessions.

Les immobilisations concédées donnent lieu à un complément d'amortissement de caducité qui vient compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

1.6 Dépréciation des actifs à long terme

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus pour ces besoins s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont établis sur la base des plans à moyen terme de trois ans et des hypothèses validés par la Direction.

1.7 Immobilisations financières

1.7.1 Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « premier entré, premier sorti ».

Selon les dispositions de l'avis n° 2007-C du 15 juin 2007 du Comité d'urgence, les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

La valeur d'utilité des titres cotés des entités non consolidées est déterminée sur la base du cours de bourse.

Pour les titres non cotés et les titres cotés des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée à partir des capitaux propres ou des actifs nets consolidés corrigés prenant en compte, le cas échéant, des éléments d'évaluation à dire d'experts et des informations connues depuis la clôture du dernier exercice.

1.7.2 Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF a constitué deux portefeuilles de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) :

- le premier est composé d'actifs financiers dédiés, destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés, constitués par EDF pour son usage exclusif ;
- le second est constitué de titres acquis pour en retirer, à plus ou moins longue échéance, une rentabilité satisfaisante et sans intervenir dans la gestion des sociétés dont les titres sont détenus.

Par ailleurs, sont également classées en titres immobilisés les actions propres achetées dans le cadre de la couverture d'obligations liées à des titres de créance donnant accès au capital, d'un contrat de liquidité conclu avec un prestataire de services d'investissement, d'une opération de croissance externe ou d'une réduction de capital.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. En application de l'article 213-8 du règlement n° 2014-03 de l'Autorité des normes comptables relatif au Plan comptable général, les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charge, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

1.7.3 Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amené à accorder des prêts en devises à ses filiales. Afin de réduire son exposition au risque de change, le Groupe finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change.

1.8 Stocks et en-cours

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main-d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production. Les consommations de stock sont valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré sauf celles des droits d'émissions de gaz à effet de serre, qui sont valorisées en appliquant la méthode du « premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

1.8.1 Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ; et
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main-d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Du fait de la prise en compte de la notion de « combustible engagé » définie par l'arrêté du 21 mars 2007, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

1.8.2 Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans ces comptes de stocks :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les droits d'émission de gaz à effet de serre acquis pour le cycle de production (voir note 1.19.1) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent du taux de rotation de ces pièces.

1.9 Créances d'exploitation et trésorerie

1.9.1 Créances d'exploitation

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire, reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances,

le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou à partir de méthodes statistiques tirées de l'expérience, sachant qu'EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par ERDF.

1.9.2 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus-values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode « premier entré, premier sorti ».

1.10 Frais d'émission et primes de remboursement des emprunts

Les primes de remboursement sont amorties linéairement sur la durée de chaque emprunt (ou de chaque tranche d'emprunt en cas d'emprunt multi-échéances).

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

1.11 Écarts de conversion

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours du change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises non couverts pour leur risque de change sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Les écarts de conversion sur les *swaps* adossés aux emprunts sont enregistrés sous cette rubrique en contrepartie du poste « Instruments de trésorerie ».

1.12 Provisions réglementées

Sont notamment enregistrés sous cette rubrique les amortissements dérogatoires au titre :

- des amortissements des installations de production et de distribution ;
- des amortissements exceptionnels des installations de désulfuration des cheminées des centrales thermiques à flamme et des logiciels créés par la société.

1.13 Autres fonds propres

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des experts-comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en « Autres fonds propres », leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et primes liés à l'émission sont amortis par résultat.

La rémunération sous forme d'intérêts est enregistrée en résultat financier.

1.14 Passifs spécifiques des concessions

Ces passifs sont relatifs aux concessions de distribution publique d'électricité de SEI et aux concessions de forces hydrauliques.

1.14.1 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique de SEI

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, sont décomposés au passif du bilan en :

- droits sur les biens existants : ils correspondent au droit au retour gratuit de l'ensemble des ouvrages au bénéfice du concédant. Ce droit est constitué par la contre-valeur en nature des ouvrages – valeur nette comptable des biens mis en concession – déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- droits sur les biens à renouveler : ils correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler. Ces passifs non financiers recouvrent :
 - l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant,
 - la provision pour renouvellement constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droits du concédant sur les biens existants.

1.14.2 Passifs spécifiques des concessions de forces hydrauliques

Ces passifs sont constitués :

- de la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- des écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1^{er} janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1^{er} janvier 1977 ; et
- depuis le 1^{er} janvier 2009 (mise en œuvre du décret d'application n° 2008-1009 du 26 septembre 2008), d'un amortissement de caducité pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession, complétant l'amortissement industriel et calculé sur une assiette correspondant à la valeur nette comptable des biens en fin de concession pour la quote-part financée par le concessionnaire.

Dans le prolongement des modifications apportées au traitement comptable des concessions de forces hydrauliques au 1^{er} janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 est transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

1.15 Provisions hors avantages du personnel

Une provision est comptabilisée si les trois conditions suivantes sont remplies :

- EDF a une obligation actuelle (juridique ou implicite) vis-à-vis d'un tiers qui résulte d'un événement passé, antérieur à la date de clôture ;
- il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation ;
- le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions similaires, et, dans certains cas, sur la base de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les charges correspondantes sont évaluées aux conditions économiques de fin d'année. Ces montants, répartis selon un échéancier prévisionnel de décaissements, sont évalués en euros de l'année de décaissement par application d'un taux d'inflation prévisionnel à long terme. Pour l'évaluation des provisions, ces montants sont actualisés par l'application d'un taux d'actualisation nominal.

Les provisions constituées pour dépenses d'aval du cycle nucléaire, pour charges liées à la déconstruction des centrales et aux derniers cœurs, pour contrats déficitaires, sont estimées en fonction des flux de trésorerie futurs actualisés.

Le taux d'inflation et le taux d'actualisation sont déterminés à partir des paramètres économiques et réglementaires de la France, et en tenant compte du cycle long d'exploitation des actifs et de l'échéance des engagements. L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la quasi-certitude de le recevoir.

Dans certains cas exceptionnels, il se peut qu'une provision ne puisse être comptabilisée par manque d'estimation fiable. Cette obligation est alors indiquée en annexe en tant que passif éventuel, à moins que la probabilité de sortie de ressources ne soit faible.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif (déconstruction des centrales en exploitation, gestion à long terme des déchets radioactifs issus de cette déconstruction et derniers cœurs) conformément à l'avis n° 2005-H du 6 décembre 2005 du Comité d'urgence relatif à la comptabilisation des coûts de démantèlement, d'enlèvement et de remise en état de site dans les comptes individuels, repris à l'article 213-8 du règlement n° 2014-03 de l'ANC relatif au plan comptable général ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

1.15.1 Provisions liées à la production nucléaire

Ces provisions sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion du combustible usé et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées pour l'ensemble du combustible. La provision porte sur la totalité du combustible engagé dans les réacteurs, quel que soit son degré d'irradiation ; la provision couvre également les charges de gestion des déchets radioactifs issus de la déconstruction des centrales nucléaires ;

- les charges liées à la déconstruction des centrales et les pertes relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provision pour derniers cœurs).

1.15.2 Autres provisions

Elles concernent notamment :

- des contrats pluriannuels d'achat et de vente d'énergie :
 - les pertes sur contrats d'achat d'énergie sont évaluées en comparant le coût d'achat défini par les conditions contractuelles au prix de marché prévisionnel,
 - les pertes sur contrats de vente d'énergie sont évaluées en comparant les recettes estimées selon les conditions contractuelles au coût de l'énergie à livrer ;
- les pertes latentes de change ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques et hydrauliques ;
- les dépenses de renouvellement des immobilisations en concessions relatives à la distribution.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision pourrait ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer à l'entreprise un préjudice sérieux.

1.16 Avantages du personnel

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries électriques et gazières (IEG), les agents d'EDF bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière...) ainsi que d'avantages à long terme (médailles du travail...).

1.16.1 Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

En application de l'avis n° 2000-A du Comité d'urgence du CNC publié le 6 juillet 2000 et repris à l'article 324-1 du règlement n° 2014-03 de l'ANC relatif au Plan comptable général, EDF a opté au 1^{er} janvier 2005, pour la comptabilisation des avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes, conformément à l'article 324-1 du règlement n° 2014-03 de l'ANC :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;

- le taux d'actualisation, fonction de la durée des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une durée cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration de l'évaluation des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble du coût des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

1.16.2 Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accidents du travail et maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des Ministres chargés du Budget, de la Sécurité sociale et de l'Énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable au personnel) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre des retraites comprennent :

- les droits spécifiques des agents des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les agents à compter du 1^{er} janvier 2005 pour les activités régulées (distribution), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

Par ailleurs, en complément des retraites, d'autres avantages sont consentis aux inactifs des IEG. Ils se détaillent comme suit :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les agents inactifs bénéficient des mêmes avantages en nature que les agents actifs. Dans ce cadre, comme les agents actifs, ils disposent de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux agents d'EDF et de GDF Suez correspond à la valeur actuelle probable des KWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec GDF Suez ;
- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux agents qui deviennent bénéficiaires d'une pension statutaire de vieillesse ou aux ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de secours immédiat : elles ont pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un agent statutaire en inactivité ou en invalidité (article 26 - § 5 du statut national). Elles sont versées aux ayants droit prioritaires des agents décédés (indemnité statutaire correspondant à 3 mois de pension) ou à un tiers ayant assumé les frais d'obsèques (indemnité bénévole correspondant aux frais d'obsèques) ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les agents pouvant prétendre à une pension statutaire de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ en inactivité, bénéficient, au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels ;
- les autres avantages comprennent l'aide aux frais d'études, le compte épargne jours retraite ainsi que le régime de retraite du personnel détaché hors de sociétés relevant des IEG.

1.16.3 Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. À l'instar des salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

1.17 Instruments dérivés

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés court terme et long terme sont constitués de dérivés de taux ou de change.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change et la charge ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente de change non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les instruments dérivés négociés sur un marché de gré à gré, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

1.18 Contrats de matières premières

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, selon la nature des éléments couverts.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

1.19 Environnement

1.19.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

L'entrée dans la troisième phase du protocole de Kyoto, depuis le 1^{er} janvier 2013, a modifié les modalités d'attribution des droits d'émission de gaz à effet de serre, entraînant en France la suppression de l'allocation gratuite des droits d'émission aux entreprises de production d'électricité.

EDF applique les modalités de comptabilisation des droits d'émission conformément au règlement n° 2012-04 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des normes comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du règlement n° 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des droits d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques, coexistants chez EDF, sont développés.

Les droits d'émission détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en stocks à leur coût d'acquisition. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur actuelle des droits d'émission est inférieure à la valeur comptable.

Les droits d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « premier entré, premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué :

- un actif (stock) est comptabilisé si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de droits d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux droits d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ;
- un passif (dette) est enregistré dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les droits d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transferts de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

1.19.2 Certificats d'économies d'énergie

En application de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique et instaurant un système de Certificats d'Économies d'Énergie (CEE) concernant les personnes morales qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et de l'avis n° 2006-D du 4 octobre 2006 du Comité d'urgence du Conseil national de la comptabilité précisant le traitement comptable en normes françaises, EDF prend en considération dans ses comptes la gestion des certificats d'économies d'énergie.

Les dépenses réalisées afin de satisfaire l'obligation cumulée relative aux économies d'énergie sont comptabilisées en :

- immobilisations corporelles si les actions réalisées par l'entité portent sur son patrimoine et que les conditions d'inscription à l'actif sont remplies ;
- charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues si les conditions d'activation des dépenses ne sont pas remplies ou si les actions sont réalisées en vue d'inciter les tiers à réaliser des économies d'énergie.

Dans le cadre général du dispositif des certificats d'économies d'énergie :

- les certificats obtenus auprès de l'État suite aux actions réalisées ne font pas l'objet d'un enregistrement en comptabilité ;
- les acquisitions de certificats d'économies d'énergie sont enregistrées en :
 - charges si ces acquisitions sont destinées à satisfaire l'obligation,
 - immobilisations incorporelles si ces certificats sont acquis en vue de leur vente (du fait de l'absence de marché actif).

En outre, les certificats acquis, obtenus ou à recevoir par l'État sont enregistrés au sein d'une comptabilité matière tenue hors bilan.

➤ Note 2 Opérations et événements majeurs de l'exercice

Les principaux événements et opérations survenus au cours de l'exercice 2014 ayant ou pouvant avoir un impact significatif sur les comptes sont décrits ci-dessous :

2.1 Dalkia

EDF et Veolia Environnement (VE) ont annoncé le 25 mars 2014 la finalisation des discussions initiées en octobre 2013 et la signature d'un accord au sujet de leur filiale commune Dalkia. Aux termes de cet accord, le groupe EDF a repris l'intégralité des activités du groupe Dalkia en France (y compris Citelum), tandis que les activités de Dalkia International ont été reprises par VE.

Suite à l'autorisation par la Commission européenne et la levée des autres conditions suspensives, EDF a finalisé le 25 juillet 2014 l'opération avec VE sur la base des termes de l'accord du 25 mars 2014.

EDF a cédé l'intégralité des titres Dalkia Holding et Dalkia International à VE pour un montant total de 1 776 millions d'euros. Une plus-value de cession de 454 millions d'euros a été comptabilisée dans le résultat exceptionnel. La prise de contrôle exclusif des activités de Dalkia en France étant intervenue concomitamment, EDF a acquis l'intégralité des titres Dalkia pour un montant de 967 millions d'euros.

2.2 Transalpina di Energia SpA et Wagram 4

Dans le cadre de la réorganisation des filiales italiennes du groupe EDF au cours du premier semestre 2014, Wagram 4, filiale à 100 % d'EDF, a fusionné avec sa filiale à 100 % TdE SRL, détentrice des titres Edison. À l'issue de cette fusion par absorption de TdE par Wagram 4, la nouvelle dénomination sociale de Wagram 4 est Transalpina di Energia SpA (TdE SpA). Le 1^{er} juillet 2014, EDF a cédé les titres de TdE SpA à EDF International à leur valeur nette comptable, soit 4 273 millions d'euros.

2.3 Émission de titres subordonnés à durée indéterminée

EDF a lancé le 15 janvier 2014 l'émission en plusieurs tranches de titres subordonnés à durée indéterminée en euros, dollars américains et livres sterling (émission « hybride ») :

- 1 500 millions de dollars américains avec un coupon de 5,625 % et une option de remboursement à 10 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 4,125 % et une option de remboursement à 8 ans ;
- 1 000 millions d'euros avec un coupon de 5 % et une option de remboursement à 12 ans ;
- 750 millions de livres sterling avec un coupon de 5,875 % et une option de remboursement à 15 ans.

Du fait de ses caractéristiques (voir note 1.13), cette émission est comptabilisée en « Autres fonds propres » à compter de la réception des fonds pour un montant de 3 973 millions d'euros (net de la prime de remboursement).

Cette émission constitue la deuxième phase du programme de financement lancé en janvier 2013 pour constituer à terme un montant de titres subordonnés cohérent au regard du portefeuille d'actifs industriels en développement.

2.4 Accord entre EDF et Exeltium

Le 27 octobre 2014, le consortium Exeltium et EDF ont conclu un accord pour aménager le contrat de fourniture d'électricité d'Exeltium et redonner ainsi de la compétitivité aux entreprises électro-intensives concernées, suite à la baisse forte et inattendue des prix de marché.

Ce protocole prévoit dans un premier temps une baisse du prix payé au fil des livraisons puis, dans un deuxième temps, une évolution de ce prix en fonction de celle du prix de marché de l'électricité. L'ensemble du mécanisme rend ainsi le contrat plus flexible tout en préservant son équilibre économique global.

Les autres paramètres contractuels (volumes livrés, options de sortie, partage du risque industriel) n'ont pas été modifiés. Le principe du contrat, validé dès l'origine par la Commission européenne, reste inchangé : offrir une visibilité à long terme aux entreprises réunies dans le consortium, avec un prix compétitif sur l'ensemble de la période, tout en permettant à EDF de partager une partie de ses coûts de production dans la durée.

➤ Note 3 Évolutions réglementaires survenues au cours de l'exercice ayant un impact sur les comptes

3.1 Tarifs réglementés

3.1.1 Annulation des tarifs réglementés de vente par le Conseil d'État

Par décision du 11 avril 2014, le Conseil d'État a annulé partiellement les tarifs réglementés de vente de l'électricité pour la période du 23 juillet 2012 au 31 juillet 2013 suite à un recours en annulation exercé par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Il a en effet jugé que le niveau de la hausse des tarifs jaune et bleu pour la période, limitée à 2 % par l'arrêté ministériel du 20 juillet 2012, était insuffisant, d'une part, pour couvrir les coûts de production d'électricité d'EDF et, d'autre part, compte tenu de l'objectif d'assurer la convergence tarifaire voulue par le législateur avec les coûts de fourniture de l'électricité distribuée à un tarif de marché d'ici le 31 décembre 2015. La publication au *Journal officiel* du rectificatif tarifaire 2012 a eu lieu le 31 juillet 2014.

Sur la base de ce rectificatif, un complément de chiffre d'affaires de 908 millions d'euros a été comptabilisé en 2014. Après prise en compte de divers coûts afférents à ce rattrapage tarifaire, l'impact sur le résultat d'exploitation de l'exercice 2014 s'élève à 731 millions d'euros.

3.1.2 Tarifs régulés de vente d'électricité

L'arrêté tarifaire du 26 juillet 2013 prévoyait une hausse hors taxes des tarifs réglementés de vente de 5 % en moyenne pour les Tarifs Bleus, à compter du 1^{er} août 2014. Le 4 juillet 2014, le gouvernement a annoncé l'annulation de cette hausse et a publié un arrêté en ce sens.

Par la suite, le gouvernement a décidé de modifier le décret n° 2009-975 du 12 août 2009 de manière à mettre en place, sans attendre le 31 décembre 2015, une méthode de construction des tarifs réglementés de vente de l'électricité par empilement, en fonction de l'addition du prix d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale. Ce nouveau décret a été publié le 28 octobre 2014. Sur cette base, un arrêté a fixé les nouvelles grilles tarifaires à compter du 1^{er} novembre 2014. Les hausses tarifaires ont été effectivement inférieures aux 5 % annoncés en 2013. Elles ont été en moyenne de 2,5 % pour le Tarif Bleu résidentiel, 3,7 % pour le Tarif Vert, 2,5 % pour le Tarif Jaune. Le Tarif Bleu non résidentiel a baissé en moyenne de 0,7 %.

3.2 Loi NOME et ARENH

Les livraisons d'électricité dans le cadre de l'accès régulé au nucléaire historique allouées aux concurrents d'EDF ont représenté 71,3 TWh pour l'année 2014, dont 36,8 TWh pour le premier semestre. Le volume annuel d'ARENH ne peut excéder 100 TWh, augmenté progressivement depuis le 1^{er} janvier 2014 des quantités cédées aux gestionnaires de réseau en compensation de leurs pertes selon un échéancier fixé par arrêté. Les demandes d'ARENH effectuées par les différents fournisseurs en novembre 2014 pour le premier semestre 2015 (15,8 TWh) sont en forte baisse par rapport au premier semestre 2014, principalement du fait de la baisse des prix du marché de gros qui devient une source d'approvisionnement plus attractive.

Le prix de l'ARENH, fixé depuis le 1^{er} janvier 2012 à 42 €/MWh, devra être représentatif des conditions économiques de la production du parc nucléaire existant. Le projet de décret précisant la méthode d'évaluation des coûts

constitutifs de l'ARENH a été étudié par le Conseil Supérieur de l'Énergie (CSE) le 19 juin 2014, par l'Autorité de la concurrence et par la CRE. Il est en cours d'examen par la Commission européenne qui doit donner son accord sur la formule de prix. Le gouvernement a annoncé que cette formule s'appliquerait à compter du 1^{er} juillet 2015. Le 15 octobre 2014, la CRE a estimé dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité et sur la base des informations dont elle disposait à cette date, que l'application de cette formule conduirait à une hausse de l'ordre de 2 €/MWh en 2015.

3.3 Projet de loi sur la transition énergétique

Le 14 octobre 2014, l'Assemblée nationale a adopté en première lecture le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte, dans lequel sont fixés des objectifs à moyen et long terme.

Les principaux objectifs concernent la réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport au niveau de 1990 et leur division par quatre d'ici 2050, ainsi que la division par deux de la consommation énergétique finale d'ici 2050 avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.

Le projet de loi prévoit également l'évolution du mix énergétique français avec la diminution du nucléaire de 75 % à 50 % à l'horizon 2025, la réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à 2012 et la montée à 32 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale à horizon 2030.

En ce qui concerne le nucléaire, le texte plafonne la capacité totale de production à 63,2 GW, ce qui correspond à la capacité de production du parc actuellement en exploitation.

Le projet de loi introduit par ailleurs une nouvelle gouvernance des politiques climatique et énergétique. Il prévoit notamment l'élaboration par EDF d'un plan stratégique d'entreprise, qui devrait être compatible avec la programmation pluriannuelle de l'énergie et donnerait au Commissaire du Gouvernement le pouvoir de s'opposer aux décisions d'investissements incompatibles avec ce plan stratégique.

Parmi les autres enjeux du texte figurent la réforme du mode de soutien aux énergies renouvelables ainsi que la réforme de la gouvernance de la CSPE.

Le processus législatif se poursuit avec l'examen du texte par le Sénat début 2015.

3.4 Réforme des retraites – Loi du 20 janvier 2014

La loi n° 2014-40 du 20 janvier 2014 est venue modifier la réglementation des régimes de retraites en France. Les deux mesures principales qu'elle met en œuvre ont vocation à s'appliquer au régime spécial des IEG. Ainsi, la durée de cotisation nécessaire pour obtenir une retraite à taux plein sera progressivement allongée jusqu'à atteindre 43 ans à compter de la génération 1973. Cette mesure prévue par la loi pour le régime général et le régime de la fonction publique a été transposée au régime des IEG par le décret n° 2014-698 du 25 juin 2014. De même, la date de revalorisation annuelle des pensions est reportée à compter de l'exercice 2014 du 1^{er} avril au 1^{er} octobre.

Le projet de loi ayant été adopté définitivement par le Parlement le 18 décembre 2013, ses dispositions avaient été prises en compte dans l'évaluation des engagements d'EDF dès le 31 décembre 2013.

Compte de résultat

➤ Note 4 Chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Ventes d'énergie ⁽¹⁾	39 616	41 234
Ventes de services et divers	2 101	2 189
CHIFFRE D'AFFAIRES	41 717	43 423

(1) Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.

L'évolution du chiffre d'affaires observée en 2014 est principalement liée à une baisse des volumes vendus en raison d'un effet climatique défavorable, en partie compensée par les augmentations tarifaires de 3,6 % en août 2013

et 2,3 % en novembre 2014. Les ventes d'énergie de l'exercice 2014 intègrent les effets du rattrapage tarifaire pour 908 millions d'euros (voir note 3.1).

➤ Note 5 Subventions d'exploitation

(en millions d'euros)	2014	2013
SUBVENTIONS D'EXPLOITATION REÇUES	5 912	5 117

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre de la CSPE, qui se traduit dans les comptes par un produit de 5 888 millions d'euros en 2014 (5 103 millions d'euros en 2013). L'évolution s'explique principalement par la baisse des

prix de marché de l'électricité et l'augmentation des volumes d'achats d'énergie photovoltaïque, qui a pour effet d'augmenter la subvention à recevoir relative aux obligations d'achat en métropole, et par la hausse des volumes d'achats d'énergie dans les zones non interconnectées.

➤ Note 6 Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions d'exploitation

(en millions d'euros)	2014	2013
Reprises sur provisions pour risques	100	227
Pensions et obligations assimilées ⁽¹⁾	1 127	1 407
Gestion du combustible nucléaire usé	648	637
Gestion à long terme des déchets radioactifs	240	137
Déconstruction des centrales nucléaires	164	171
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	36	37
Autres provisions pour charges	170	188
Reprises sur provisions pour charges	2 385	2 577
Reprises sur dépréciations	267	269
TOTAL REPRISSES SUR AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS D'EXPLOITATION	2 752	3 073

(1) En 2013, dont 393 millions d'euros liés à la réforme des retraites (voir note 3.4).

➤ Note 7 Autres produits d'exploitation et transferts de charges

(en millions d'euros)	2014	2013
Autres produits d'exploitation	585	719
Transferts de charges	130	128
TOTAL	715	847

➤ Note 8 Consommations de l'exercice en provenance de tiers

(en millions d'euros)	2014	2013
Achats consommés de combustibles ⁽¹⁾	3 173	4 298
Achats d'énergie ⁽²⁾	9 792	10 311
Achats de services et autres achats consommés de biens ⁽³⁾	18 965	19 480
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	31 930	34 089

(1) Les achats consommés de combustibles comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fissiles, charbon, fioul, gaz) ainsi que les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire. Ce poste comprend également les droits d'émissions de gaz à effet de serre consommés (voir note 1.19.1).

(2) Les obligations d'achats d'électricité sont incluses dans ces achats.

(3) Les achats de services comprennent les redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale ERDF.

➤ Note 9 Impôts, taxes et versements assimilés

Les différentes composantes constituant les impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2014	2013
Impôts et taxes sur rémunérations	162	157
Impôts et taxes liés à l'énergie	1 231	1 124
Contribution Économique Territoriale	516	530
Taxes foncières	382	374
Autres impôts et taxes	324	333
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	2 615	2 518

➤ Note 10 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2014	2013
Salaires et traitements	3 905	3 843
Charges sociales	2 699	2 614
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	6 604	6 457

L'augmentation des charges de personnel est principalement liée à l'évolution des effectifs et du Salaire National de Base.

	2014			2013
	Cadres	Non cadres	Total	Total
Statut IEG	29 340	36 360	65 700	64 374
Autres	257	4 196	4 453	4 269
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	29 597	40 556	70 153	68 643

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

En 2014, le périmètre des effectifs a été élargi (prise en compte des apprentis notamment). Les chiffres publiés au titre de 2013 correspondent à la moyenne annuelle des effectifs et ont été modifiés en conséquence.

➤ Note 11 Dotations aux amortissements

(en millions d'euros)	2014	2013
Sur immobilisations incorporelles	153	123
Sur immobilisations corporelles :		
■ du domaine propre	2 747	2 358
■ du domaine concédé ⁽¹⁾	218	207
Dotations aux amortissements des immobilisations	3 118	2 688
Autres dotations aux amortissements et charges à étaler	31	35
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	3 149	2 723

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions de forces hydrauliques.

➤ Note 12 Dotations aux provisions et dépréciations

(en millions d'euros)	2014	2013
Provisions pour risques⁽¹⁾	608	137
Pensions et obligations assimilées	733	810
Gestion du combustible nucléaire usé	457	417
Gestion à long terme des déchets radioactifs ⁽²⁾	29	228
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs ⁽³⁾	423	–
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	–	1
Autres provisions	166	222
Provisions pour charges	1 808	1 678
Dépréciations	424	319
TOTAL DOTATIONS AUX PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS	2 840	2 134

(1) La dotation porte principalement sur des contrats d'approvisionnement.

(2) En 2013, une dotation de 208 millions d'euros a été enregistrée afin de prendre en compte les nouveaux besoins de financement de l'ANDRA relatifs aux études sur le projet de stockage géologique.

(3) Une dotation de 388 millions d'euros relative à la déconstruction des centrales nucléaires définitivement à l'arrêt est comptabilisée en 2014 (voir note 28.3).

➤ Note 13 Résultat financier

(en millions d'euros)	2014	2013
Produits financiers de participations ⁽¹⁾	1 295	2 116
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé ⁽²⁾	370	377
Charges et produits d'intérêts et assimilés ⁽³⁾	(1 639)	(2 007)
Reprises sur dépréciations et transferts de charges ⁽⁴⁾	415	1 187
Résultat de change	(129)	137
■ Gains de change réalisés	2 160	1 835
■ Pertes de change réalisées	(2 289)	(1 698)
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement	51	(26)
■ Produits nets sur cessions des valeurs mobilières de placement	51	7
■ Pertes nettes sur cessions des valeurs mobilières de placement	–	(33)
Dotations financières aux amortissements et provisions ⁽⁵⁾	(3 459)	(2 674)
RÉSULTAT FINANCIER	(3 096)	(890)

(1) La variation des dividendes reçus concerne principalement :

- ERDF (427 millions d'euros en 2014 et 535 millions d'euros en 2013) ;
- EDF International (202 millions d'euros en 2014 et 394 millions d'euros en 2013) ;
- C3, holding détenant EDF Investissements Groupe (129 millions d'euros en 2014 et 514 millions d'euros en 2013) ;
- EDEV (58 millions d'euros en 2014 et 146 millions d'euros en 2013).

(2) En 2014, ce poste intègre un produit de 87 millions d'euros (83 millions d'euros en 2013) au titre des coûts de portage de la créance financière CSPE.

(3) La variation provient pour l'essentiel de l'évolution du résultat de change latent sur les instruments de change et de la charge d'intérêts relative aux titres subordonnés à durée indéterminée.

(4) Une reprise sur dépréciation des actifs dédiés pour 176 millions d'euros et sur dépréciation des titres Veolia Environnement pour 327 millions d'euros, suite à la cession de la totalité des titres, avait été enregistrée en 2013.

(5) Ces charges correspondent principalement aux effets de l'actualisation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs ainsi que des provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi. Elles correspondent aussi à l'effet défavorable du change sur les emprunts non couverts libellés en devises étrangères et sur les titres subordonnés à durée indéterminée.

➤ Note 14 Résultat exceptionnel

Au 31 décembre 2014, le résultat exceptionnel représente un produit net de 1 442 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values nettes de 934 millions d'euros concernant les cessions de TIAP relatives aux actifs dédiés ;
- une plus-value nette de 454 millions d'euros suite aux cessions de Dalkia International et Dalkia Holding.

Au 31 décembre 2013, le résultat exceptionnel représente un produit net de 164 millions d'euros dont les principaux éléments sont :

- des plus-values de 622 millions d'euros sur les cessions de TIAP actifs dédiés, notamment celles réalisées suite à l'affectation de la créance financière CSPE à ces actifs ;
- une moins-value de 266 millions d'euros sur la cession des titres Veolia Environnement compensée par une reprise de dépréciation de 327 millions d'euros en résultat financier ;
- l'amortissement dérogatoire de 222 millions d'euros d'un nouveau système d'information dans le domaine nucléaire mis en service en 2013.

➤ Note 15 Impôts sur les bénéfices

15.1 Groupe fiscal

Depuis le 1^{er} janvier 1988, la société intégrante EDF et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2014 comprend 83 filiales dont notamment : RTE Réseau de Transport d'Électricité, ERDF, EDF International et le sous-groupe EDF Énergies Nouvelles.

15.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés, des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés (contribution sociale, contribution exceptionnelle de 10,7 % de l'impôt sur les sociétés et contribution de 3 % sur les distributions).

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La société intégrante EDF enregistre une charge d'impôt de 577 millions d'euros au titre de l'exercice 2014. Cette charge se décompose comme suit :

- 217 millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2014 ;
- 376 millions d'euros au titre du résultat exceptionnel ;
- (16) millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)

	31/12/2014	31/12/2013	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
■ Provisions non déductibles ⁽¹⁾	(12 403)	(10 316)	(2 087)
■ Instruments financiers et écarts de conversion	(5 151)	(3 780)	(1 371)
■ Autres	(324)	(337)	13
Total actif d'impôt – taux normal	(17 878)	(14 433)	(3 445)
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
■ Instruments financiers et écarts de conversion	4 657	2 883	1 774
■ Autres	1 014	727	287
Total passif d'impôt – taux normal	5 671	3 610	2 061
■ Plus-value en sursis d'imposition	79	79	–
Total passif d'impôt – taux réduit	79	79	–
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	(12 128)	(10 744)	(1 384)
Dette future d'impôt au taux de droit commun	(4 203)	(3 726)	(477)
Dette future d'impôt au taux réduit	3	1	2

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi.

15.3 Crédit Impôt Compétitivité Emploi (CICE)

Les sommes perçues en 2014 au titre du CICE 2013 ont été destinées au financement des efforts de la société en matière d'investissement et de recrutement.

15.4 Situation fiscale différée ou latente

La fiscalité latente et différée n'est pas traduite dans les comptes individuels. Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires constatées dans le rythme d'enregistrement des charges et produits :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

Bilan

➤ Note 16 Valeurs brutes des immobilisations incorporelles et corporelles

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2014
Logiciels	942	210	16	1 136
Autres	243	9	1	251
Immobilisations incorporelles	1 185	219	17	1 387
Terrains	117	8	3	122
Constructions et agencements de terrains	9 374	358	61	9 671
Tranches de production nucléaire	49 522	2 665	948	51 239
Matériel et outillage industriel hors réseau	11 286	509	241	11 554
Réseau du domaine propre	886	34	1	919
Autres immobilisations corporelles	1 313	138	86	1 365
Immobilisations corporelles du domaine propre	72 498	3 712	1 340	74 870
Terrains	39	–	–	39
Constructions et agencements de terrains	9 359	154	5	9 508
Matériel et outillage industriel hors réseau	1 379	40	9	1 410
Réseau du domaine concédé	2 292	138	12	2 418
Autres immobilisations corporelles	11	–	1	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé⁽¹⁾	13 080	332	27	13 385
Immobilisations corporelles ⁽²⁾	9 220	5 163	3 912	10 471
Immobilisations incorporelles	1 199	335	222	1 312
Avances et acomptes versés sur commandes	2 355	397	–	2 752
Immobilisations en cours	12 774	5 895	4 134	14 535
TOTAL IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	99 537	10 158	5 518	104 177

(1) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions de forces hydrauliques.

(2) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes et la construction de la centrale EPR à Flamanville.

➤ Note 17 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

<i>(en millions d'euros)</i>	Montants cumulés au 31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Montants cumulés au 31/12/2014
Logiciels	395	126	15	506
Autres	77	27	-	104
Immobilisations incorporelles	472	153	15	610
Terrains et constructions	6 265	277	58	6 484
Tranches de production nucléaire	33 427	2 073	883	34 617
Matériel et outillage industriel hors réseau	7 338	396	236	7 498
Réseau du domaine propre	364	27	-	391
Autres immobilisations corporelles	781	110	82	809
Immobilisations corporelles du domaine propre	48 175	2 883	1 259	49 799
Terrains et constructions	5 855	135	5	5 985
Matériel et outillage industriel hors réseau	980	24	7	997
Réseau du domaine concédé	909	66	8	967
Autres immobilisations corporelles	10	-	-	10
Immobilisations corporelles du domaine concédé	7 754	225	20	7 959
Immobilisations corporelles en cours	71	31	2	100
TOTAL AMORTISSEMENTS ET DÉPRÉCIATIONS	56 472	3 292	1 296	58 468

➤ Note 18 Immobilisations financières

18.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2013	Valeurs brutes au 31/12/2014
Participations ⁽¹⁾	59 848	56 577
Créances rattachées aux participations	50	50
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) ⁽²⁾	12 150	12 591
Autres titres immobilisés	349	208
Créance CSPE ⁽³⁾	5 053	5 140
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières ⁽⁴⁾	2 615	3 089
Total valeur brute des immobilisations financières	80 065	77 655
Dépréciations des participations et créances rattachées ⁽¹⁾	(357)	(171)
Dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés	(41)	(55)
Total dépréciations	(398)	(226)
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	79 667	77 429

(1) La variation des participations correspond pour l'essentiel à :

- l'acquisition de titres Dalkia pour 967 millions d'euros (voir note 2.1) ;
- la cession des sociétés Dalkia Holding et Dalkia International pour une valeur nette de 1 322 millions d'euros (voir note 2.1) ;
- la souscription à l'augmentation de capital de C3 (société détenant les titres d'EDF Investissement Groupe) pour 1 300 millions d'euros ;
- la cession de la société TdE SpA à EDF International, avec une reprise de provision pour dépréciation de 220 millions d'euros (voir note 2.2).

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent à des acquisitions et des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes sur l'exercice 2014 (voir note 14). La dotation aux actifs dédiés au titre de l'année 2014 est nulle car la valeur de réalisation des actifs excède désormais celle des provisions à couvrir (voir note 38.2.4).

(3) Cette créance est constituée du déficit de la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE) au 31 décembre 2012 et des coûts de portage associés. La CSPE est une contribution fixée par l'État et collectée directement auprès du consommateur final d'électricité, dans le but de compenser certaines charges de service public assumées par EDF. Elle a vocation à financer l'essor des énergies renouvelables, les tarifs sociaux et la péréquation tarifaire. L'accord trouvé avec les pouvoirs publics annoncé le 14 janvier 2013 prévoit le remboursement de la créance constituée du déficit de la CSPE au 31 décembre 2012, à hauteur de 4,3 milliards d'euros, et des coûts de portage supportés par EDF, à hauteur de 0,6 milliard d'euros. À la suite de cet accord, EDF a transféré, dans ses comptes clos le 31 décembre 2012, la créance du poste « Autres créances d'exploitation » au poste « Prêts et autres immobilisations financières ». La créance est rémunérée sur toute la période à des conditions de marché (1,72 %).

(4) L'en-cours des prêts aux filiales au 31 décembre 2014 est de 3 002 millions d'euros, dont 1 175 millions d'euros pour EDF Énergies Nouvelles, 670 millions d'euros pour RTE, 661 millions d'euros pour Dalkia et 450 millions d'euros pour EDF International.

18.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2014	% du capital détenu	Capitaux propres 31/12/2013	Résultats de l'exercice 2013	Dividendes reçus en 2014	Chiffres d'affaires 2013
I. Filiales							
* Sociétés Holdings							
EDEV	6 891	–	100	6 354	62	58	1 199
EDF International	25 930	–	100	23 959	213	202	–
EDF Production Électrique Insulaire SAS	711	–	100	664	10	–	174
EDF Holding SAS	1 950	–	100	2 260	231	219	–
Société C3	11 196	–	100	10 071	136	129	–
EDF Immo	1 361	–	100	1 383	46	–	–
Autres	394	2	100	–	–	–	–
* Sociétés industrielles et commerciales							
En France							
Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim	3	–	50	10	n. s.	–	7
Dalkia Investissement	200	62	100	263	38	–	n. s.
Dalkia	967	–	100	1 317	3	–	–
RTE Réseau de Transport d'Électricité ⁽¹⁾	4 030	–	100	5 861	417	250	4 652
Électricité Réseau Distribution France (ERDF)	2 700	–	100	4 324	781	427	13 811
À l'étranger							
Emosson	14	14	50	114	n. s.	–	31
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	–	50	117	3	–	17
Forces Motrices du Chatelôt	n. s.	–	50	7	n. s.	n. s.	4
* Autres (GIE Eifer)	94	93	–	–	–	–	–
TOTAL I	56 444	171				1 285	

n. s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

(1) 50 % des titres sont affectés aux actifs dédiés.

18.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeurs brutes comptables des titres détenus	Dépréciations 31/12/2014	% du capital détenu	Capitaux propres 31/12/2013	Résultats de l'exercice 2013	Dividendes reçus en 2014
I. Filiales						
Total I Report des filiales	56 444	171				1 285
II Participations						
II.1 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 50 % et supérieure ou égale à 10 %						
* Sociétés industrielles et commerciales						
En France						
Trimet France	130	-	35	243	n. s.	-
Total II.1	130	-				-
II.2 Dont la quote-part détenue par EDF est inférieure à 10 % dont :						
Autres						
	1	-	-	-	-	-
À l'étranger						
Forces Motrices de Mauvoisin	1	-	10	97	4	n. s.
Total II.2	2	-				-
Total II	133	-				-
Total brut des filiales et participations	56 577	171				1 285
TOTAL NET DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	56 406					

n. s. : non significatif (inférieur à 500 000 euros).

18.4 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

(en millions d'euros)	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	12 150	12 118	14 005	12 591	12 536	14 769

La valeur brute des TIAP regroupe, au 31 décembre 2014, pour 12 468 millions d'euros d'actifs dédiés et pour 123 millions d'euros de titres AREVA, dépréciés à hauteur de 45 millions d'euros.

18.5 Variations des actions propres

Un programme de rachat d'actions de la Société autorisé par l'Assemblée générale du 9 juin 2006 a été mis en œuvre par le Conseil d'administration dans la limite de 10 % des actions composant le capital social de la Société et ce, pour une durée initiale de 18 mois, reconduite pour 12 mois puis tacitement chaque année.

Ce programme fait l'objet d'un contrat de liquidité conforme aux dispositions prévues par l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

(en millions d'euros)	Valeurs brutes au 31/12/2013	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2014
ACTIONS PROPRES	44	443	(449)	38

Le nombre d'actions propres comptabilisées dans la rubrique « TIAP » et détenues au 31 décembre 2014 s'élève à 1 631 587 actions pour une valeur de 38 millions d'euros.

18.6 Créances de l'actif immobilisé

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2014	Montants bruts au 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Créances rattachées à des participations	2	–	48	50	50
Créance CSPE	638	4 502	–	5 140	5 053
Prêts aux filiales et autres immobilisations financières	792	717	1 580	3 089	2 615
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	1 432	5 219	1 628	8 279	7 718

➤ Note 19 Stocks et en-cours

(en millions d'euros)	31/12/2014			31/12/2013		
	Valeurs brutes	Provision	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provision	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	8 457	(14)	8 443	8 327	(14)	8 313
Autres matières premières	334	–	334	487	–	487
Autres approvisionnements	1 144	(186)	958	1 038	(197)	841
En-cours de production et autres stocks	18	–	18	19	–	19
TOTAL STOCKS	9 953	(200)	9 753	9 871	(211)	9 660

➤ Note 20 Créances de l'actif circulant

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montants bruts au 31/12/2014	Montants bruts au 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Avances et acomptes versés sur commandes	590	187	359	1 136	1 056
■ Créances clients et comptes rattachés :					
– Factures établies	2 039	–	–	2 039	2 519
– Factures à établir ⁽¹⁾	12 060	243	–	12 303	11 102
■ Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	4 923	56	81	5 060	4 170
Créances d'exploitation	19 022	299	81	19 402	17 791
Instruments de trésorerie ⁽³⁾	1 618	1 041	1 254	3 913	1 627
Charges constatées d'avance	481	169	644	1 294	1 295
TOTAL CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	21 711	1 696	2 338	25 745	21 769

(1) Elles concernent principalement les créances relatives à l'énergie livrée non facturée et intègrent le produit à recevoir comptabilisé en 2014 au titre du rattrapage tarifaire (voir note 3.1).

(2) Elles comprennent 2 460 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes et 2 056 millions d'euros de créance au titre de la Contribution au Service Public d'Électricité (CSPE) (1 357 millions d'euros en 2013). L'autre partie de la créance CSPE figure en « Immobilisations financières » (voir note 18.1).

(3) Les montants correspondent aux gains latents sur instruments de change.

➤ Note 21 Valeurs mobilières de placement

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013	Variation de l'exercice
Actions propres	3	3	-
OPCVM	1 637	2 844	(1 207)
TCN court terme en euros et en devises inférieurs à 3 mois	-	10	(10)
TCN court terme en euros et en devises supérieurs à 3 mois	1 914	2 599	(685)
Obligations	5 211	4 847	364
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	54	13	41
Total valeur brute	8 819	10 316	(1 497)
Dépréciations	(4)	(4)	-
TOTAL VALEUR NETTE	8 815	10 312	(1 497)

En 2013, la cession d'actifs dédiés pour un montant de 2,4 milliards d'euros, suite à l'affectation de la créance CSPE à ces actifs, explique que le montant des valeurs mobilières de placement au 31 décembre 2013 soit supérieur à celui du 31 décembre 2014.

➤ Note 22 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013	Variation
Valeurs mobilières de placement	8 819	10 316	(1 497)
Disponibilités	6 583	5 066	1 517
Sous-total à l'actif du bilan	15 402	15 382	20
OPCVM en euros	(1 637)	(2 844)	1 207
TCN en euros supérieurs à 3 mois	(1 914)	(1 595)	(319)
TCN en devises supérieurs à 3 mois	-	(1 004)	1 004
Obligations	(5 211)	(4 847)	(364)
Actions propres	(3)	(3)	-
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	(54)	(13)	(41)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	(8 819)	(10 306)	1 487
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Autres créances d'exploitation » du bilan	12	4	8
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « Autres dettes d'exploitation » du bilan	(5 369)	(8 390)	3 021
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *	1 226	(3 310)	4 536
Élimination de l'incidence des variations de change			(57)
Élimination des produits financiers sur disponibilités et équivalents			43
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE *			4 550

* Voir tableau de flux de trésorerie.

➤ Note 23 Écarts de conversion-Actif

Les écarts de conversion-Actif présentent au 31 décembre 2014 une perte latente de change de 1 146 millions d'euros liée aux effets défavorables concernant la livre sterling et le dollar américain.

➤ Note 24 Variations des capitaux propres

(en millions d'euros)

	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2012	924	10 802	2 660	3 566	190	6 323	24 465
Affectation du résultat 2012	–	–	2 309	(2 309)	–	–	–
Distribution de dividendes	–	–	1	(1 257)	–	–	(1 256)
Augmentation de capital au 29 juillet 2013	6	165	–	–	–	–	171
Résultat 2013	–	–	–	2 938	–	–	2 938
Acompte sur dividendes	–	–	(1 059)	–	–	–	(1 059)
Autres variations	–	–	18	–	(12)	78	84
Situation au 31 décembre 2013	930	10 967	3 929	2 938	178	6 401	25 343
Affectation du résultat 2013	–	1	1 667	(1 668)	–	–	–
Résultat 2014	–	–	–	1 649	–	–	1 649
Distribution de dividendes	–	–	2	(1 270)	–	–	(1 268)
Acompte sur dividendes	–	–	(1 059)	–	–	–	(1 059)
Autres variations	–	(1)	–	–	(4)	(77)	(82)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2014	930	10 967	4 539	1 649	174	6 324	24 583

24.1 Capital social

Au 31 décembre 2014, le capital social s'élève à 930 004 234 euros, composé de 1 860 008 468 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune et détenues à 84,5 % par l'État, 13,7 % par le public (institutionnels et particuliers), 1,7 % par les salariés et anciens salariés du Groupe et 0,1 % d'actions auto-détenues.

En 2013, le paiement en action d'une partie du solde du dividende de l'exercice 2012 s'est traduit par une augmentation du capital social de 6 millions d'euros, correspondant à l'émission de 11 141 806 actions.

Conformément aux dispositions de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, l'État doit détenir à tout moment plus de 70 % du capital social.

24.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires du 15 mai 2014 a voté une distribution de dividendes au titre de l'exercice 2013 de 1,25 euro par action.

Conformément à la modification statutaire proposée à l'Assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2011, les actionnaires détenant leurs actions de manière ininterrompue depuis deux ans au moins à la clôture de l'exercice et les ayant encore à la date de mise en paiement du dividende bénéficient d'un dividende majoré de 10 %. Le nombre de titres donnant vocation au dividende majoré ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital de la société. Le montant du dividende majoré s'établit à 1,375 euro par action.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,57 euro par action mis en paiement le 17 décembre 2013, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2013 s'est élevé à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Le solde du dividende a été mis en paiement le 6 juin 2014 pour un montant de 1 268 millions d'euros.

Le 10 décembre 2014, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la distribution d'un acompte sur dividendes de 0,57 euro par action au titre de l'exercice 2014, mis en paiement en numéraire le 17 décembre 2014 pour un montant de 1 059 millions d'euros.

➤ Note 25 Autres fonds propres

Les autres fonds propres se composent des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 et en janvier 2014 respectivement pour une valeur de 6 135 millions d'euros et 3 973 millions d'euros (nette des primes de remboursement).

Compte tenu de l'ajustement lié aux variations de change et de l'amortissement de la prime de remboursement au titre de l'exercice, les autres fonds propres présentent un solde de 10 688 millions d'euros à fin décembre 2014.

➤ Note 26 Passifs spécifiques des concessions

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Contre-valeur des biens	103	103
Écarts de réévaluation	945	971
Amortissement de caducité	108	88
Concessions des Forces Hydrauliques	1 156	1 162
Contre-valeur des biens	1 517	1 441
Financement du concessionnaire non amorti	(915)	(860)
Amortissement du financement du concédant	279	264
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	8	9
Concessions de Distribution Publique ⁽¹⁾	889	854
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	2 045	2 016

(1) Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).

➤ Note 27 Provisions pour risques

(en millions d'euros)	31/12/2013	Dotations		Reprises			31/12/2014
		Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Suite à utilisation	Provision sans objet	Financières	
Provisions pour pertes de change	262	–	922	–	–	(37)	1 147
Provisions pour contrats déficitaires	97	444	4	(56)	–	–	489
Autres provisions pour risques	177	164	–	(37)	(7)	–	297
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	536	608	926	(93)	(7)	(37)	1 933

(1) La dotation est principalement liée à des contrats d'approvisionnement.

➤ Note 28 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits dans la note 1.15 :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 38).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation en matière de sûreté, de sécurité et de respect de l'environnement ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence Nationale pour la Gestion des Déchets Radioactifs) ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation ou d'inflation, ou encore les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion du combustible usé.

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

	31/12/2013	Dotations		Reprises	Autres ⁽²⁾	31/12/2014
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour gestion du combustible usé	9 779	457	462	(648)	55	10 105
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 542	29	346	(240)	(1)	7 676
Provisions pour aval du cycle nucléaire	17 321	486	808	(888)	54	17 781
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	13 024	423	625	(164)	(42)	13 866
Provisions pour derniers cœurs	2 313	–	111	–	(11)	2 413
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	15 337	423	736	(164)	(53)	16 279
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	32 658	909	1 544	(1 052)	1	34 060

(1) Il s'agit des charges financières d'actualisation.

(2) La contrepartie de ces montants est comptabilisée à l'actif du bilan : pour les provisions aval du cycle, variation du stock du combustible nucléaire (voir note 1.8.1) et pour les provisions déconstruction et derniers cœurs, variation des immobilisations corporelles (voir note 1.15.1).

28.1 Provisions pour gestion du combustible usé

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (mélange d'oxydes de plutonium et d'uranium).

Les quantités traitées – soit environ 1 000 tonnes par an – sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

En conséquence, cette rubrique comprend les prestations correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement, y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables et des déchets issus de ce traitement.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision concernent exclusivement le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part de combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats en cours conclus avec AREVA suite à l'accord-cadre de décembre 2008.

28.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Cette rubrique concerne les dépenses futures relatives à :

- l'évacuation et le stockage des déchets radioactifs issus de la déconstruction des installations nucléaires de base dont EDF est l'exploitant ;
- l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé à La Hague ;
- l'entreposage de longue durée et le stockage direct du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX) ou à l'uranium issu du traitement enrichi, le combustible de Creys-Malville et celui de Brennilis ;
- la quote-part EDF des charges d'études, de construction, de fermeture, de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants, et d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Déchets TFA et FMA	997	967
Déchets FAVL	521	499
Déchets HA-MAVL	6 158	6 076
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS	7 676	7 542

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires et se présentent généralement sous forme de gravats (bétons, ferrailles, calorifuges ou tuyauteries). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, géré par l'ANDRA.

Les déchets de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants.

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction en cours des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel - Graphite - Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie, ces déchets ne peuvent être stockés dans les centres de surface existants, mais du fait de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique en subsurface.

Une première recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'ayant pas abouti, l'ANDRA a repris la recherche en 2013 et doit en présenter le résultat aux pouvoirs publics avant la fin de l'année 2015. D'autres scénarios de gestion alternative des déchets sont également à l'étude, intégrant des solutions de tri et de traitement du graphite.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et dans une moindre mesure des déchets issus du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde.

Depuis 2005, le montant brut et l'échéancier des dépenses provisionnelles sont basés sur un scénario industriel de stockage géologique établi à partir des conclusions rendues au premier semestre 2005 par un groupe de travail constitué sous l'égide de l'État et réunissant les administrations concernées, l'ANDRA et les producteurs de déchets (EDF, AREVA, CEA). EDF a effectué une déclinaison raisonnable des éléments issus de ce groupe de travail et a abouti à un coût de référence du stockage des déchets de l'ensemble des producteurs à 14,1 milliards d'euros aux conditions économiques de 2003 (20,8 milliards d'euros aux conditions économiques de 2011).

Dans le cadre du partenariat entre l'ANDRA et les producteurs de déchets institué en 2011 afin de favoriser la réussite du projet de stockage géologique (projet CIGEO), l'ANDRA a réalisé depuis 2012 des études d'esquisse et a analysé les optimisations techniques proposées par les producteurs. La coopération mise en place entre l'ANDRA et les producteurs a permis des échanges techniques constructifs qui ont conduit à une optimisation de la conception du stockage (exemples : redimensionnement des installations de surface, réduction forte des linéaires des ouvrages souterrains, réduction des épaisseurs de revêtement...) et de son exploitation (exemple : nouvelles chroniques d'envoi des colis qui a abouti à une forte diminution du personnel d'exploitation).

Sur cette base, l'ANDRA a établi un dossier provisoire de chiffrage, envoyé à EDF le 18 juillet 2014. Conformément à la loi de 2006, un processus de consultation a été engagé par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) le 18 décembre 2014, avec la remise aux producteurs de déchets d'un dossier de chiffrage de l'ANDRA consolidé afin de recueillir leurs observations. La consultation devrait porter notamment sur les méthodes d'intégration des risques, opportunités et incertitudes et sur les coûts unitaires sur lesquels des divergences significatives existent entre l'ANDRA et les producteurs. EDF et les autres producteurs disposent ainsi d'un délai de deux mois pour communiquer leurs observations, qui seront intégrées dans le dossier qui sera soumis à la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie pour arrêter, après prise en compte de l'avis de l'ASN, le nouveau coût de référence du stockage des déchets HA-MAVL.

Compte tenu des incertitudes sur le niveau des coûts qui sera retenu et sur l'impact correspondant en termes de provision, la provision comptabilisée à fin décembre 2014 par EDF reste basée sur le coût de référence issu du groupe de travail de 2005.

Les échanges en cours entre la DGEC, l'ANDRA et les producteurs portent sur le coût aux conditions économiques 2011 d'un stockage basé sur un inventaire à terminaison des déchets de tous les producteurs.

L'évaluation de la provision est sensible au coût brut du stockage mais également à des hypothèses structurantes comme le calendrier des décaissements, la répartition des coûts entre les différents producteurs (EDF, AREVA, CEA) et la prise en compte des opportunités, risques, aléas et incertitudes du projet. En conservant ces hypothèses identiques à celles retenues dans la provision actuelle, un relèvement du devis brut d'un pas de 1 milliard d'euros aux conditions économiques de 2011 aurait un impact estimé à environ 200 millions d'euros en valeur actualisée sur la provision à fin décembre 2014.

Si l'évaluation arrêtée par la Ministre devait s'écarter des estimations d'EDF, EDF en traduirait les effets dans ses comptes.

28.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des centrales dont il est exploitant. Le processus de déconstruction est encadré réglementairement par la loi du 13 juin 2006 et son décret d'application.

La déconstruction des centrales nucléaires comporte trois niveaux selon la typologie définie en 1980 par l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique) :

- niveau 1 : mise à l'arrêt définitif de la centrale (déchargement du combustible, vidange des circuits...);
- niveau 2 : démantèlement complet des bâtiments nucléaires hors bâtiment réacteur, démontage des équipements et évacuation des déchets ;
- niveau 3 : démantèlement complet du bâtiment réacteur, démontage de ses équipements et évacuation des déchets.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est une déconstruction immédiate après l'arrêt, sans période d'attente de décroissance radioactive, conformément à la réglementation qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement. Si les opérations de niveau 1 doivent être effectuées en premier, certaines opérations de niveau 2 et 3 peuvent être effectuées en parallèle.

L'état final visé est celui d'un usage industriel : les sites seront remis en état et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

EDF réalise actuellement un inventaire visant à identifier les éventuelles pollutions de sols des centrales en cours de déconstruction et des centrales en exploitation. À ce stade, seul l'assainissement des bâtiments est provisionné, des cas éventuels de pollution accidentelle des sols des centrales en exploitation étant traités dès leur survenance. Le retour d'expérience

disponible à ce jour sur les installations en cours de déconstruction et les premières caractérisations de sol réalisées principalement sur le site de Brennilis confortent cette approche.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation et stockage des déchets qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

	31/12/2013	Dotations		Reprises	Autres ⁽²⁾	31/12/2014
		Exploitation	Financières ⁽¹⁾	Suite à utilisation		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	10 907	35	522		(42)	11 422
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	2 117	388	103	(164)		2 444
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	13 024	423	625	(164)	(42)	13 866

(1) Il s'agit des charges financières d'actualisation.

(2) La contrepartie est en immobilisations corporelles (voir note 1.15).

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filiale REP paliers 900 MW, 1 300 MW et N4)

Jusqu'en 2013, les provisions ont été évaluées sur la base d'une étude du ministère de l'Industrie et du Commerce datant de 1991 qui a déterminé une estimation du coût de référence de déconstruction exprimé en euros par mégawatt, confirmant les hypothèses de la Commission PEON de 1979.

En 2009, l'entreprise a réalisé une étude détaillée des coûts de déconstruction en prenant comme site représentatif le site de Dampierre (4 tranches de 900 MW) selon les étapes suivantes :

- l'évaluation du coût de déconstruction du site de Dampierre prenant en compte les évolutions les plus récentes en termes de réglementation, de retour d'expérience de la déconstruction des centrales à l'arrêt et des recommandations de l'Autorité de Sécurité Nucléaire ;
- l'examen de la planification dans le temps des opérations de déconstruction (la durée totale du démantèlement d'une tranche est estimée à 15 ans après son arrêt) ;
- la détermination des règles permettant l'extrapolation de l'évaluation des coûts à l'ensemble du parc REP en exploitation.

Une intercomparaison avec l'étude du cabinet LaGuardia, basée notamment sur le réacteur de Maine Yankee aux États-Unis, de technologie et puissance similaire, a ensuite permis de corroborer les résultats obtenus par EDF.

L'étude Dampierre n'est pas venue modifier l'évaluation des provisions effectuée sur la base du coût de référence. Aussi, jusqu'en 2013, les provisions étaient constituées pour l'ensemble des 58 tranches sur la base d'un montant provisionnel équivalent à 309 euros₂₀₁₃ par kilowatt installé.

En 2014, l'étude Dampierre a fait l'objet d'un réexamen par l'entreprise pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'évolutions ou de retours d'expérience récents, tant au niveau international qu'en interne, remettant en cause les chiffres précédents. Ceci a permis de conforter l'évaluation des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation sur la base des coûts issus de l'étude Dampierre et ainsi de prendre en compte les meilleures estimations de l'entreprise et les retours d'expérience en France et à l'international.

Ce changement d'estimation n'a pas d'impact significatif sur le niveau des provisions au 31 décembre 2014.

Pour les centrales nucléaires arrêtées définitivement

Contrairement au parc REP en exploitation, les réacteurs de première génération à l'arrêt sont de technologies différentes : Uranium Naturel - Graphite - Gaz (UNGG) à Bugey, Saint-Laurent et Chinon, eau lourde à Brennilis, REP à Chooz A, et neutrons rapides à Creys-Malville. En conséquence, l'estimation des charges de déconstruction est réalisée site par site.

Le choix effectué par EDF est de déconstruire intégralement les centrales de première génération à l'horizon 2040, en cohérence avec la mise à disposition d'exutoires pour les déchets issus de la déconstruction, à savoir :

- pour les déchets MAVL, dans l'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (ICEDA) dont la mise en service est prévue pour 2017, dans l'attente de l'exutoire en stockage profond ;
- pour les déchets FAVL, dans l'exutoire pour les déchets graphite dont la mise en service est prévue à l'horizon 2025.

L'évaluation de la provision est également conditionnée par l'obtention du décret de démantèlement complet de Brennilis fin 2018.

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis qui font en principe l'objet d'une révision complète tous les trois ans. Les devis établis en 2008 ont été ainsi revus en 2012 pour prendre en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles.

Une révision complète des devis est prévue en 2015. Toutefois, les premiers travaux effectués dans ce cadre conduisent à réestimer la provision de 388 millions d'euros à fin décembre 2014 pour tenir compte des retards dans l'avancement physique des chantiers et des réévaluations des coûts sur certains contrats. Cette variation s'est traduite au niveau du compte de résultat par une charge enregistrée en « Autres consommations externes ».

28.4 Provisions pour derniers cœurs

Ces provisions couvrent les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires ;
- le coût des opérations de traitement du combustible, d'évacuation et de stockage des déchets correspondants. Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion du combustible usé et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement de la tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision.

28.5 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire et analyses de sensibilité

28.5.1 Taux d'actualisation

Calcul du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est déterminé sur la base de séries longues d'emprunts obligataires de duration aussi proche que possible de la duration du passif. Une partie des dépenses pour lesquelles sont constituées ces provisions sera toutefois décaissée sur des horizons de temps qui excèdent largement la durée des instruments couramment traités sur les marchés financiers.

Il est pris pour référence la moyenne glissante sur 10 ans du rendement de l'OAT 2055, dont la duration est proche de celle des engagements, à laquelle est ajouté le *spread* des obligations d'entreprises de notation A à AA, dont EDF fait partie.

L'hypothèse d'inflation retenue est déterminée en cohérence avec les prévisions données par le consensus et l'inflation anticipée calculée à partir du rendement des obligations indexées sur l'inflation.

Le taux d'actualisation ainsi calculé s'établit à 4,6 % au 31 décembre 2014, prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,7 % (respectivement 4,8 % et 1,9 % au 31 décembre 2013).

Révision du taux d'actualisation et plafond réglementaire

La méthodologie retenue pour la détermination du taux d'actualisation, notamment la référence à des moyennes glissantes de taux sur 10 ans, permet de privilégier la prise en compte des tendances longues sur les évolutions des taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements. La révision du taux d'actualisation est ainsi fonction des évolutions structurelles de l'économie conduisant à des changements durables à moyen et long termes.

Le taux d'actualisation retenu doit par ailleurs respecter le double plafond réglementaire instauré par le décret du 23 février 2007 et l'arrêté du 21 mars 2007. Il doit être inférieur :

- à un plafond réglementaire « égal à la moyenne arithmétique sur les quarante-huit derniers mois du taux de l'échéance constante à trente ans (TEC 30 ans), constaté au jour de la clôture de l'exercice considéré, majorée d'un point » ;
- au taux de rendement anticipé des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé à partir de la référence TEC 30 ans s'établit à 4,31 % au 31 décembre 2014.

Les travaux en cours depuis 2013 entre les exploitants nucléaires et l'administration française autour du dispositif réglementaire relatif au taux d'actualisation des provisions ont abouti, et leur traduction réglementaire devrait intervenir au cours du premier trimestre 2015. Avec le nouveau dispositif envisagé, le plafond de taux d'actualisation se serait établi au 31 décembre 2014 à environ à 4,8 %.

En attendant que le nouveau dispositif soit applicable, la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, le Ministre des Finances et des Comptes publics et le Ministre de l'Économie, du Redressement Productif et du Numérique ont accordé à EDF un délai supplémentaire jusqu'au 31 mars 2015 pour appliquer le taux d'actualisation conforme au dispositif alors en vigueur.

En conséquence, le taux d'actualisation retenu au 31 décembre 2014 est le taux ressortant de la méthode usuelle de l'entreprise, soit 4,6 %.

28.5.2 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

	31/12/2014		31/12/2013	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
(en millions d'euros)				
Gestion du combustible usé	16 463	10 105	15 868	9 779
Gestion à long terme des déchets radioactifs	26 159	7 676	25 578	7 542
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	42 622	17 781	41 446	17 321
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	19 298	11 422	19 558	10 907
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	3 310	2 444	2 890	2 117
Derniers cœurs	4 050	2 413	3 979	2 313
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	26 658	16 279	26 427	15 337

Cette approche peut être complétée par l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée d'une variation du taux d'actualisation.

En application de l'article 11 du décret du 23 février 2007, le tableau ci-dessous fournit pour EDF ces différents éléments pour les principales composantes des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs :

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation					
		Sur la provision au bilan			Sur le résultat avant impôt		
(en millions d'euros)	31/12/2014	+ 0,20 %	- 0,20 %	- 0,30 %	+ 0,20 %	- 0,20 %	- 0,30 %
Aval du cycle nucléaire							
■ gestion du combustible utilisé	10 105	(171)	180	274	141	(149)	(227)
■ gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	(381)	425	657	327	(368)	(568)
Déconstruction et derniers cœurs							
■ déconstruction des centrales nucléaires	13 866	(431)	449	681	52	(54)	(82)
■ derniers cœurs	2 413	(64)	68	103	-	-	-
TOTAL	34 060	(1 047)	1 122	1 715	520	(571)	(877)

➤ Note 29 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

Ces provisions concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme. Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, régulièrement mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et, d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

➤ Note 30 Provisions pour avantages du personnel

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

	31/12/2013	Dotations		Reprises		31/12/2014
		Exploitation ⁽¹⁾	Financières	Exploitation ⁽²⁾	Financières ⁽³⁾	
(en millions d'euros)						
Avantages postérieurs à l'emploi	9 794	562	804	(1 039)	(336)	9 785
Avantages à long terme	897	171	30	(88)	-	1 010
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	10 691	733	834	(1 127)	(336)	10 795

(1) Dont 382 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 340 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 11 millions d'euros au titre des droits non acquis.

(2) Dont 1 061 millions d'euros au titre des contributions employeurs, 25 millions d'euros au titre des gains actuariels et 41 millions d'euros concernant les Indemnités Complémentaires de Retraite (ICR).

(3) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2013	24 020	(8 253)	15 767	(107)	(4 969)	10 691
Charge nette de l'exercice 2014	1 174	(336)	838	(30)	357	1 165
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	5 538	(1 601)	3 937	42	(3 979)	-
Cotisations versées aux fonds	-	(337)	(337)	-	-	(337)
Prestations versées	(1 063)	339	(724)	-	-	(724)
SOLDE AU 31/12/2014	29 669	(10 188)	19 481	(95)	(8 591)	10 795

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2014 s'élèvent à (5 538) millions d'euros dont (5 707) millions d'euros liés à l'effet des révisions d'hypothèses (notamment à la baisse des hypothèses de taux d'actualisation et aux changements d'hypothèses d'évaluation des avantages en nature énergie) et 169 millions d'euros de gains dus à l'expérience.

Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Coût des services rendus de l'exercice	382	514
Charges d'intérêts (actualisation)	834	851
Rendement escompté des actifs de couverture	(336)	(314)
Amortissement des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	151	188
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	164	71
Coût des services passés droits acquis	-	(393)
Coût des services passés droits non acquis	(30)	11
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	1 165	928
dont :		
Résultat d'exploitation ⁽¹⁾	667	391
Résultat financier	498	537

(1) En 2014, le montant correspond aux dotations d'exploitation (733 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels (25 millions d'euros) et au titre des Indemnités Complémentaires de Retraite (ICR) de 41 millions d'euros.

30.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2013	Dotations		Reprises		31/12/2014
		Exploitation	Financières	Exploitation	Financières	
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi						
Retraites	7 838	364	645	(828)	(320)	7 699
Charges CNIEG	421	7	15	(14)	-	429
Avantages en nature énergie	1 029	131	103	(81)	-	1 182
Indemnités de fin de carrière	(5)	36	20	(50)	(15)	(14)
Autres avantages	511	24	21	(66)	(1)	489
TOTAL	9 794	562	804	(1 039)	(336)	9 785

	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provisions au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>					
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2014					
Retraites	22 385	(9 683)	–	(5 003)	7 699
Charges CNIEG	511	–	–	(82)	429
Avantages en nature énergie	4 355	–	–	(3 173)	1 182
Indemnités de fin de carrière	620	(491)	(50)	(93)	(14)
Autres avantages	788	(14)	(45)	(240)	489
TOTAL	28 659	(10 188)	(95)	(8 591)	9 785

	Engagements	Actifs de couverture	Coûts des services passés non comptabilisés	Écarts actuariels non comptabilisés	Provisions au bilan
<i>(en millions d'euros)</i>					
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2013					
Retraites	18 540	(7 810)	–	(2 892)	7 838
Charges CNIEG	424	–	–	(3)	421
Avantages en nature énergie	2 929	–	–	(1 900)	1 029
Indemnités de fin de carrière	575	(429)	(57)	(94)	(5)
Autres avantages	655	(14)	(50)	(80)	511
TOTAL	23 123	(8 253)	(107)	(4 969)	9 794

L'augmentation des engagements observée entre 2013 et 2014 est principalement liée au changement de taux d'actualisation (taux d'actualisation de 3,5 % au 31 décembre 2013 et de 2,2 % au 31 décembre 2014).

30.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

	31/12/2013	Dotations		Reprises	31/12/2014
		Exploitation	Financières	Exploitation	
<i>(en millions d'euros)</i>					
Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité					
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	777	152	26	(76)	879
Médailles du travail	95	15	3	(8)	105
Autres	25	4	1	(4)	26
TOTAL	897	171	30	(88)	1 010

30.3 Actifs de couverture

Les actifs de couverture s'élevaient à 10 188 millions d'euros au 31 décembre 2014 (8 253 millions d'euros au 31 décembre 2013). Ces actifs de couverture sont affectés principalement à la couverture des droits spécifiques passés pour 9 683 millions d'euros et à celle des indemnités de fin de carrière pour 491 millions d'euros.

Les placements se décomposent au sein des contrats de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2014	31/12/2013
Actifs de couverture – régime spécial de retraite	9 683	7 810
dont en % :		
Actions	29 %	31 %
Obligations et monétaires	71 %	69 %
Actifs de couverture – indemnités de fin de carrière	491	429
dont en % :		
Actions	31 %	32 %
Obligations et monétaires	69 %	68 %
Actifs de couverture – autres avantages	14	14
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	10 188	8 253

30.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 2,2 % au 31 décembre 2014 (3,5 % au 31 décembre 2013) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,7 % au 31 décembre 2014 (1,9 % au 31 décembre 2013) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 18 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent au 1^{er} janvier 2014 inclut l'évolution des taxes assises sur le tarif ;

- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 2,93 % ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 2,43 %.

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel a été déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur durée, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements.

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège, conduisant pour une carrière complète, à une augmentation moyenne annuelle de 1,7 % hors inflation (3,4 % y compris inflation).

➤ Note 31 Provisions pour autres charges

(en millions d'euros)	31/12/2013	Dotations	Reprises		Autres	31/12/2014
			Suite à utilisation	Sans objet		
Provisions pour charges relatives						
■ au personnel	108	90	(85)	(4)	–	109
■ au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	254	13	–	(1)	(5)	261
■ aux autres charges	562	150	(78)	(22)	–	612
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	924	253	(163)	(27)	(5)	982

➤ Note 32 Dettes

(en millions d'euros)	Degré d'exigibilité			Montant brut au 31/12/2014	Montant brut au 31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans		
Emprunts obligataires	1 477	8 085	31 431	40 993	39 341
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	–	–	500	500	500
Autres emprunts	3 054	956	4	4 014	3 738
Dettes financières diverses					
■ avances sur consommation	2	14	19	35	42
■ autres dettes	1 509	1	1	1 511	1 659
Dettes financières (voir note 33)	6 042	9 056	31 955	47 053	45 280
Avances et acomptes reçus des clients ⁽¹⁾	6 433	–	–	6 433	6 279
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	6 368	5	1	6 374	7 306
Dettes fiscales et sociales ⁽²⁾	6 760	–	–	6 760	7 235
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	2 133	–	–	2 133	2 067
Comptes créditeurs ⁽³⁾	13 554	–	–	13 554	16 767
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	28 815	5	1	28 821	33 375
Instruments de trésorerie ⁽⁴⁾	2 365	422	550	3 337	1 973
Produits constatés d'avance ⁽⁵⁾	756	1 204	2 105	4 065	4 273
TOTAL DETTES	44 411	10 687	34 611	89 709	91 180

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 6 340 millions d'euros (6 129 millions d'euros au 31 décembre 2013). L'augmentation observée sur l'année s'explique principalement par un nombre croissant de clients ayant opté pour la mensualisation de leur facture.

(2) Au 31 décembre 2014, ce poste inclut un montant de 1 122 millions d'euros au titre de la CSPE à collecter sur l'énergie livrée non facturée (984 millions d'euros au 31 décembre 2013).

(3) Il s'agit principalement des montants au titre des conventions de placement et de trésorerie avec les filiales (11,3 milliards d'euros au 31 décembre 2014 et 14,8 milliards d'euros au 31 décembre 2013).

(4) Ils correspondent pour l'essentiel aux pertes latentes sur instruments de change.

(5) Au 31 décembre 2014, les produits constatés d'avance comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires et les contrats long terme associés pour 1 989 millions d'euros (2 112 millions d'euros en 2013). Les produits constatés d'avance sur contrats long terme intègrent également l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Les clauses de l'accord signé le 27 octobre 2014 (voir note 2.4) par les deux parties ne prévoient pas de versement complémentaire ni de remboursement relatif à cette avance.

➤ Note 33 Dettes financières

(en millions d'euros)	Solde au 31/12/2013	Nouveaux emprunts	Remboursements	Ajustements de change	Autres	Solde au 31/12/2014
Emprunts en euros	1 013	–	–	–	–	1 013
Emprunts en devises	6 477	3 464	1 281	1 038	–	9 698
Euro Medium Term Notes (EMTN) en euros	24 107	–	3 640	–	–	20 467
Euro Medium Term Notes (EMTN) en devises	7 744	1 639	178	610	–	9 815
Emprunts obligataires	39 341	5 103	5 099	1 648	–	40 993
Emprunts long terme en euros	500	–	–	–	–	500
Emprunts auprès des établissements de crédit	500	–	–	–	–	500
Titres de créances négociables en euros ⁽¹⁾	269	381	–	–	–	650
Titres de créances négociables en devises ⁽¹⁾	3 463	–	644	538	–	3 357
Emprunts contractuels à caractère financier	6	2	1	–	–	7
Autres emprunts	3 738	383	645	538	–	4 014
Total emprunts	43 579	5 486	5 744	2 186	–	45 507
Avances sur consommation	42	–	7	–	–	35
Avances diverses	74	–	–	–	3	77
Comptes bancaires créditeurs	355	–	–	–	(234)	121
Débits bancaires différés	34	–	–	–	5	39
Intérêts à payer	1 196	–	–	–	78	1 274
Total autres dettes financières diverses	1 659	–	–	–	(148)	1 511
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	45 280	5 486	5 751	2 186	(148)	47 053

(1) Les émissions sont nettes des remboursements.

EDF a lancé le 13 janvier 2014 une émission obligataire « senior » en plusieurs tranches en dollars américains :

- 750 millions de dollars d'une maturité de 3 ans à taux flottant ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 3 ans avec un coupon de 1,15 % ;
- 1 250 millions de dollars d'une maturité de 5 ans avec un coupon de 2,15 % ;
- 1 000 millions de dollars d'une maturité de 30 ans avec un coupon de 4,875 % ;
- 700 millions de dollars d'une maturité de 100 ans avec un coupon de 6 %.

EDF a également lancé le 17 janvier 2014 une émission obligataire d'un montant de 1 350 millions de livres sterling d'une maturité de 100 ans, avec un coupon de 6 %.

Ces émissions ont permis au Groupe d'anticiper les remboursements d'obligations venant à échéance en 2014 en profitant de bonnes conditions de marché, et de poursuivre sa politique de financement visant à allonger la maturité moyenne de sa dette pour la rapprocher de la durée de vie de ses actifs industriels de long terme.

Les remboursements d'emprunts obligataires pour un montant de 5 099 millions d'euros concernent des emprunts en euros et en dollars américains arrivés à échéance.

33.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couverture			
	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
<i>(en millions d'euros)</i>										
TOTAL I – EUROS		22 637		50		17 240		39 877		88
CHF	730	607	2,7	1	(730)	(607)	–	–	–	–
GBP	7 385	9 481	41,5	21	(3 000)	(3 851)	4 385	5 630	100	12
HKD	1 216	129	0,7	0,2	(1 216)	(129)	–	–	–	–
JPY	54 100	373	1,6	1	(54 100)	(373)	–	–	–	–
NOK	1 000	111	0,5	0,2	(1 000)	(111)	–	–	–	–
USD	14 775	12 169	53,2	27	(14 775)	(12 169)	–	–	–	–
TOTAL II – AUTRES DEVICES		22 870	100	50		(17 240)		5 630	100	12
TOTAL I + II		45 507		100		–		45 507		100

Les nominaux des instruments, présentés en engagements hors bilan (voir note 35.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

33.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couverture		
	Montants	% au 31/12/2014	% au 31/12/2013	Montants	Montants	% au 31/12/2014	% au 31/12/2013	
<i>(en millions d'euros)</i>								
Emprunts long terme et EMTN	40 304			(17 573)	22 731			
Emprunts court terme	4 006			–	4 006			
Dette à taux fixe	44 310	97	99	(17 573)	26 737	59	79	
Emprunts long terme et EMTN	1 197			17 573	18 770			
Emprunts court terme	–			–	–			
Dette à taux variable	1 197	3	1	17 573	18 770	41	21	
TOTAL	45 507	100	100	–	45 507	100	100	

➤ Note 34 Écarts de conversion - Passif

Les écarts de conversion-Passif présentent au 31 décembre 2014 un gain latent de change de 191 millions d'euros, dont 128 millions d'euros concernant un emprunt en livres sterling partiellement couvert par des *swaps* de change.

Autres informations

➤ Note 35 Instruments financiers

35.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change et de taux d'intérêt

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2014		31/12/2013	
	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
<i>(en millions d'euros)</i>				
1 – Opérations sur les taux d'intérêt				
Swaps de taux court terme				
EUR	14 348	14 348	1 988	1 988
Swaps de taux long terme				
EUR	7 916	7 916	7 215	7 215
USD	1 112	1 112	979	979
GBP	4 276	4 276	2 070	2 070
JPY	96	96	325	325
Sous-total	27 748	27 748	12 577	12 577
2 – Opérations sur le change				
Opérations à terme				
EUR	16 736	18 774	18 532	21 640
CAD	1 354	1 354	1 026	1 026
USD	11 704	9 065	9 970	6 698
GBP	8 005	8 363	11 338	11 466
CHF	36	36	–	–
HUF	350	385	419	410
PLN	865	864	968	1 050
JPY	25	32	21	122
MXN	79	79	254	254
Autres	117	117	308	311
Swaps de capitaux long terme				
EUR	8 572	28 807	7 226	23 565
JPY	372	–	837	–
USD	12 149	3 336	6 566	1 273
GBP	17 107	5 370	14 913	5 721
CHF	607	–	619	–
HUF	5	5	14	14
CAD	47	47	131	131
ILS	126	126	132	132
PLN	337	337	–	53
NOK	111	–	120	–
HKD	129	–	114	–
Sous-total	78 833	77 097	73 508	73 866
3 – Swaps de titrisation	591	591	734	734
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	107 172	105 436	86 819	87 177
4 – Swaps sur matières premières				
Charbon <i>(en millions de tonnes)</i>	2	2	4	4
Produits pétroliers <i>(en milliers de barils)</i>	5 475	5 475	5 776	5 776

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats contrevalorisés aux cours de change du 31 décembre 2014 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas).

35.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat de l'exercice

(en millions d'euros)

	2014	2013
Instruments non qualifiés de couverture		
Gains ou pertes réalisés	(55)	142
Gains ou pertes latents	320	(100)
Instruments de taux (<i>swap, cap et floor, FRA, option</i>) ⁽¹⁾	(3)	78
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux (<i>swap, cap et floor, FRA</i>)	253	134
Instruments de change réalisé (<i>currency swap</i>)	276	67

(1) Y compris les intérêts sur les swaps.

35.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés hors bilan comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change, déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable et la valeur de marché donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur des instruments financiers dérivés hors bilan au 31 décembre 2014 calculée par l'entreprise figure ci-dessous :

(en millions d'euros)

	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
<i>Swaps</i> long terme	116	2 012
<i>Swaps</i> court terme	(3)	(5)
Opérations de couverture du risque de change		
Opérations de change à terme	185	197
<i>Swaps</i> de capitaux long terme	1 660	1 228
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
Charbon	-	(37)
Produits pétroliers	-	(165)
TOTAL	1 958	3 230

➤ Note 36 Autres engagements et opérations hors bilan

Au 31 décembre 2014, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

(en millions d'euros)

	Échéances				31/12/2014	31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Engagements hors bilan donnés	11 716	18 781	12 201	11 029	53 727	53 604
Engagements liés aux opérations d'exploitation	5 355	12 702	11 645	11 008	40 710	38 701
■ Engagements d'achats de combustible et d'énergie	2 793	10 377	9 929	10 684	33 783	31 644
■ Autres engagements liés à l'exploitation	2 562	2 325	1 716	324	6 927	7 057
Engagements liés aux opérations d'investissement	3 301	6 057	285	9	9 652	8 949
Engagements liés aux opérations de financement	3 060	22	271	12	3 365	5 954
Engagements hors bilan reçus	1 041	10 391	248	211	11 891	11 934
Engagements liés aux opérations d'exploitation	1 036	646	248	211	2 141	2 354
Engagements liés aux opérations d'investissement	5	-	-	-	5	-
Engagements liés aux opérations de financement	-	9 745	-	-	9 745	9 580

36.1 Engagements donnés

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir à EDF des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

36.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 20 ans.

Au 31 décembre 2014, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Échéances				31/12/2014	31/12/2013
	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans		
Achats d'électricité et services associés	1 034	3 369	4 483	6 936	15 822	14 015
Achats de combustible nucléaire	1 759	7 008	5 446	3 748	17 961	17 629
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	2 793	10 377	9 929	10 684	33 783	31 644

Achats d'électricité et services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité produite à partir de bagasse et de charbon ainsi que de l'électricité produite par les centrales des filiales EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éoliennes, petite hydraulique, photovoltaïque...).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE). Ces obligations d'achat s'élèvent à 35 TWh pour l'exercice 2014 (34 TWh pour 2013), dont 5 TWh au titre de la cogénération (7 TWh pour 2013), 16 TWh au titre de l'éolien (15 TWh pour 2013), 6 TWh au titre du photovoltaïque (4 TWh pour 2013) et 3 TWh au titre de l'hydraulique (3 TWh pour 2013).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

36.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles et des contrats de location simple non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

36.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles. La hausse de ces engagements s'explique notamment par la signature de contrats relatifs à la fourniture de générateurs Diesel « ultime secours » pour les centrales nucléaires.

36.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales, notamment d'Edison pour 799 millions d'euros et d'EDF Énergies Nouvelles pour 730 millions d'euros.

36.2 Engagements reçus

36.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- des garanties reçues dans le cadre des ventes ARENH. Les livraisons d'électricité effectuées par EDF aux opérateurs dans le cadre de la loi NOME font l'objet d'une garantie autonome à première demande. Le montant de cette garantie correspond à 1,5 fois le volume mensuel moyen d'électricité de la notification de cession annuelle d'électricité de la CRE valorisé au prix de l'ARENH en vigueur ;
- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles.

36.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques.

36.3 Autres natures d'engagements

36.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont les principaux sont détaillés ci-après :

- contrats à long terme conclus par EDF avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3,5 GW ;
- dans le cadre de la loi NOME, EDF s'est engagé à céder chaque année jusqu'au 31 décembre 2025 aux fournisseurs d'électricité sur le marché français une part de l'énergie produite par son parc nucléaire dit historique pouvant aller jusqu'à 100 TWh ;

- EDF reste engagé à livrer les volumes résiduels d'environ 345 GWh jusqu'en mars 2015 au titre des droits acquis lors des enchères de capacité dites VPP ou *Virtual Power Plant* qui ont pris fin en 2011.

36.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont portés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz. EDF et Gazprom ont ainsi signé en 2013 un accord définissant les conditions essentielles d'un contrat d'approvisionnement en gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement et de l'acheminement sont principalement effectués au travers de contrats à long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

En 2011, EDF a signé un contrat de souscription de capacité dans le terminal méthanière de Dunkerque dont la mise en service est prévue fin 2015.

➤ Note 37 Passifs éventuels

Droits Individuels à la Formation (DIF)

La loi française du 4 mai 2004 permet à chaque salarié de bénéficier d'un droit individuel à la formation de 20 heures par an minimum cumulable sur 6 ans. L'accord d'entreprise intervenu le 24 février 2006 précise pour EDF les conditions d'exercice de ce droit individuel à la formation en indiquant les formations éligibles au DIF. Les dépenses au titre de ces formations sont comptabilisées quand elles sont encourues.

Au 31 décembre 2014, le volume d'heures de formation correspondant aux droits acquis s'élève à 6 753 661 heures dont 6 682 138 n'ayant pas donné lieu à demande.

Réseau d'Alimentation Général – Rejet du pourvoi de la Commission européenne

Par arrêt du 15 décembre 2009, le Tribunal de l'Union européenne avait annulé la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003 qualifiant d'aide d'État le traitement fiscal des provisions créées pour le renouvellement du Réseau d'Alimentation Général (RAG) dans le cadre de la recapitalisation d'EDF en 1997 et ordonnant la récupération par l'État du montant réactualisé de 1 224 millions d'euros (payé par EDF en février 2004). L'État avait donc remboursé cette somme à EDF le 30 décembre 2009, puis la Commission avait formé en février 2010 un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne.

Par un arrêt du 5 juin 2012, la Cour de Justice de l'Union européenne a rejeté le pourvoi de la Commission européenne et confirmé l'arrêt du Tribunal de l'Union européenne du 15 décembre 2009.

À la suite de ce rejet, la Commission européenne a décidé en mai 2013 de réouvrir la procédure. Cette décision amorce un nouvel échange contradictoire entre l'État français et la Commission européenne.

Contrôles fiscaux

À la suite de vérifications de comptabilité sur des exercices passés, l'Administration conteste la déductibilité fiscale de la provision pour rentes accident du travail et maladies professionnelles (« AT/MP »). S'agissant d'une problématique liée au statut des IEG, elle concerne également les sociétés RTE, ERDF et Électricité de Strasbourg. EDF conteste la position de l'administration fiscale. À fin 2014, la Commission nationale des impôts directs et taxes sur le chiffre d'affaires a rendu plusieurs avis favorables pour la société RTE et EDF. Par ailleurs, les filiales RTE et Électricité de Strasbourg ont aussi obtenu des jugements favorables auprès du Tribunal administratif de Montreuil. En cas d'issue défavorable du contentieux, le risque financier pour EDF lié au paiement de l'impôt sur les sociétés est de l'ordre de 150 millions d'euros.

Pour l'exercice 2008, EDF a reçu fin 2011 une proposition de rectification notamment relative à la déductibilité de certains passifs de long terme. Au cours de l'année 2013, EDF a reçu de l'Administration une lettre acceptant une partie de ses arguments diminuant ce risque à 600 millions d'euros. La Société est confiante dans ses chances de succès en contentieux et aucune provision n'a été constatée sur ce sujet.

Par ailleurs, un redressement a été proposé par l'Administration relatif à une avance non rémunérée consentie par EDF à sa filiale indirecte Lake Acquisition Limited dans le cadre de l'acquisition de British Energy. EDF conteste ce chef de redressement.

Litiges en matière sociale

EDF est partie prenante à un certain nombre de litiges en matière sociale avec des salariés concernant notamment la mise en œuvre de la législation relative au temps de travail. EDF estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat et sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations susceptibles de concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait présenter un risque susceptible d'avoir un effet négatif significatif sur les résultats d'EDF.

➤ Note 38 Actifs dédiés

38.1 Réglementation

La loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (combustible usé et provenant du démantèlement). Ces textes régissent le mode de constitution de ces actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

L'objectif initial visé par ces textes était de constituer et de maintenir dès le 29 juin 2011 la totalité de la couverture du coût actualisé des obligations nucléaires de long terme. La loi NOME votée en 2010 a instauré sous certaines conditions un report de 5 ans de l'échéance de constitution des actifs dédiés.

Le décret du 29 décembre 2010 a rendu les actions de RTE éligibles aux actifs dédiés sous certaines conditions et après autorisation administrative. En complément, le décret du 24 juillet 2013 a revu la liste des actifs éligibles en s'inspirant du Code des assurances. Il rend notamment admissibles dans certaines conditions les titres non cotés.

38.2 Composition et évaluation des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Dans le cadre de la révision de l'allocation stratégique, et afin de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés engagée depuis 2010 avec les titres RTE, le Conseil d'administration a approuvé en 2013 la mise en place, à côté des placements diversifiés actions et taux, d'un portefeuille d'actifs non cotés géré par EDF Invest, créé suite au décret relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires du 24 juillet 2013. EDF Invest cible trois classes d'actifs : les infrastructures à titre principal, l'immobilier et les fonds d'investissement. L'objectif d'EDF Invest est de gérer à terme environ 5 milliards d'euros d'investissements non cotés et de représenter ainsi environ un quart du total des actifs dédiés.

Par ailleurs, suite à l'autorisation délivrée par l'État le 8 février 2013 et compte tenu de l'avis positif du Comité de suivi des engagements nucléaires et de la délibération du Conseil d'administration en date du 13 février 2013, EDF a affecté aux actifs dédiés la totalité de la créance représentant le déficit cumulé de CSPE à fin 2012. Cet actif financier est considéré comme un actif sans risque dont l'échéance de remboursement est prévue fin 2018.

38.2.1 Placements diversifiés actions et obligations

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. L'autre partie est constituée d'OPCVM spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et à son usage exclusif, celle-ci n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir un indicateur global de référence composite qui garantit le maintien de la politique d'investissement à long terme.

38.2.2 Actifs non cotés (EDF Invest)

Les actifs gérés par EDF Invest sont composés de titres non cotés liés à des investissements dans les infrastructures, l'immobilier et des fonds d'investissement.

Au 31 décembre 2014, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de 3 264 millions d'euros. Ils incluent notamment :

- 50 % de la participation d'EDF dans RTE, pour une valeur de 2 555 millions d'euros au 31 décembre 2014 (2 567 millions d'euros au 31 décembre 2013). Cette valeur correspond à la valeur nette consolidée de 50 % de la participation d'EDF dans RTE, présentée au bilan consolidé du groupe EDF ;
- la participation d'EDF dans TIGF ;
- et depuis octobre 2014, la participation dans Porterbrook Rail Finance Limited (Porterbrook).

38.2.3 Valorisation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, titres immobilisés de l'activité de portefeuille ou valeurs mobilières de placement. Ils sont valorisés selon les principes comptables présentés dans la note 1.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2014 est la suivante :

	31/12/2014		31/12/2013	
	Valeurs nettes comptables	Justes valeurs ou valeurs de réalisation	Valeurs nettes comptables	Justes valeurs ou valeurs de réalisation
<i>(en millions d'euros)</i>				
Titres de participations – RTE	2 015	2 555	2 015	2 567
Titres immobilisés de l'activité de portefeuille	12 458	14 691	11 994	13 842
Autres titres immobilisés	553	657	273	265
Total actifs dédiés – immobilisations financières	15 026	17 903	14 282	16 674
Créance CSPE	5 140	5 144	5 053	5 051
Total actifs dédiés avant couverture	20 166	23 047	19 335	21 725
Instruments de couverture et autres éléments	(10)	(14)	1	12
TOTAL ACTIFS DÉDIÉS APRÈS COUVERTURE	20 156	23 033	19 336	21 737

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

38.2.4 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice 2014

Au 31 décembre 2014, l'objectif de couverture de 100 % des provisions nucléaires de long terme reste atteint en avance par rapport à l'échéance légale de juin 2016 (loi NOME).

Des retraits pour un montant de 403 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2014 (326 millions d'euros en 2013). La dotation au titre de l'année 2014 est nulle car la valeur de réalisation des actifs excède désormais celle des provisions à couvrir (dotation nette de 2 591 millions d'euros en 2013).

En ce qui concerne le portefeuille financier, dans un contexte de marchés volatils mais globalement porteurs, les choix d'allocation ont privilégié la prudence :

- sur le portefeuille obligataire, maintien d'une sous-pondération sur les pays de la zone euro en début d'année, suivi d'un retour progressif à une allocation en ligne avec l'indice de référence sur les pays cœurs et un renforcement des positions sur les pays périphériques (principalement Italie et Espagne) ;

- sur le portefeuille actions, sous-pondération en début d'année sur les zones Pacifique et Émergents suivie d'une réduction de l'allocation globale actions, en particulier sur la zone euro à partir de l'été en raison de tensions géopolitiques accrues.

En 2014, EDF Invest a notamment réalisé l'acquisition d'une participation minoritaire dans Porterbrook, au sein d'un consortium monté avec trois autres investisseurs de long terme en infrastructures : Alberta Investment Management Corporation, Allianz Capital Partners et Hastings Funds Management. Porterbrook est l'une des trois principales sociétés de location de matériel ferroviaire roulant au Royaume-Uni. Cette participation a été affectée à la poche « Infrastructures » d'EDF Invest aux côtés de TIGF et RTE.

Au cours de l'année, EDF Invest a également poursuivi la constitution de son portefeuille en immobilier et en fonds d'investissement. Ainsi, Amundi et EDF Invest ont créé un fonds d'investissement immobilier non exclusif, appelé à investir sur un plan européen. Ce fonds permet d'accélérer l'exposition d'EDF Invest à la classe d'actif immobilière, en complément de sa stratégie d'investissement direct, et a déjà donné lieu à un premier investissement immobilier en Allemagne fin 2014.

38.3 Coût actualisé des obligations nucléaires de long terme

Les obligations nucléaires de long terme visées par la réglementation relative aux actifs dédiés figurent dans les comptes d'EDF pour les montants suivants :

<i>(en millions d'euros)</i>	31/12/2014	31/12/2013
Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs	7 676	7 542
Provision pour déconstruction des centrales nucléaires	13 866	13 024
Provision pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	476	454
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	22 018	21 020

➤ Note 39 Informations concernant les entreprises et parties liées

39.1 Relations avec les filiales

	Créances d'EDF ⁽¹⁾		Dettes d'EDF ⁽¹⁾		Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)
	Prêts	Créances d'exploitation	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation		
<i>(en millions d'euros)</i>						
Sociétés						
C3						29
C31						12
EDF Energy		194		74		2
EDF Énergies Nouvelles	1 175					11
EDF International	450					2
EDF Trading		490		538		5
Edison Nouveau						3
ERDF		91		1 629		1
EDF Polska						3
Dalkia	661					7
Groupe PEI				59		-
RTE	670	160		146		37
Compte courant ERDF				90	(0)	
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales			5 369		(7)	
Convention d'intégration fiscale ⁽²⁾				1 282		
Convention de placement des liquidités des filiales			5 924		(28)	

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.

(2) Dont EDF International : 866 millions d'euros.

39.2 Relations avec l'État et les sociétés participations de l'État

39.2.1 Relations avec l'État

L'État détient 84,5 % du capital d'EDF au 31 décembre 2014. L'État a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Un accord sur le suivi des investissements de croissance externe, conclu entre l'État et EDF le 27 juillet 2001, impose des procédures d'agrément préalable et d'information, préalable ou non, de l'État pour certains projets de prise, d'extension ou de cession de participations par EDF. Cet accord a par ailleurs mis en place une procédure de suivi des résultats de ces opérations de croissance externe.

Le Contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée, la loi du 9 août 2004 ne fixant pas de durée au contrat.

Par ailleurs, EDF participe, à l'instar des autres producteurs d'électricité, à la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le Ministre chargé de l'énergie, qui fixe notamment les objectifs en matière de répartition des capacités de production.

Enfin, l'État intervient dans le cadre de la réglementation des marchés de l'électricité et du gaz. Il accorde notamment les autorisations de construction et d'exploitation des installations de production, et intervient dans la fixation des tarifs de vente aux clients restés au tarif réglementé, des tarifs de transport et de distribution mais également dans la détermination du prix de l'ARENH – conformément à la loi NOME – ainsi que du montant de la Contribution au Service Public de l'Électricité.

39.2.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du Groupe avec les entreprises du secteur public concernent principalement AREVA. Les transactions avec AREVA portent :

- sur l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, services de conversion, d'enrichissement et de fabrications des assemblages combustible) ;
- sur l'aval du cycle (les prestations de transport, l'entreposage, le traitement et le recyclage du combustible usé) ;
- sur des opérations de maintenance de centrales et d'achat d'équipements.

Sur l'amont du cycle

EDF et AREVA ont signé en décembre 2008 un contrat de fourniture de services d'enrichissement d'uranium pour la période 2013-2032, et en juillet 2012 deux contrats de fourniture de concentrés d'uranium naturel pour la période 2014-2035.

EDF et AREVA NP ont conclu en décembre 2014 un contrat concernant la fourniture d'assemblages de combustible à l'uranium enrichi à compter de 2015.

Dans le cadre du projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni (Hinkley Point 1 et 2), EDF et AREVA ont signé le 21 octobre 2013 une lettre d'engagement définissant les conditions de fourniture du combustible (composantes : uranium, fluoration, enrichissement et services de fabrication). Cette lettre d'engagement sera déclinée en quatre contrats (un par composante), en cours de signature.

Sur l'aval du cycle

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par un accord-cadre signé le 19 décembre 2008. Une première

déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 d'un contrat d'application fixant les prix et les quantités des prestations et portant sur la période 2008-2012.

Les conditions du traitement-recyclage sur la période 2013-2020 ont fait l'objet de termes de référence signés par EDF et AREVA en juin 2014 et seront déclinées dans le contrat d'application 2013-2020 dont la signature devrait intervenir début 2015.

Pour les centrales nucléaires du palier 1 300 MW, EDF et AREVA ont signé :

- en 2011, un contrat pour la fourniture de 32 générateurs de vapeur et un contrat pour la rénovation des systèmes de contrôle-commande ;
- en août 2012, un contrat de prestations liées aux opérations de remplacement des premiers générateurs de vapeur.

EDF et AREVA ont signé en 2013 deux avenants au contrat initial de 2007 relatif à la chaudière de l'EPR de Flamanville allant de l'étude à la mise en service industrielle.

Enfin, EDF détient des titres AREVA pour 123 millions d'euros au 31 décembre 2014.

➤ Note 40 Environnement

40.1 Droits d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre du protocole de Kyoto, la Directive européenne visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre est entrée en vigueur en 2005 pour une première période de trois ans, puis pour une deuxième période de 2008 à 2012 avec une réduction progressive des droits d'émission attribués.

La troisième période, de 2013 à 2020, est notamment caractérisée par la suppression de l'attribution gratuite des droits d'émission aux producteurs d'électricité dans certains pays, dont la France. Ainsi, EDF ne s'est plus vu attribuer, en 2013, de droits d'émission.

En 2014, EDF a restitué 17 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2013. En 2013, EDF avait restitué 17 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2012.

Au 31 décembre 2014, le volume des émissions s'élève à 8 millions de tonnes (17 millions de tonnes au 31 décembre 2013).

40.2 Certificats d'Économies d'Énergie (CEE)

La loi française du 13 juillet 2005 instaure un système de certificats d'économies d'énergie. Les sociétés qui vendent de l'électricité, du gaz, de la chaleur ou du froid aux consommateurs finals et dont les ventes excèdent un seuil sont soumises sur une période définie à des obligations d'économies d'énergie dont elles se libèrent en réalisant directement ou indirectement des économies d'énergie ou en acquérant des certificats d'économies d'énergie. À l'issue de la période considérée, les sociétés concernées justifient de l'accomplissement de leurs obligations en restituant des certificats. À défaut, une pénalité libératoire est acquittée au Trésor.

La deuxième période, qui s'est ouverte le 1^{er} janvier 2011 et se termine le 31 décembre 2014, se caractérise par l'arrivée de nouveaux obligés (les distributeurs de carburants) et par le renforcement des exigences pour l'obtention des certificats d'économies d'énergie.

EDF s'est mis en capacité de réaliser son obligation grâce à des offres d'efficacité énergétique portant sur chacun des segments de marché : particuliers, entreprises, collectivités territoriales et bailleurs sociaux.

L'obligation pour EDF est calculée a posteriori à partir des ventes d'électricité et de gaz aux ménages et aux entreprises du secteur tertiaire sur la période 2010-2013. Les volumes de CEE obtenus entre les deux premières périodes ont contribué à l'atteinte des objectifs de la deuxième période.

Par décret n° 2014-1557 du 24 décembre 2014, le dispositif des CEE a été reconduit pour une troisième période, du 1^{er} janvier 2015 au 31 décembre 2017.

➤ Note 41 Rémunération des mandataires sociaux

Les mandataires sociaux de la société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Il est précisé que les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toute nature et des jetons de présence versés par la Société au cours de l'exercice aux mandataires sociaux se décompose comme suit :

(en euros)	2014	2013
Président-Directeur Général	415 818 ⁽²⁾	743 946 ⁽¹⁾
Administrateurs	174 444	200 000

(1) Ce montant inclut part fixe, avantages en nature, et solde de la part variable relative à l'exercice 2012 versé courant 2013 à M. Henri Proglio, Président-Directeur Général jusqu'au 22 novembre 2014.

(2) Rémunération et avantages en nature de M. Henri Proglio, Président-Directeur Général jusqu'au 22 novembre 2014. M. Jean-Bernard Lévy n'a perçu aucune rémunération depuis sa nomination comme Président-Directeur Général d'EDF par décret du 27 novembre 2014.

Le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 plafonne à un montant brut annuel de 450 000 euros les éléments de rémunération du Président-Directeur Général.

➤ Note 42 Événements postérieurs à la clôture

Il n'y a aucun événement significatif postérieur à la clôture de l'exercice.

Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2014

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2014, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société Électricité de France SA (« la Société »), tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciations ;
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

1. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France : ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle de la Société, du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur l'évaluation des provisions de long terme liées à la production nucléaire, qui résulte des meilleures estimations de la Direction et dont les modalités de détermination sont décrites dans les notes 1.15 et 28 de l'annexe aux comptes annuels. Cette évaluation est sensible aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, de coûts, de taux d'inflation, de taux d'actualisation à long terme et d'échéanciers de décaissements. La modification de certains de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les principaux éléments suivants :

Règles et principes comptables

Les notes 1.3 et 3.1, la note 1.7 et la note 1.16 de l'annexe décrivent les principes et les modalités respectivement retenus en matière de comptabilisation et d'évaluation du chiffre d'affaires, pour la partie relative à l'énergie livrée non facturée, de valorisation des immobilisations financières, ainsi que la détermination des provisions pour avantages du personnel.

Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié de ces méthodes et des informations fournies dans les notes aux états financiers et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Estimations comptables

La note 1.2 de l'annexe décrit les principales méthodes comptables sensibles pour lesquelles la Direction a recours à des jugements, estimations et hypothèses significatifs, lesquels sont fondés, le cas échéant, sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs de la Société. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations, qui ont été réalisées dans un contexte de crise économique et financière et de volatilité importante des marchés énergies dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

En particulier, la Société présente dans l'annexe aux comptes annuels les informations relatives :

- aux modalités de comptabilisation du déficit de collecte de la Contribution au Service Public de l'Électricité arrêté au 31 décembre 2012, lesquelles font suite à l'accord annoncé le 14 janvier 2013 avec les pouvoirs publics, et à l'affectation sur l'exercice clos le 31 décembre 2013 de la créance correspondante aux actifs dédiés au financement des obligations nucléaires de long terme réalisée le 8 février 2013 (note 18.1) ;
- aux modalités d'évaluation des titres de participations et immobilisés (notes 1.7.1 et 18) ;
- aux provisions pour avantages du personnel (notes 1.16 et 30), autres provisions et passifs éventuels (notes 1.15, 27 et 37).

Nos travaux ont consisté à apprécier ces estimations, notamment les données, hypothèses et, le cas échéant, opinions juridiques sur lesquelles ces dernières sont fondées, à revoir, par sondages, les calculs effectués par la Société, à comparer les estimations comptables des périodes précédentes avec les réalisations correspondantes, à examiner les procédures d'approbation de ces estimations par la Direction et enfin à vérifier que l'annexe aux comptes annuels restitue une information appropriée.

Procédures de contrôle

Nos contrôles sur les opérations résultant du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH), tel qu'instauré par la loi NOME en France à compter du 1^{er} juillet 2011, s'appuient, d'une part, sur les données disponibles auprès de votre Société, ou publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie, et, d'autre part, sur les constats résultant de procédures convenues réalisées par des tiers indépendants ayant eu accès aux données et transactions élémentaires.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Paris - la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 11 février 2015.

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG SA



Jacques-François Lethu

Deloitte & Associés



Patrick E. Suissa

E

Tableau des résultats des cinq derniers exercices

(Extraits des comptes sociaux d'EDF) :

	2014	2013	2012	2011	2010
Capital en fin d'exercice					
Capital social (en millions d'euros)	930	930	924	924	924
Dotations en capital (en millions d'euros)					
Nombre d'actions ordinaires existantes	1 860 008 468	1 860 008 468	1 848 866 662	1 848 866 662	1 848 866 662
Nombre des actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes					
Nombre maximal d'actions futures à créer					
par conversion d'obligations					
par exercice de droit de souscription					
Opérations et résultats de l'exercice (en millions d'euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	41 717	43 423	44 106	41 950	40 906
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	8 252	6 782	7 978	5 417	4 906
Impôts sur les bénéfices	577	748	460	356	660
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	1 649	2 938	3 566	1 118	1 492
Résultat distribué		2 327 ⁽¹⁾	2 309 ⁽¹⁾	2 125 ⁽¹⁾	2 122 ⁽¹⁾
Acompte sur résultat distribué	1 059	1 059	1 053	1 053	1 054
Résultats par actions (en euros/action)					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	4,13	3,24	4,07	2,74	2,30
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	0,89	1,58	1,93	0,60	0,81
Dividende attribué à chaque action		1,25 ⁽¹⁾⁽³⁾	1,25 ⁽¹⁾	1,15 ⁽¹⁾	1,15 ⁽¹⁾
Acompte dividende attribué à chaque action	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	70 153 ⁽²⁾	68 643 ⁽²⁾	64 303	62 479	60 380
Montant de la masse salariale de l'exercice (en millions d'euros)	3 905	3 843	3 687	3 600	3 377
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité sociale, œuvres sociales, etc.) (en millions d'euros)	2 699	2 614	2 551	2 161	2 125

(1) Y compris acompte versé.

(2) Le périmètre des effectifs a été élargi (prise en compte des apprentis notamment). À périmètre inchangé, les effectifs de 2014 s'élèvent à 66 876 et ceux de 2013 à 65 775.

(3) Soit 1,375 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

F

Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre de l'obligation verte (*Green Bond*) émise par EDF en novembre 2013

Le 25 novembre 2013, EDF a procédé à l'émission d'une première obligation verte (*Green Bond*), de maturité 7,5 ans (avril 2021), pour un montant total de 1,4 milliard d'euros. EDF s'est engagé à publier annuellement un compte-rendu sur (i) les projets sélectionnés et financés par les fonds levés dans le cadre de cette émission et (ii) les montants totaux ainsi alloués.

Les engagements pris par EDF concernant l'allocation des fonds levés dans le cadre de cette émission obligataire sont les suivants :

- les projets éligibles sont : (i) des nouveaux projets répondant aux critères d'éligibilité définis par EDF et validés par Vigeo (voir ci-après « Critères d'éligibilité des projets validés par Vigeo ») et/ou (ii) des projets existants répondant aux critères d'éligibilité qui n'ont pas été initiés ou qui n'ont

pas fait l'objet d'un financement externe à la date de l'émission, et qui feraient l'objet d'un développement ou d'un investissement par EDF Énergies Nouvelles postérieurement à l'émission ;

- à réception par EDF, les fonds levés lors de l'émission sont investis et suivis dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à allocation à des projets éligibles sélectionnés par EDF Énergies Nouvelles.

Les critères d'éligibilité, applicables aux phases de développement et construction des projets, sont décrits ci-après et figurent à la section 6 des conditions définitives de l'émission disponibles sur la page « *Green Bond* / En savoir plus » de l'espace obligataire du site internet d'EDF (www.edf.com).

Information sur l'allocation des fonds levés et les projets financés au 31 décembre 2014

Les projets éligibles et sélectionnés ayant reçu un financement au 31 décembre 2014 dans le cadre de l'émission *Green Bond* de novembre 2013 sont :

Projet	Technologie et capacité	Localisation	Année prévue de mise en service
La Mitis	Éolien terrestre, 24 MW	Canada (Québec)	En service
Le Granit	Éolien terrestre, 24 MW	Canada (Québec)	En service
Rivière du Moulin – phase 1 / phase 2	Éolien terrestre, 150 MW / 200 MW	Canada (Québec)	En service / 2015
Ensemble éolien catalan	Éolien terrestre, 96 MW	France (Pyrénées-Orientales)	2015
CID Solar	Solaire photovoltaïque, 20 MWp	États-Unis (Californie)	En service
Cottonwood	Solaire photovoltaïque, 31 MWp	États-Unis (Californie)	2015
Hereford	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	En service
Heartland	Biométhane, 20 MW	États-Unis (Colorado)	2015
Longhorn North	Éolien terrestre, 200 MW	États-Unis (Texas)	2015
Pilot Hill	Éolien terrestre, 175 MW	États-Unis (Illinois)	2015
Roosevelt	Éolien terrestre, 300 MW	États-Unis (Nouveau-Mexique)	2015
Spinning Spur 2	Éolien terrestre, 161 MW	États-Unis (Texas)	En service
Spinning Spur 3	Éolien terrestre, 194 MW	États-Unis (Texas)	2015

Ces 13 projets sélectionnés répondent aux critères d'éligibilité présentés. Ils représentent, une fois mis en service, une production cumulée d'électricité d'origine renouvelable estimée à environ 7 TWh par an.

Le montant des fonds levés lors de l'émission a été investi sur un portefeuille dédié d'EDF, et le total des fonds alloués aux 13 projets éligibles sélectionnés

ci-dessus au 31 décembre 2014 s'élève à 1 175 millions d'euros. Ces fonds ont été alloués aux différentes sociétés de projets portant les projets éligibles et sont destinés exclusivement au financement des coûts de construction et/ou de développement des projets éligibles.

Critères d'éligibilité des projets validés par Vigeo

1. Évaluation des pays d'implantation de projets en matière de droits civiques et de gouvernance

EDF Énergies Nouvelle fixe le *scoring* minimum, issu de la méthodologie d'évaluation *Country Rating* de Vigeo¹, à atteindre par les pays éligibles à l'accueil de projets financés par les fonds levés lors de l'émission obligataire responsable. Ce *scoring* repose sur les indicateurs suivants :

Critères	Indicateurs / éléments probants
Respect, protection et promotion des libertés et des Droits de l'Homme	Intégration, signature ou ratification des conventions relatives (i) aux droits de l'Homme et (ii) aux droits du travail
Démocratie des institutions	Indicateurs de résultats sur : stabilité et liberté politique ; prévention de la corruption ; liberté de la presse ; indépendance du système judiciaire ; sécurité juridique

2. Maîtriser les impacts environnementaux du projet

Critères	Indicateurs / éléments probants
Une étude d'impacts est-elle effectuée ? (= effets sur l'environnement et mesures identifiés)	Étude d'impacts existante
Un suivi du Cahier des charges environnemental du projet est-il prévu en phase de construction ?	Production d'un <i>reporting</i> interne ou signature d'un contrat de prestation externe suivi environnemental
Un Référent Environnement désigné pour chaque projet est-il exigé ?	Nom/fonction du référent Environnement de chaque projet
Les contrats devront-ils respecter les prescriptions du Cahier des charges environnemental du projet pour la partie qui leur incombe ?	Déclinaison appropriée du Cahier des charges dans les contrats

3. Protéger la santé et la sécurité de tous les intervenants

Critères	Indicateurs / éléments probants
Un coordinateur Santé-Protection-Sécurité ou équivalent est-il prévu sur le chantier ?	Nom et fonction du coordinateur de chaque chantier du projet
Des plans de prévention sont-ils prévus systématiquement avec les intervenants sur chantier ?	Plan de prévention entreprise intervenant sur le chantier

1. Dernière mise à jour établie le 1^{er} juillet 2014. Validité six mois. Dans le domaine des droits de l'homme, le *scoring* Vigeo peut être complété par des indicateurs de résultats relatifs aux droits de l'homme et aux droits du travail.

4. Promouvoir des relations fournisseurs responsables

Critères	Indicateurs / éléments probants
La Charte Développement durable fournisseurs et sous-traitants d'EDF EN est-elle signée par chaque entreprise pour assurer sa prise de connaissance ?	Intégration dans leur contrat ou à défaut, signature de la Charte par les entreprises mandataires
La gestion du projet par EDF EN est-elle conforme aux principes de la Charte éthique du Groupe EDF ?	Existence de « non-conformité » (droits humains, corruption, conflits d'intérêts, actions politiques, etc.)
Une vérification des bonnes pratiques et risques en matière de réputation et une recherche des controverses ont-elles été effectuées sur les partenaires financiers en amont ?	Preuves juridiques, légales et/ou bancaires sur les pratiques, notamment sociales, du (des) partenaire(s) financier(s) (Direction du Contrôle des risques EDF)
La traçabilité de l'emploi des fonds jusqu'aux bénéficiaires est-elle garantie ?	Chiffres en euros sur l'emploi des fonds par bénéficiaire
Des règles en matière d'avantages et cadeaux aux personnels d'EDF EN sont-elles définies en amont ?	Politique relative aux cadeaux et invitations applicable
Une clause de confidentialité engageant l'entreprise et EDF EN est-elle intégrée dans le contrat ?	Engagement clause de confidentialité
La consultation des fournisseurs est-elle systématique pour chaque achat, sauf cas justifié de gré à gré ?	Traçabilité du <i>process</i> achat sur le projet
Les décisions d'attribution des contrats sont-elles formalisées sur la base de critères objectifs et identiques pour tous, en vue d'assurer l'égalité de traitement ? (cf. Politique achats Groupe EDF EN)	Traçabilité du processus de décision d'attribution

5. Assurer la concertation avec les acteurs du territoire

Critères	Indicateurs / éléments probants
Un dispositif de concertation des parties prenantes externes est-il déployé dès la phase de conception du projet ?	Liste des actions de concertation ou consultation conduites Exemples : nombre de réunions publiques, bulletins d'information, etc.
Un dispositif d'information des parties prenantes, au minimum des mitoyens de la zone et usagers du site, est-il prévu sur toute la durée du chantier ?	Actions menées

Attestation de l'un des Commissaires aux comptes d'EDF SA sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2014, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire *Green Bond* du 25 novembre 2013

Au Président - Directeur Général,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société Électricité de France SA (la « Société ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2014, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire « Green Bond » du 25 novembre 2013 (l'« Émission »), d'un montant de 1 400 000 000 euros, figurant dans le document ci-joint, intitulé « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre de l'obligation verte *Green Bond* émise par EDF en novembre 2013 », et établi conformément aux termes et conditions du contrat d'émission du 25 novembre 2013 (le « Contrat d'Émission »).

Ce document, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires « Green Bond », fait ressortir une allocation des fonds levés à des projets éligibles au cours de la période allant de la date de réception des fonds au titre de l'Émission, soit le 27 novembre 2013, au 31 décembre 2014, d'un montant de 1 175 millions d'euros.

Ces informations ont été établies sous votre responsabilité, à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Il nous appartient de nous prononcer :

- sur la conformité, dans tous ses aspects significatifs, des projets éligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité définis dans le Contrat d'Émission (les « Projets Éligibles ») ;
- sur le suivi des fonds issus de l'Émission, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Éligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2014 dans le cadre de l'Émission avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe du Contrat d'Émission et, en particulier, de donner une interprétation des termes du Contrat d'Émission ;
- de nous prononcer sur l'utilisation des fonds alloués aux Projets Éligibles postérieurement à leur allocation.

Dans le cadre de notre mission de commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le co-commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. Notre audit, effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avait pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination de ces informations. Par conséquent, nous n'avons pas effectué nos tests d'audit et nos sondages dans cet objectif, et nous n'exprimons aucune opinion sur ces éléments pris isolément. Ces comptes consolidés, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des actionnaires, ont fait l'objet de notre rapport en date du 11 février 2015.

En outre, nous n'avons pas mis en œuvre de procédures pour identifier, le cas échéant, les événements survenus postérieurement à l'émission de notre rapport sur les comptes consolidés en date du 11 février 2015.

Notre intervention, qui ne constitue ni un audit ni un examen limité, a été effectuée selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nos travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

- prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité, tels que définis en annexe du Contrat d'Émission ;
- vérifier la correcte ségrégation des fonds levés lors de l'Émission et leur allocation exclusive à des Projets Éligibles ;
- effectuer les rapprochements nécessaires entre ces informations et la comptabilité dont elles sont issues et vérifier qu'elles concordent avec les éléments ayant servi de base à l'établissement des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler :

- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité définis dans le Contrat d'Émission ;
- sur le suivi des fonds issus de l'Émission, dans un portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à l'allocation des fonds à des Projets Éligibles et sur la concordance du montant des fonds alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2014 dans le cadre de l'Émission avec la comptabilité et les données sous-tendant la comptabilité.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé ci-avant et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

Neuilly-sur-Seine, le 10 avril 2015

L'un des Commissaires aux comptes
Deloitte & Associés



Patrick E. Suissa
Associé



Documentation relative à l'Assemblée générale ordinaire du 19 mai 2015

Rapport du Conseil d'administration sur les projets de résolutions en vue de l'Assemblée générale ordinaire annuelle du 19 mai 2015 et projets de résolutions

Rapport du Conseil d'administration sur les projets de résolutions

Première et deuxième résolutions

Approbation des rapports et des comptes annuels et consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014

Ces deux résolutions soumettent à votre approbation les comptes annuels d'EDF, qui font ressortir un bénéfice de 1 649 057 707,37 euros, et les comptes consolidés du groupe EDF, tels qu'ils ont été arrêtés par le Conseil d'administration lors de sa séance du 11 février 2015.

Il est précisé que le montant global des dépenses et charges visées à l'article 223 *quater* du Code général des impôts est de 2 539 543 euros au titre de l'exercice 2014 et que l'impôt y afférent s'élève à 965 026 euros.

Troisième résolution

Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2014 et fixation du dividende

Il est proposé à l'Assemblée générale de fixer le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2014 à 1,25 euro, le montant du dividende majoré s'établissant à 1,375 euro par action.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actions inscrites sous la forme nominative depuis le 31 décembre 2012 et qui seront restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende au titre de l'exercice 2014, bénéficieront d'une majoration de 10 % du dividende. Cette majoration ne pourra pas porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5 % du capital.

Compte tenu de l'acompte sur dividende d'un montant de 0,57 euro par action ayant été mis en paiement le 17 décembre 2014, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2014 s'élève à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

Lors de la mise en paiement du dividende, les actions qui seraient éventuellement détenues par la Société n'y donneront pas droit. Le solde du bénéfice distribuable sera affecté au poste « report à nouveau ».

Les dividendes ordinaire et majoré seront mis en paiement le 5 juin 2015, la date de détachement étant alors fixée au 3 juin 2015.

Résolution A

Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2014 et fixation du dividende – résolution proposée par le Conseil de surveillance du FCPE Actions EDF et examinée par le Conseil d'administration d'EDF dans sa séance du 8 avril 2015, qui ne l'a pas agréée

Le Conseil de surveillance du FCPE Actions EDF a adressé à la Société une demande d'inscription d'un projet de résolution à l'ordre du jour de l'Assemblée visant à revoir à la baisse le montant du dividende au titre de l'exercice 2014 et proposant de fixer ce dividende à 0,80 euro par action.

Ce projet de résolution a été examiné par le Conseil d'administration d'EDF dans sa séance du 8 avril 2015, qui ne l'a pas agréé.

Quatrième résolution

Paiement en actions des acomptes sur dividende – délégation de pouvoirs au Conseil d'administration

Conformément à l'article 25 des statuts de la Société, il est proposé d'autoriser le Conseil d'administration, en cas de distribution d'un ou plusieurs acomptes sur le dividende 2015, à proposer à chaque actionnaire, pour tout ou partie du ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire ou en actions nouvelles.

En cas de décision du Conseil d'administration de proposer un acompte sur dividende en actions nouvelles, les actions seraient émises à un prix égal à la moyenne des premiers cours cotés de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris lors des vingt séances de bourse précédant le jour de la décision du Conseil d'administration, diminuée du montant net de l'acompte sur dividende ainsi que, le cas échéant, sur décision du Conseil, d'une décote pouvant aller jusqu'à 10 % de cette moyenne.

Tous pouvoirs seraient donnés au Conseil d'administration avec faculté de délégation au Président-Directeur Général dans les conditions prévues par la loi, à l'effet de prendre toutes dispositions nécessaires au paiement du ou des acomptes sur dividende en actions.

Cinquième résolution

Conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce

Il est demandé à l'Assemblée de prendre acte des conclusions du rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées et de l'absence de convention conclue au cours de l'exercice 2014.

Sixième résolution

Approbation d'engagements réglementés visés à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce pris en faveur de M. Jean-Bernard Lévy

Il est demandé à l'Assemblée d'approuver le rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les engagements réglementés visés à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce pris en faveur de M. Jean-Bernard Lévy en cas de cessation de ses fonctions de Président-Directeur Général et les engagements qui y

sont visés. Ces engagements consistent en une indemnité de rupture soumise à des conditions de performance et sont détaillés dans la présentation de la huitième résolution.

Conformément aux dispositions des articles L. 225-42-1 et R. 225-34-1 du Code de commerce, la décision du Conseil d'administration du 8 avril 2015 sur ces engagements a fait l'objet d'un communiqué mis en ligne sur le site internet d'EDF.

Septième résolution

Avis sur les éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2014 à M. Henri Proglio, Président-Directeur Général jusqu'au 22 novembre 2014

Conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF, il est demandé à l'Assemblée de se prononcer sur les éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2014 à M. Henri Proglio, Président-Directeur Général de la Société jusqu'au 22 novembre 2014, tels que décrits ci-après :

Éléments de la rémunération due ou attribuée au cours de l'exercice clos (y compris éléments qui font ou ont fait l'objet d'un vote par l'Assemblée générale au titre de la procédure des conventions et engagements réglementés)	Montant soumis au vote de l'Assemblée générale
Rémunération fixe	402 632 euros
Rémunération variable annuelle	0
Avantages en nature	13 186 euros
Jetons de présence	néant
Rémunération variable différée	sans objet
Rémunération variable pluriannuelle	sans objet
Rémunération exceptionnelle	sans objet
Options d'action, actions de performance ou autre élément de rémunération de long terme	sans objet
Indemnité de départ	sans objet
Indemnité de non-concurrence	sans objet
Régime de retraite supplémentaire	sans objet

L'ensemble des éléments composant la rémunération due ou attribuée à M. Henri Proglio au titre de l'exercice 2014, ainsi que les modalités de leur détermination, sont décrits au chapitre 15 du document de référence 2014 de la Société.

Huitième résolution

Avis sur les éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2014 à M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général de la Société

Conformément aux recommandations du code AFEP-MEDEF, il est demandé à l'Assemblée de se prononcer sur les éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2014 à M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général de la Société, tels que décrits ci-après :

Éléments de la rémunération due ou attribuée au cours de l'exercice clos	Montant soumis au vote de l'Assemblée générale
Rémunération fixe	47 368 euros
Rémunération variable annuelle	0
Avantages en nature	néant
Jetons de présence	néant
Rémunération variable différée	sans objet
Rémunération variable pluriannuelle	sans objet
Rémunération exceptionnelle	sans objet
Options d'action, actions de performance ou autre élément de rémunération de long terme	sans objet

Éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice clos qui font ou ont fait l'objet d'un vote par l'Assemblée générale au titre de la procédure des conventions et engagements réglementés	Montant soumis au vote de l'Assemblée générale
Indemnité de départ	<p>Modalités d'approbation : Décision du Conseil d'administration du 8 avril 2015 ; engagement réglementé soumis à l'Assemblée générale réunie le 19 mai 2015 (6^e résolution).</p> <p>Fait générateur de l'indemnité : Octroi de l'indemnité uniquement en cas de départ contraint (révocation sauf pour faute grave ou lourde).</p> <p>Modalités de calcul et plafond : Montant initial de l'indemnité de rupture de 200 000 euros bruts après un an d'ancienneté à compter de la date de première nomination, soit le 23 novembre 2014, ensuite augmenté de 60 000 euros bruts par trimestre d'ancienneté supplémentaire, dans la limite du plafond d'un an de rémunération.</p> <p>Critère de performance : Le paiement de l'indemnité de rupture ne sera dû que dans le cas où l'EBITDA Groupe budgété est atteint à hauteur de 80 % au moins sur deux des trois derniers exercices écoulés au moment de la cessation des fonctions ; dans l'hypothèse où la cessation des fonctions interviendrait au cours de la deuxième année d'exercice du mandat, le Conseil appréciera l'atteinte de ce critère sur la base du dernier exercice écoulé ; dans l'hypothèse d'une cessation des fonctions au cours de la troisième année du mandat, l'atteinte du critère sera mesurée sur les deux derniers exercices écoulés.</p>
Indemnité de non-concurrence	sans objet
Régime de retraite supplémentaire	sans objet

L'ensemble des éléments composant la rémunération due ou attribuée à M. Jean-Bernard Lévy au titre de l'exercice 2014, ainsi que les modalités de leur détermination, sont décrits au chapitre 15 du document de référence 2014 de la Société.

Neuvième résolution

Autorisation conférée au Conseil d'administration pour opérer sur les actions de la Société

Il est proposé aux actionnaires de renouveler l'autorisation consentie par l'Assemblée générale mixte du 15 mai 2014 et d'autoriser ainsi le Conseil à mettre en place un nouveau programme de rachat de ses propres actions par la Société, sur une période de dix-huit mois, dans la limite de 10 % du capital, conformément au maximum fixé par la loi.

Le prix d'achat maximum serait fixé à 45 euros par action, avec un maximum d'achats cumulés pendant la période de 10 % du capital social et un maximum de détention à tout moment de 10 % du capital. Le montant maximal des fonds destinés à ces opérations serait de 2 milliards d'euros sur la période.

Dixième résolution

Pouvoirs pour l'accomplissement des formalités

Les actionnaires sont informés qu'en application de l'article L. 225-123 du Code de commerce tel que modifié par la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, dite « loi Florange », un droit de vote double de celui dont bénéficient les autres actions sera conféré de droit à toutes les actions entièrement libérées pour lesquelles il sera justifié d'une inscription nominative, depuis deux ans au moins, au nom du même actionnaire. Ces dispositions prendront effet à compter du 3 avril 2016, votre Conseil d'administration ayant décidé de ne pas soumettre à votre vote de modification des statuts venant faire obstacle à l'application du droit de vote double prévu par l'article L. 225-123 du Code de commerce.

Projets de résolutions en vue de l'Assemblée générale du 19 mai 2015

Résolutions à titre ordinaire

Première résolution

(Approbation des rapports et des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2014)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion du Conseil d'administration ainsi que du rapport des Commissaires aux comptes, approuve les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2014, comprenant le bilan, le compte de résultat et l'annexe, tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports, et faisant ressortir un bénéfice de 1 649 057 707,37 euros.

L'Assemblée générale prend acte que le montant global des dépenses et charges visées à l'article 223 *quater* du Code général des impôts est de 2 539 543 euros au titre de l'exercice 2014 et que l'impôt y afférent s'élève à 965 026 euros.

Deuxième résolution

(Approbation des rapports et des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport de gestion du Conseil d'administration ainsi que du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés, approuve les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014, comprenant le bilan, le compte de résultat consolidé et l'annexe, tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes et résumées dans ces rapports.

Troisième résolution

(Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2014 et fixation du dividende)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, constate que le bénéfice distribuable de l'exercice 2014, compte tenu du report à nouveau créditeur de 5 599 209 318,73 euros, et avant imputation de l'acompte sur dividende mis en paiement le 17 décembre 2014, s'élève à 7 248 267 026,10 euros.

L'Assemblée générale décide de fixer le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2014 à 1,25 euro par action, le montant du dividende majoré s'établissant à 1,375 euro par action.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actions inscrites sous la forme nominative depuis le 31 décembre 2012 et qui seront restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende au titre de l'exercice 2014, bénéficieront d'une majoration de 10 % du dividende. Cette majoration ne pourra pas porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5 % du capital.

Compte tenu de l'acompte sur dividende d'un montant de 0,57 euro par action ayant été mis en paiement le 17 décembre 2014, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2014 s'élève à 0,68 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,805 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(en euros)

Bénéfice de l'exercice clos le 31 décembre 2014	1 649 057 707,37
Report à nouveau (avant imputation de l'acompte à valoir sur le dividende 2014)	5 599 209 318,73
Montant total du bénéfice distribuable	7 248 267 026,10
Montant total du dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014 (y compris le dividende majoré) ⁽¹⁾	2 329 448 561,00
Acompte sur dividende payé le 17 décembre 2014 à valoir sur le dividende 2014 (soit 0,57 euro par action ⁽²⁾)	1 059 262 163,04
Solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014 ⁽¹⁾	1 269 243 734,24

(1) Sur la base du nombre d'actions constituant le capital social au 31 décembre 2014, soit un total de 1 860 008 468 actions, en ce compris un total de 35 503 808 actions donnant droit, au 31 décembre 2014, au dividende majoré.

(2) Sur la base du nombre d'actions donnant droit au dividende au jour du paiement de l'acompte.

L'Assemblée générale décide de fixer la date de mise en paiement du dividende ordinaire et majoré au 5 juin 2015, la date de détachement étant alors fixée au 3 juin 2015.

Lors de la mise en paiement du dividende, les actions qui seraient éventuellement détenues par la Société n'y donneront pas droit.

Le solde du bénéfice distribuable sera affecté au poste « report à nouveau ».

Il est rappelé qu'en l'état actuel du droit, lorsqu'il est versé à des personnes physiques fiscalement domiciliées en France, le dividende est imposable à l'impôt sur le revenu au barème progressif et est éligible à l'abattement prévu à l'article 158-3-2° du Code général des impôts.

L'Assemblée générale prend acte que les dividendes distribués au titre des trois exercices précédents ont été les suivants :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action (en euros)	Dividende total distribué ⁽¹⁾ (en euros)	Quote-part du dividende éligible à l'abattement ⁽²⁾
2011	1 848 866 662	1,15	2 124 757 978,20 ⁽³⁾	100 %
2012	1 848 866 662	1,25	2 308 912 900,34 ⁽⁴⁾	100 %
2013	1 860 008 468	1,25 ⁽⁵⁾	2 327 462 364,03 ⁽⁶⁾	100 %

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Abattement de 40 % mentionné au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts.

(3) Dont 1 053 169 658,76 euros versés le 16 décembre 2011 à titre d'acompte sur le dividende 2011.

(4) Dont 1 052 601 974,10 euros versés le 17 décembre 2012 à titre d'acompte sur le dividende 2012 et 170 358 213,74 euros payés en actions nouvelles le 8 juillet 2013.

(5) Soit un montant de 1,375 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(6) Dont 1 059 290 112,42 euros versés le 17 décembre 2013 à titre d'acompte sur le dividende 2013.

Résolution A

(Affectation du résultat de l'exercice clos le 31 décembre 2014 et fixation du dividende – résolution proposée par le Conseil de surveillance du FCPE Actions EDF et examinée par le Conseil d'administration d'EDF dans sa séance du 8 avril 2015, qui ne l'a pas agréée)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, constate que le bénéfice distribuable de l'exercice 2014, compte tenu du report à nouveau créditeur de 5 599 209 318,73 euros, et avant imputation de l'acompte sur dividende mis en paiement le 17 décembre 2014, s'élève à 7 248 267 026,10 euros.

L'Assemblée générale décide de fixer le montant du dividende ordinaire pour l'exercice 2014 à 0,80 euro par action, le montant du dividende majoré s'établissant à 0,88 euro par action.

Conformément à l'article 24 des statuts, les actions inscrites sous la forme nominative depuis le 31 décembre 2012 et qui seront restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende au titre de l'exercice 2014, bénéficieront d'une majoration de 10 % du dividende. Cette majoration ne pourra pas porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5 % du capital.

Compte tenu de l'acompte sur dividende d'un montant de 0,57 euro par action ayant été mis en paiement le 17 décembre 2014, le solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2014 s'élève à 0,23 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et à 0,31 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(en euros)

Bénéfice de l'exercice clos le 31 décembre 2014	1 649 057 707,37
Report à nouveau (avant imputation de l'acompte à valoir sur le dividende 2014)	5 599 209 318,73
Montant total du bénéfice distribuable	7 248 267 026,10
Montant total du dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014 (y compris le dividende majoré⁽¹⁾)	1 490 847 079,04
Acompte sur dividende payé le 17 décembre 2014 à valoir sur le dividende 2014 (soit 0,57 euro par action ⁽²⁾)	1 059 262 163,04
Solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2014⁽¹⁾	430 642 252,28

(1) Sur la base du nombre d'actions constituant le capital social au 31 décembre 2014, soit un total de 1 860 008 468 actions, en ce compris un total de 35 503 808 actions donnant droit, au 31 décembre 2014, au dividende majoré.

(2) Sur la base du nombre d'actions donnant droit au dividende au jour du paiement de l'acompte.

L'Assemblée générale décide de fixer la date de mise en paiement du dividende ordinaire et majoré au 5 juin 2015, la date de détachement étant alors fixée au 3 juin 2015.

Lors de la mise en paiement du dividende, les actions qui seraient éventuellement détenues par la Société n'y donneront pas droit.

Le solde du bénéfice distribuable sera affecté au poste « report à nouveau ».

Il est rappelé qu'en l'état actuel du droit, lorsqu'il est versé à des personnes physiques fiscalement domiciliées en France, le dividende est imposable à l'impôt sur le revenu au barème progressif et est éligible à l'abattement prévu à l'article 158-3-2° du Code général des impôts.

L'Assemblée générale prend acte que les dividendes distribués au titre des trois exercices précédents ont été les suivants :

Exercice de référence	Nombre d'actions	Dividende par action (en euros)	Dividende total distribué ⁽¹⁾ (en euros)	Quote-part du dividende éligible à l'abattement ⁽²⁾
2011	1 848 866 662	1,15	2 124 757 978,20 ⁽³⁾	100 %
2012	1 848 866 662	1,25	2 308 912 900,34 ⁽⁴⁾	100 %
2013	1 860 008 468	1,25 ⁽⁵⁾	2 327 462 364,03 ⁽⁶⁾	100 %

(1) Déduction faite des actions autodétenues.

(2) Abattement de 40 % mentionné au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts.

(3) Dont 1 053 169 658,76 euros versés le 16 décembre 2011 à titre d'acompte sur le dividende 2011.

(4) Dont 1 052 601 974,10 euros versés le 17 décembre 2012 à titre d'acompte sur le dividende 2012 et 170 358 213,74 euros payés en actions nouvelles le 8 juillet 2013.

(5) Soit un montant de 1,375 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(6) Dont 1 059 290 112,42 euros versés le 17 décembre 2013 à titre d'acompte sur le dividende 2013.

Quatrième résolution

(Paiement en actions des acomptes sur dividende – Délégation de pouvoirs au Conseil d'administration)

Conformément à l'article 25 des statuts de la Société, l'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration, autorise le Conseil d'administration, pour le cas où il déciderait la répartition d'un ou de plusieurs acomptes sur dividendes au titre de l'exercice 2015, à proposer aux actionnaires, s'il le décide également, pour tout ou partie du ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire et le paiement en actions.

En cas d'exercice par les actionnaires de leur option pour le paiement de l'acompte en actions, les actions ainsi souscrites seront des actions ordinaires. Ces actions seront émises jouissance courante, c'est-à-dire qu'elles donneront droit à toute distribution mise en paiement à compter de leur souscription.

Le Conseil d'administration fixera le délai pendant lequel, à compter de sa décision de répartition d'un acompte sur dividende, les actionnaires pourront demander le paiement de cet acompte en actions. Ce délai ne pourra toutefois pas être supérieur à trois mois.

Le prix d'émission des actions nouvelles sera égal à la moyenne des vingt premiers cours cotés de l'action de la Société sur le marché réglementé d'Euronext Paris précédant la décision de mise en paiement de l'acompte, diminuée du montant net de l'acompte sur dividende ainsi que, le cas échéant, sur décision du Conseil d'administration, d'une décote pouvant aller jusqu'à 10 % de la moyenne susvisée, le tout arrondi au centime d'euro supérieur.

Si le montant pour lequel est exercée l'option ne correspond pas à un nombre entier d'actions, l'actionnaire recevra le nombre d'actions immédiatement inférieur, complété d'une soulte en espèces.

Tous pouvoirs sont donnés au Conseil d'administration, avec faculté de subdéléguer au Président du Conseil d'administration dans les conditions prévues par la loi, à l'effet de prendre toutes dispositions nécessaires au paiement des acomptes sur dividende en actions, pour le cas où le Conseil d'administration déciderait d'en répartir et de proposer leur paiement en actions, de constater l'augmentation de capital qui en résultera, de modifier en conséquence les statuts et plus généralement de faire tout ce qui serait utile ou nécessaire.

Cinquième résolution

(Conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de commerce, prend acte des conclusions de ce rapport et de l'absence de convention conclue au cours de l'exercice 2014.

Sixième résolution

(Approbation d'engagements réglementés visés à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce pris en faveur de M. Jean-Bernard Lévy)

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les engagements réglementés visés à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce pris en faveur de M. Jean-Bernard Lévy en cas de cessation de ses fonctions de Président-directeur général, approuve ledit rapport et les engagements qui y sont visés.

Septième résolution

(Avis sur les éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2014 à M. Henri Proglio, Président-Directeur Général jusqu'au 22 novembre 2014)

L'Assemblée générale, saisie pour avis consultatif conformément aux dispositions du code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées AFEP-MEDEF, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, émet un avis favorable sur les éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2014 à M. Henri Proglio, en sa qualité de Président-Directeur Général d'EDF jusqu'au 22 novembre 2014, tels que présentés dans le rapport du Conseil d'administration et dans le document de référence 2014 (section 15.1.1).

Huitième résolution

(Avis sur les éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2014 à M. Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général de la Société)

L'Assemblée générale, saisie pour avis consultatif conformément aux dispositions du code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées AFEP-MEDEF, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, émet un avis favorable sur les éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2014 à M. Jean-Bernard Lévy, en sa qualité de Président-Directeur Général d'EDF, tels que présentés dans le rapport du Conseil d'administration et dans le document de référence 2014 (section 15.1.1).

Neuvième résolution

(Autorisation conférée au Conseil d'administration pour opérer sur les actions de la Société)

L'Assemblée générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'administration,

- met fin, avec effet immédiat, pour la fraction non utilisée, à l'autorisation donnée par l'Assemblée générale du 15 mai 2014, par sa septième résolution, d'acheter des actions de la Société ;
- autorise le Conseil d'administration à acheter des actions de la Société en vue :
 - de remettre des actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des options ou des valeurs mobilières donnant accès au capital par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière, immédiatement ou à terme, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture à raison des obligations de la Société (ou de l'une de ses filiales) liées à ces options ou valeurs mobilières,
 - de conserver des actions pour remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe, d'apport, de fusion ou de scission,
 - d'assurer la liquidité de l'action EDF par un prestataire de services d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme à la Charte de déontologie reconnue par l'Autorité des Marchés Financiers,
 - d'allouer des actions aux salariés du groupe EDF, notamment dans le cadre de tout plan d'achat ou d'attribution gratuite d'actions au

profit des salariés ou anciens salariés dans les conditions prévues par la loi, en particulier par les articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce, les articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail (en ce compris toute cession d'actions visée par les articles susvisés du Code du travail),

- de réduire le capital de la Société par annulation de tout ou partie des titres achetés, en application de la seizième résolution adoptée par l'Assemblée générale du 15 mai 2014,
- plus généralement, de réaliser toute opération admise ou qui viendrait à être autorisée par la réglementation en vigueur.

Les achats d'actions de la Société pourront porter sur un nombre d'actions tel que :

- le nombre d'actions que la Société achète pendant la durée du programme de rachat n'excède pas 10 % des actions composant le capital social, étant précisé que (i) lorsque les actions sont rachetées pour assurer la liquidité de l'action EDF dans les conditions définies ci-dessus, le nombre d'actions pris en compte pour le calcul de cette limite de 10 % correspond au nombre d'actions achetées, déduction faite du nombre d'actions revendues pendant la durée de la présente autorisation, et (ii) ce nombre ne pourra pas excéder 5 % s'il s'agit d'actions acquises par la Société en vue de leur remise ultérieure dans le cadre d'une opération de croissance externe ;
- le nombre d'actions que la Société détiendra, directement ou indirectement, à quelque moment que ce soit ne dépasse pas 10 % des actions composant le capital de la Société.

Ces pourcentages s'appliquent à un nombre d'actions ajusté, le cas échéant, en fonction des opérations pouvant affecter le capital social postérieurement à la présente Assemblée générale.

L'acquisition ou le transfert de ces actions peut être effectué, en une ou plusieurs fois, par tous moyens, notamment sur le marché ou de gré à gré, y compris par acquisition ou cession de blocs, par le recours à des instruments financiers dérivés ou à des bons ou valeurs mobilières donnant accès à des actions de la Société, ou par la mise en place de stratégies optionnelles, aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil d'administration appréciera, à l'exclusion des périodes d'offre publique sur le capital de la Société.

Le montant maximal des fonds destinés à la réalisation de ce programme d'achat d'actions sera de 2 milliards d'euros.

Le prix d'achat ne devra pas excéder 45 euros par action, étant précisé que le Conseil d'administration pourra ajuster ce prix maximum, en cas d'incorporation de primes, de réserves ou de bénéfices, donnant lieu soit à l'élévation de la valeur nominale des actions, soit à la création et à l'attribution gratuite d'actions, ainsi qu'en cas de division de la valeur nominale de l'action ou de regroupement d'actions, ou de toute autre opération portant sur les capitaux propres, pour tenir compte de l'incidence de ces opérations sur la valeur de l'action.

La présente autorisation est conférée pour une durée de 18 mois à compter de la présente Assemblée.

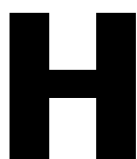
L'Assemblée générale confère tous pouvoirs au Conseil d'administration en vue de mettre en œuvre la présente autorisation, avec faculté de délégation, à l'effet de passer tous ordres en bourse ou hors marché, affecter ou réaffecter les actions acquises aux différentes finalités poursuivies dans les conditions légales et réglementaires applicables, remplir toutes formalités et d'une manière générale faire tout ce qui est nécessaire.

Le Conseil d'administration informera chaque année l'Assemblée générale des opérations réalisées en application de la présente résolution.

Dixième résolution

(Pouvoirs pour l'accomplissement des formalités)

L'Assemblée générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente Assemblée en vue de l'accomplissement de toutes les formalités légales ou administratives et faire tous dépôts et publicités prévus par la législation en vigueur.



Tables de concordance

Rapport de gestion

Le présent document de référence inclut les éléments du rapport de gestion relatif à l'exercice 2014 du Conseil d'administration prévus par les articles L. 225-100 et suivants du Code de commerce. Le rapport de gestion est constitué des sections du document de référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections du document de référence
Activité et évolution des affaires / Commentaires sur les résultats	Chapitres 6 et 9
Description des principaux risques et incertitudes	Chapitre 4, sections 9.4 et 20.5
Activité en matière de recherche et développement	Chapitre 11
Faits postérieurs à la clôture / Perspective d'avenir	Chapitres 12 et 13
Montant des dividendes distribués au cours des trois derniers exercices	Section 20.4
Délais de paiement des dettes fournisseurs	Section 9.6
Actionnariat de la Société et actionnariat salarié	Chapitre 18
Bilan du programme de rachat d'actions	Section 21.13
Dispositif ayant une incidence en cas d'offre publique	Section 21.2.8
Informations sociales et environnementales	Chapitre 17
Mandats et fonctions des mandataires sociaux	Chapitre 14
Rémunération des mandataires sociaux	Chapitre 15
Conseil d'administration et gouvernement d'entreprise	Chapitre 16
Opérations réalisés par les dirigeants sur les titres de la Société	Section 14.4
Tableau de suivi des délégations en matière d'augmentation de capital	Section 21.1.4
Tableau de résultats de la Société au cours des cinq derniers exercices	Annexe E

Rapport financier annuel

Le présent document de référence inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2014 établi en application des articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'Autorité des marchés financiers. Le rapport financier annuel est constitué des sections du document de référence identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Sections du document de référence
Attestation du responsable du rapport financier annuel	Section 1.2
Comptes annuels d'EDF	Annexe D
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels d'EDF	Annexe D
Comptes consolidés du groupe EDF	Section 20.1
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés du groupe EDF	Section 20.2
Rapport de gestion	Voir le tableau ci-dessus
Honoraires des commissaires aux comptes	Section 20.3

Réalisation et création
RR DONNELLEY



PEFC® 10-31-1222 / Certifié PEFC / Ce produit est issu de forêts gérées durablement et de sources contrôlées. / pefc-france.org

Relations investisseurs

Carine de Boissezon
Directrice Investisseurs et Marchés
Email : edf-irteam@edf.fr

Sites internet

<http://www.edf.com>
<http://finance.edf.com>



Société anonyme
au capital de 930 004 234 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris