

# Réforme structurelle du marché européen de l'électricité du 14 mars 2023

## Critique du projet de la Commission européenne

Contact : [anne.debregeas@gmail.com](mailto:anne.debregeas@gmail.com) – 06 83 55 10 47  
29 avril 2023

### Synthèse

Après deux ans de crise aigüe et à l'issue d'une consultation publique, la Commission européenne a présenté, le 14 mars 2023, son projet de réforme structurelle du marché de l'électricité, actuellement en débat au Parlement européen. Mais ce débat reste très cadencé et superficiel : il ne permet pas de poser les vrais choix qui s'offrent aux Etats-Membres pour remettre sur pied un secteur très fragilisé par une organisation défailante. Ce document propose une analyse critique approfondie du projet de réforme.

Pour stabiliser les prix aux consommateurs (et la rémunération des producteurs), la Commission européenne s'appuie sur le développement de contrats long terme proposés aux producteurs soit avec l'Etat (Contrat pour Différence ou CFD), soit avec des consommateurs ou fournisseurs (Power Purchase Agreement ou PPA). Si les contrats publics sont la moins mauvaise des solutions, ils posent des difficultés techniques pour les moyens pilotables et conduisent à un coût du capital bien supérieur à un investissement public. Les PPA, quant à eux, conduisent à reporter sur les consommateurs les très forts écarts de coûts de production des différentes centrales<sup>1</sup>, créant des inégalités majeures. Ces contrats à prix librement négocié introduisent par ailleurs une grande complexité contractuelle, imposent aux consommateurs une visibilité de long terme irréaliste sur leur consommation. Et le prix contractualisé risque d'être fortement influencé par les prix de marché, s'éloignant des coûts de production.

Les communautés d'énergie qui se partageraient le bénéfice financier de productions locales, sont également poussées, là encore aux dépens d'une péréquation tarifaire nationale.

Certaines centrales, dont la part dans la production n'est pas estimée par le projet, continueraient à vendre au prix de marché - spot ou à terme (les marchés à terme étant favorisés) à un prix dépendant du coût marginal européen, donc volatil, incontrôlable et déconnecté du coût de production moyen. Les consommateurs resteraient ainsi partiellement exposés à ces prix et les possibilités de marges importantes perdureraient pour les producteurs.

La proposition limite à des cas exceptionnels les tarifs réglementés, pourtant plébiscités par les consommateurs. Ceux-ci se retrouveraient exposés à une multitude d'offres et de mécanismes complexes, portés par des fournisseurs dont l'activité – pourtant largement reconnue comme inutile voire nuisible – est pérennisée. Par ailleurs, les obligations de transparence et de couverture qui leur sont imposées ne sont pas à même de faire cesser les pratiques commerciales agressives et trompeuses qui sont massives depuis l'origine et sont liées à la complexité intrinsèque de ce marché et à l'absence de réelle possibilité de différenciation.

La réforme continue à complexifier un système électrique déjà fragilisé car difficilement maîtrisable. Et ce sans étude d'impact, pourtant essentielle, ni même de description précise de nombreux mécanismes (ex : hub virtuel, décalage du guichet, produits de couverture, etc.), donnant l'impression de continuer à jouer aux apprentis sorciers avec un secteur essentiel et complexe.

---

<sup>1</sup> Il existe par exemple un facteur 3 entre le coût de production des parcs éoliens en mer de Dunkerque et de St Brieuc

## Table des matières

1	Introduction.....	3
2	Les contrats Long Terme pour stabiliser les prix.....	3
2.1	Principes et objectifs .....	3
2.2	Les PPA : une rupture majeure d'équité de traitement entre consommateurs .....	4
2.2.1	Des coûts de production très hétérogènes qui se répercutent sur le consommateur .....	4
2.2.2	Exposition indirecte aux prix de marché .....	4
2.2.3	Des surcoûts importants liés au risque et aux frais administratifs .....	4
2.3	Les CFD : la moins mauvaise des solutions dans le cadre contraint, mais largement insuffisante	6
2.3.1	Le risque volume subsiste.....	6
2.3.2	Le coût du capital reste très pénalisant.....	6
2.3.3	Pour les moyens pilotables, le CFD introduit une complexité inutile par rapport à un simple contrat Long Terme à prix garanti .....	7
3	Des surprofits des producteurs toujours possibles .....	8
4	Energie partagée et « consomacteurs » : une autre source d'inégalité et de privatisation .....	8
5	Des consommateurs qui restent exposés au risque de marché.....	9
5.1	Tarifs réglementés quasiment interdits .....	9
5.2	Offres fixes et PPA maintiennent une exposition au prix de marché .....	9
5.3	Une part de la production continue à être vendue au prix de marché.....	10
5.4	Couverture des fournisseurs : une obligation qui n'évite pas les risques.....	10
6	Une complexité qui fragilise le système comme les consommateurs .....	10
6.1	Le Hub virtuel : un mécanisme « expérimental » ... pour ne pas dire inapplicables.....	10
6.2	Le consommateur doit devenir un expert alors qu'il réclame de la simplicité .....	11
6.3	Des mécanismes d'incitation à la flexibilité inutilement complexes.....	12
6.4	Retarder la prise en main par les gestionnaires de réseau (dont RTE) revient à fragiliser le système	13
7	Des imprécisions et une absence d'étude d'impact très inquiétantes .....	14
8	Conclusion .....	14

# 1 Introduction

Le marché européen de l'électricité a provoqué une crise économique et sociale majeure dans les Etats-Membres. En effet, le prix de marché, qui se répercute de manière plus ou moins directe dans les factures des consommateurs, est largement dépendant du prix du gaz car il reflète le coût marginal de production de l'électricité, très éloigné de son coût moyen de production. La flambée du prix du gaz s'est ainsi répercutée de manière artificielle sur le prix de l'électricité.

Afin d'amortir la crise, la Commission européenne a permis aux Etats de mettre en place des mesures d'urgences – boucliers tarifaires, amortisseurs, aides ciblées ... En parallèle, elle a acté une réforme en profondeur de ce marché pour éviter une telle dépendance des factures d'électricité au prix du gaz.

Le 14 mars 2023, à la suite d'une consultation publique<sup>2</sup>, la Commission européenne publiait une [proposition de réforme](#), qui fait actuellement l'objet d'un débat au Parlement européen.

Alors que le débat entre Etats membres se concentre sur la part relative des contrats publics, nous proposons dans ce document une analyse détaillée de ce projet de réforme.

## 2 Les contrats Long Terme pour stabiliser les prix

### 2.1 Principes et objectifs

La réforme repose en grande partie sur le développement de contrats Long Terme pour stabiliser les prix, tant pour les producteurs que pour les consommateurs, et les faire dépendre davantage des coûts de production.

L'objectif est louable, les crises à répétition et en particulier la dernière ont montré les dangers de prix très volatils et décorrélés des coûts de production.

La réforme prévoit de développer ces contrats uniquement pour les filières décarbonées pilotables : nucléaire – existant reconconditionné ou nouveau - et renouvelable non pilotable (éolien, solaire, hydraulique fil de l'eau, géothermie). Les autres filières resteraient donc a priori exposées au prix de marché : hydraulique de réservoir (lac), stockage (stations de pompage hydroélectrique – STEPs, batteries, méthaniseurs, centrales à base de gaz fossile ou vert, centrales à charbon, etc.

La réforme distingue deux types de contrats de Long Terme :

- Les contrats avec contrepartie publique, désignées sous le terme CFD (Contract For Difference) car se présentant sous la forme d'un prix d'achat garanti : le producteur vend sur le marché et se fait rembourser (ou reverse, en cas de prix de marché haut) la différence entre prix de marché et prix garanti par une chambre de compensation qui répercute cette différence sur les consommateurs au prorata de leur consommation. Les CFD sont généralement signés sur toute la durée d'amortissement des centrales. *Ce type de contrat existe en France ( compléments de rémunérations) pour les nouvelles capacités de production éolienne et solaires faisant l'objet d'appels d'offre ».* ;

---

<sup>2</sup> Dont les contributions ne sont à ce jour toujours pas publiques

- Les contrats avec contrepartie privée (Power Purchase Agreement – PPA) : les producteurs négocient librement avec des consommateurs ou des fournisseurs un prix d'achat pour une quantité donnée sur une période longue, mais non précisée et a priori bien inférieure à la durée d'amortissement des centrales. Ce type de contrats existe dans certains pays, notamment en Espagne où le coût de production du renouvelable est faible et largement inférieur au prix de marché au moyen d'une politique publique fortement incitative mais restent néanmoins limités.<sup>3</sup> En France, il n'en existe qu'un, Exceltium : une partie de la production nucléaire est ainsi vendue à des industries électro-intensives, très fortes consommatrices d'électricité.

La réforme limite le champ des CFD et incite au développement des PPA.

## 2.2 Les PPA : une rupture majeure d'équité de traitement entre consommateurs

### 2.2.1 Des coûts de production très hétérogènes qui se répercutent sur le consommateur

Le parc de production est composé de centrales aux coûts de production très différents, en raison de la diversité des technologies et – même au sein d'une même technologie – de la qualité des sites. Ainsi, le coût de production des barrages sur le Rhône est estimé par la Cour des Comptes à 25.5 €/MWh, celui du parc nucléaire existant autour de 50 €/MWh, celui du nouveau nucléaire autour de 70-80 €/MWh, le parc éolien en mer de Dunkerque à 53 €/MWh<sup>4</sup>, celui de la baie de St Brieuc à 155 €/MWh, etc.

Réserver la production de certaines centrales à certains consommateurs au lieu de mutualiser les coûts entraînerait donc une rupture d'égalité profonde dans le prix de l'électricité.

Il est probable que des PPA pourront être conclus sur les moyens de production les moins chers, éventuellement bien au-dessus du coût de production (puisqu'ils resteront rentables tant que le prix sera inférieur au coût moyen du parc correspondant aux CFD ou au prix de marché). Il ne restera donc que les moyens les plus chers – accessibles au prix de marché ou couverts par des contrats publics (CFD pour les consommateurs qui n'auront pas eu accès à des PPA).

### 2.2.2 Exposition indirecte aux prix de marché

Si les prix sont librement négociés entre consommateurs et fournisseurs, l'arbitrage possible avec le prix de marché risque de conduire à une influence des prix de marché sur le prix de ces contrats Long Terme : en période de prix de marché élevé, ils seront poussés à la hausse et en période de prix bas, ils baisseront ou pourront même ne pas trouver acheteur.

### 2.2.3 Des surcoûts importants liés au risque et aux frais administratifs

- *« Risque volume », ou la difficulté à prévoir à long terme la production et la consommation*

Les producteurs ne connaissent pas précisément le volume de production qui sera disponible dans les prochaines années. La production dépend pour partie des conditions météorologiques et de leur

---

<sup>3</sup> Voir [l'étude du cabinet E-Cube](#) pour la CRE

<sup>4</sup> 44 €<sub>2019</sub> /MWh équivalent, après indexation prenant en compte l'augmentation du coût des matières premières, à un tarif de référence de 53 €<sub>2022</sub> /MWh (cf. [Rapport de la CRE du 9 mars 2023](#))

évolution : par exemple, la production éolienne dépend fortement du vent, très fluctuant d'une année à l'autre et potentiellement impacté par le changement climatique.

Mais elle dépend aussi de l'état de l'ensemble du parc européen. Ainsi, si les renouvelables se développent, ils passeront en priorité par rapport au nucléaire puisque leur coût de fonctionnement est nul, et donc diminueront mécaniquement la production nucléaire, quand bien même les centrales seraient très disponibles.

Par ailleurs, comme il est illusoire de trouver des acheteurs privés qui s'engagent sur toute la durée d'amortissement de la centrale – comme le fait le public dans le cadre des CFD actuels – les investisseurs n'ont pas de garantie de retour sur investissement.

Côté consommateur et fournisseur, même sur une durée plus courte – non précisée dans la réforme (7, 10, 15 ans ?), la difficulté de prévoir l'évolution des consommations est encore plus importante : quelle entreprise peut prévoir sa consommation à de telles échéances ? Quel fournisseur peut prévoir l'évolution de son portefeuille – donc de sa part de marché et de la consommation moyenne de ses clients - sur une telle période ? Dès lors, comment s'engager dans des contrats de long terme sans prendre des risques importants ? Or il n'est pas possible de couvrir cette incertitude sur les marchés à cette échéance, ni aujourd'hui ni dans le futur (cf. § 5.4).

- *Risque de contrepartie : défaut de l'un des cocontractants*

Chaque cocontractant porte le risque que l'une des deux parties ne puisse honorer son contrat et se retrouve en situation d'insolvabilité.

La réforme prévoit des garanties d'Etat, mais celles-ci se révéleront plus coûteuses et moins efficaces qu'une mutualisation simple du risque via un tarif garanti par l'Etat. A titre de comparaison, il est toujours moins coûteux d'avoir un seul gros assureur qu'une multitude de plus petits assureurs qui se réassurent auprès d'un organisme central.

- *Conséquence : un coût de financement (coût du capital) qui augmente fortement, avec un impact majeur sur la facture*

En supposant qu'il se trouve des cocontractants prêts à prendre de tels risques, ils exigeront une rémunération en contrepartie de ces risques via le coût de financement. Or ce coût représente une part prépondérante du coût total de production, comme l'a illustré RTE dans son rapport économique sur les Futurs énergétiques 2050 ([Chapitre 11](#)).

En synthèse, le système électrique est par nature collaboratif. Vouloir le découper en tranches crée des risques inutiles et coûteux pour chaque cocontractant, conduit à des inégalités entre consommateurs mais aussi au risque de ne pas financer l'ensemble des « briques » du système. Il est au contraire indispensable de mutualiser l'ensemble des coûts du système.

- *Des frais administratifs liés à la grande complexité de ces contrats*

Contractualiser sur une si longue durée avec des aléas si importants conduit nécessairement à des clauses complexes et exposant à des risques juridiques, donc coûteuses en frais administratifs et juridiques. Au-delà du coût, cette complexité est de fait une barrière à l'entrée pour la plupart des fournisseurs et entreprises, et leurs représentants dénoncent déjà des mécanismes inaccessibles, utopiques.

## 2.3 Les CFD : la moins mauvaise des solutions dans le cadre contraint, mais largement insuffisante

### 2.3.1 Le risque volume subsiste

Si, pour les producteurs, un contrat avec l'Etat fait disparaître le risque de contrepartie, il subsiste le même risque volume que pour les contrats privés. Si les investisseurs veulent garantir un retour sur investissement, ils vont négocier un tarif garanti les couvrant dans les scénarios les plus défavorables, et dégageront donc une marge très importante en cas de scénario normal ou favorable, au détriment des consommateurs.

### 2.3.2 Le coût du capital reste très pénalisant

Du fait notamment du maintien de ces risques, mais également de la rentabilité du capital généralement attendu par les investisseurs privés (voir encadré), le coût de financement des projets est beaucoup plus élevé qu'avec un acteur public et a des conséquences majeures sur le prix de vente de l'électricité.

#### Le CMPC

Le Coût Moyen Pondéré du Capital est le coût de financement d'un projet résultant des rémunérations attendues par l'ensemble des apporteurs de fonds (investisseurs). Ce coût s'exprime sous la forme d'un taux annuel pondérant le financement par la dette bancaire et le financement par les actionnaires.

Le CMPC dépend du niveau de risque de l'investissement mais également des attentes des investisseurs. Pour des investisseurs privés, un CMPC réel (hors inflation) et après impôts de l'ordre de 7 à 9% est standard.

#### **CMPC d'un investissement privé**

Par exemple, TotalEnergies indiquait, dans la présentation de ses résultats financiers de 2021, qu'il exigeait un taux de rentabilité annuel des fonds propres minimal de 10%<sup>5</sup>. Et la Cour des Comptes relevait un taux de rentabilité des fonds propres moyen de 24%/an pour la Compagnie Nationale du Rhône (filiale à 50% d'Engie exploitant les barrages sur le Rhône) entre 2012 et 2020. De même, le CMPC négocié par EDF pour l'EPR anglais d'HPC était d'environ 9%.

Il est également possible d'étudier les CMPC exigés par les investisseurs dans le solaire et l'éolien, bénéficiant de contrats publics. A notre connaissance, ils se situent en moyenne de 4% après impôt, pour un amortissement sur une durée de vie bien plus courte que la durée de vie réelle de la centrale. Ex post, la rémunération de l'investissement est donc bien plus élevée.

#### **CMPC d'un investissement public**

Même si l'Etat, via ses entreprises publiques, affiche souvent un CMPC aligné sur celui du privé, il s'agit en fait d'un impôt déguisé. En effet, l'Etat peut accéder à des taux d'emprunt bien plus faibles que ceux d'entreprises privées.

Par ailleurs, dans un système public avec un tarif réglementé pour tous, il serait possible de couvrir les dépenses au fur et à mesure des flux de trésorerie, en tenant compte d'un lissage : le tarif ne reflète ainsi plus uniquement le coût des centrales existantes, mais en partie le coût de remplacement des

---

<sup>5</sup> à pondérer avec le taux d'intérêt bancaire, moins favorable pour les entreprises que pour l'Etat - pour obtenir le CMPC. Le rendement moyen des fonds propres de TotalEnergies en 2021 était de 17%.

nouvelles centrales, en s'appuyant sur une planification publique du développement du parc de production. Le CMPC devient alors nul.

### **Effet sur le cout total, donc la facture**

Comme le documente RTE dans ses *Futurs Energétiques 2050*, avec un CMPC de 4%, le coût de financement représente environ la moitié du coût de production décarbonée total (nucléaire, éolien ou solaire) : il est de loin le premier poste de coût, faisant du CMPC le levier financier prépondérant.

RTE démontre également que, dans ses scénarios de référence – avec ou sans nucléaire – le passage d'un CMPC de 1% à 7% conduit à quasiment doubler le coût total de l'électricité produite, quel que soit le mix de production.

### 2.3.3 Pour les moyens pilotables, le CFD introduit une complexité inutile par rapport à un simple contrat Long Terme à prix garanti

Le producteur est assuré de percevoir le prix garanti, quoi qu'il arrive.

Si, comme le prévoit la réforme et comme le demandent les consommateurs, l'écart entre prix de marché et prix garanti est reversé aux consommateurs au prorata des consommations, le consommateur paie dans tous les cas, in fine, le prix garanti.

Il serait donc plus simple, au lieu de demander au producteur de vendre sur le marché pour ensuite percevoir ou reverser l'écart à une chambre de compensation, que chaque consommateur se voie affecter directement le prix garanti sur sa facture au prorata de sa consommation. Ce mécanisme correspond à celui qui était en vigueur pour les petites installations renouvelables en Obligation d'Achat en France jusqu'en 2016<sup>6</sup>.

Ni le programme d'appel (par Merit Order) ni le prix de marché n'en seraient impacté puisqu'ils dépendent exclusivement du coût marginal, sans lien avec les considérations financières des contrats long termes.

- *Pour les moyens pilotables, la manière d'inciter les producteurs à participer à l'optimisation du parc reste une question à ce jour non résolue*

La rémunération des producteurs au prix de marché (c'est-à-dire au coût marginal) permet normalement d'inciter à produire les bonnes quantités au bon moment afin d'obtenir le plus faible coût possible de production global à l'échelle européenne (on dit qu'ils participent à l'optimisation de court terme). Mais comment les y inciter s'ils sont dans tous les cas rémunérés à un prix garanti sur la totalité de leur production ?

Cette question ne se pose pas pour les moyens non pilotables comme l'éolien et le solaire car les producteurs produisent quand il y a du vent et du soleil. Mais pour les moyens pilotables comme le nucléaire, l'hydraulique de lac ou le stockage, elle est essentielle et à non résolue, comme le démontrent les publications de recherche sur le sujet et l'absence de solutions satisfaisantes quel que soit le pays<sup>7</sup>. La

---

<sup>6</sup> Jusqu'en 2016, elle était répercutée sur la facture des consommateurs via la CSPE. Puis elle a été plafonnée et intégrée au budget de l'Etat : cela ne change rien pour les producteurs mais allège les factures des consommateurs, une partie des coûts étant pris en charge par l'ensemble des contribuables via la TICFE

<sup>7</sup> Un Position Paper français de janvier 2023 écartait cette critique de manière étonnante en affirmant que « il existe de très nombreux exemples de CFD, y compris sur des moyens pilotables (cogénération et biomasse), qui n'auraient

réforme ne dit rien sur ces mécanismes d'incitation. Certains envisagent qu'une de la rémunération dépende du prix de marché, pour maintenir une incitation à l'optimisation. : soit elle vient s'ajouter à une rémunération à prix garanti qui couvre l'intégralité des coûts, il s'agit alors d'une sur-rémunération du producteur à la charge du consommateur ; soit le prix garanti ne couvre qu'une partie des coûts, le producteur est alors exposé à un risque financier, ce qui renchérit le coût du capital.

Cette difficulté explique peut-être pourquoi les contrats Long Terme ne sont a priori pas envisagés pour l'hydraulique de lac et le stockage. Mais ils resteraient exposés au prix de marché, volatil, imprévisible et éloigné du coût de production. Pour le nucléaire, la présence d'un acteur public pourrait être une solution, à condition qu'il agisse dans l'intérêt général, donc qu'il soit contrôlé et non soumis aux règles de concurrence.

### 3 Des surprofits des producteurs toujours possibles

Comme nous l'avons décrit ci-dessus, les producteurs concluant des PPA le feront à prix librement négocié et non sur la base de leurs coûts complets, ce qui laisse la place à des rémunérations potentiellement très importantes.

Par ailleurs, certaines productions continueront à être vendues au prix de marché, notamment les centrales à combustible fossile, l'hydraulique de lac et sous réserve les moyens de stockage<sup>8</sup>. Or le prix de marché peut s'envoler bien au-delà du coût de ces différentes centrales (comme à l'été 2022). Même si ces superprofits étaient taxés, une part substantielle continuerait à peser sur la collectivité.

### 4 Energie partagée et « consomacteurs » : une autre source d'inégalité et de privatisation

La réforme vise à développer le partage d'énergies qui pourrait se faire, au-delà de l'autoproduction individuelle, entre consommateurs (ex : partage d'énergies entre membres d'une même famille habitant dans des lieux différents, agriculteurs faisant bénéficier son logement d'une production renouvelable provenant de son exploitation distante, partage d'énergie hors site dans les logements sociaux gérés par municipalités ou associations).

De tels mécanismes incitent à mobiliser les flexibilités de consommation en fonction d'intérêts locaux : par exemple en déplaçant ses usages (ballon d'eau chaude, machines à laver, batteries éventuelles) pour qu'ils correspondent à la production locale, même s'ils auraient été plus utiles à un autre moment pour l'équilibre du système global. Il s'agit d'une désoptimisation du système qui ne peut que conduire à son renchérissement. Il est paradoxal que le même texte qui promeut les marchés en arguant que ce serait la

---

pas conduit à une distorsion de stratégie d'enchère, donc à une désoptimisation du programme de production global »<sup>7</sup>. Mais les auteurs ne produisaient aucun exemple précis à l'appui de leurs dires ni ne décrivaient la manière dont cette difficulté majeure et reconnue aurait été contournée. En fait, les économistes des différents pays restent confrontés à cette difficulté, qui a conduit de nombreux Etats, notamment en Amérique du Nord, à remplacer l'opérateur de bourse par un « dispatcheur central » pour optimiser le parc de production, créant d'autres types de difficultés.

<sup>8</sup> Cela est d'ailleurs reconnu en (25) « Étant donné que le prix sur le marché day-ahead sert de référence pour le prix sur d'autres marchés de gros de l'électricité et que tous les acteurs du marché reçoivent le prix de compensation, les technologies dont les coûts marginaux sont nettement inférieurs ont toujours enregistré des recettes élevées. »

seule façon d'optimiser l'exploitation du système européen, pousse dans le même temps à développer des mécanismes locaux le désoptimisant.

Par ailleurs ces mécanismes ne font que renforcer les interrogations sur la participation au financement des réseaux des auto-producteurs individuels : il est désormais admis que les économies de *tarifs* de réseaux induites par l'autoproduction ne correspondent pas aux économies de *coûts* de réseaux, quasiment nulles<sup>9</sup>.

Enfin, comme les PPA, le partage d'énergie contrevient au principe de péréquation tarifaire : chaque groupe de consommateurs-producteurs paie « ses » coûts laissant les moyens les plus coûteux et une grande partie des coûts collectifs (réseau, équilibrage) à ceux qui n'ont pas les moyens d'accéder à ces communautés.

Si l'incitation au développement de la production renouvelable décentralisée et l'incitation à la maîtrise de la consommation sont des objectifs louables, le partage d'énergie n'est pas la bonne solution.

## 5 Des consommateurs qui restent exposés au risque de marché

### 5.1 Tarifs réglementés quasiment interdits

A l'unanimité et quelle que soit la taille, les consommateurs réclament inlassablement des tarifs réglementés leur garantissant un prix stable et prévisible, ainsi qu'une équité de traitement avec les autres consommateurs. A l'inverse, les offres de marché, en plus d'être très volatils, ressemblent à la roulette russe : en plus d'éventuelles capacités à négocier et comparer des offres très complexes, les consommateurs sont soumis à un gros aléa sur lequel ils n'ont aucune prise : le niveau de prix de marché à la date d'échéance (et donc de renégociation) de leur contrat.

La crise actuelle a conduit de nombreux Etats à prolonger les tarifs réglementés ou à mettre en place des boucliers tarifaires, de même nature. Or le projet de réforme de la CE, loin d'étendre les possibilités de mise en place de tarifs réglementés, les restreint encore : ils ne sont possibles que pour les ménages en précarité énergétique et vulnérable et, à titre provisoire, pour tous les ménages, TPE et PME mais dans des limites précises (limitée à 80 % de la consommation médiane des ménages pour les ménages, et à 70 % de la consommation de l'année précédente pour les PME) et est soumise à l'accord de la Commission<sup>10</sup>.

### 5.2 Offres fixes et PPA maintiennent une exposition au prix de marché

Les offres fixes ne le sont que pour la durée du contrat. Mais au moment de la renégociation, elles reflètent les prix de marché (généralement à terme). Une grande partie des consommateurs qui ont vu leur facture s'envoler récemment avaient un contrat fixe. Mais ceux qui ont dû signer un nouveau contrat au moment où les prix de marché étaient très haut ont vu leur facture multiplier par 3, 4 parfois plus.

De même les rares consommateurs qui arriveront à signer un PPA, directement ou via leur fournisseur, ne trouveront probablement pas des PPA à des prix très bas si les prix de marché sont élevés, comme mentionné au §2.2.2.

---

<sup>9</sup> Le soutirage à la pointe des auto-producteurs ne diminue pas, souvent de nuit en période hivernale, à un moment où les productions photovoltaïques sont nulles.

<sup>10</sup> Cf (53) d projet de réforme e la CE

### 5.3 Une part de la production continue à être vendue au prix de marché

Comme mentionné en 3, une partie de la production continuera à être vendue au prix de marché, se répercutant sur la facture des consommateurs. Cette part n'est pas précisée dans le projet de réforme, qui limite les filières pouvant accéder aux CFD mais semble accorder à toutes les filières la possibilité de vendre à prix de marché.

Et même une faible part exposée aux prix de marché peut avoir un impact important sur la facture, compte tenu de leur niveau de volatilité.

### 5.4 Couverture des fournisseurs : une obligation qui n'évite pas les risques

La Commission européenne propose d'inclure une obligation de couverture des fournisseurs, sans que celle-ci ne soit précisément décrite : « *Les fournisseurs seront également tenus de mettre en place une gestion des risques pour limiter le risque de défaillance, en mettant en œuvre des stratégies de couverture appropriées. Ces mesures seront supervisées par les autorités nationales de régulation.* »<sup>11</sup> Et pour cause, le marché de l'électricité est incomplet<sup>12</sup> : il n'est pas possible de se couvrir contre certains types de risques, en particulier contre le risque volume. Et une stratégie de couverture consistant à réduire le risque moyen peut conduire à faire augmenter les risques extrêmes. C'est ce qui est arrivé à EDF en 2022 : EDF s'est couverte sur les marchés en vendant à l'avance l'électricité qu'elle prévoyait d'être disponible après avoir servi ses propres clients, en s'appuyant sur des prévisions. Mais suite à la chute de production non prévue de son parc nucléaire, elle a dû racheter à prix d'or l'électricité qui lui manquait pour honorer ses engagements de vente (car le risque prix est lié au risque volume : quand la production fait défaut, les prix explosent). EDF ne pouvait pas se couvrir contre de tels risques : exhorter les acteurs à se couvrir ne suffira pas.

Par ailleurs, la seule façon qu'ont les fournisseurs de se démarquer est précisément de prendre des risques, puisqu'ils n'ont pas la main sur les coûts de production. Ainsi, pour leurs clients éligibles au tarif réglementé de vente, s'ils ne veulent pas prendre de risque, ils doivent répliquer le mode de calcul du TRV dans la couverture ... mais alors rien ne différencie leurs offres du TRV !

En résumé, le risque est intrinsèque à la concurrence et dans le cas de l'électricité, il n'est pas possible de se couvrir contre le risque volume, qui peut s'avérer majeur.

## 6 Une complexité qui fragilise le système comme les consommateurs

### 6.1 Le Hub virtuel : un mécanisme « expérimental » ... pour ne pas dire inapplicables

*cf. points (19), (20) et (21) du projet de réforme.*

---

<sup>11</sup> Extrait du projet de réforme de la CE : (45) Lorsque les fournisseurs ne veillent pas à ce que leur portefeuille d'électricité soit suffisamment couvert, les variations des prix de gros de l'électricité peuvent les exposer à des risques financiers et entraîner leur faillite, en répercutant les coûts sur les consommateurs et les autres utilisateurs du réseau. Il convient donc de veiller à ce que les fournisseurs soient correctement couverts lorsqu'ils proposent des contrats à prix fixe. Une stratégie de couverture appropriée doit tenir compte de l'accès du fournisseur à sa propre production et de sa capitalisation, ainsi que de son exposition aux variations des prix du marché de gros.

<sup>12</sup> A l'opposé, un marché est complet si chaque flux financier peut être répliqué par un portefeuille composé de l'actif sans risque et des actifs risqués.

*Nb : ce point est d'une confusion telle qu'à ce stade, nous n'avons pas trouvé d'experts qui disent bien comprendre la proposition.*

Dans l'objectif de d'améliorer le fonctionnement et la liquidité des marchés à terme, le projet de réforme propose de mettre en place des plateformes virtuelles régionales (ou hub virtuels ou plateforme d'allocation unique) qui « couvriraient plusieurs zones d'appel d'offres tout en assurant une corrélation adéquate des prix ». « En fournissant un indice de prix de référence, les plateformes virtuelles régionales devraient permettre la mise en commun des liquidités et offrir de meilleures possibilités de couverture aux acteurs du marché ».

Comme le précise la réforme, « La plateforme d'allocation unique devrait proposer la négociation de droits de transport financier à long terme entre les différentes zones de soumission et les plateformes virtuelles régionales. Les ordres soumis par les acteurs du marché pour des droits de transmission financiers sont assortis d'une allocation simultanée de capacité interzonale à long terme. »

Cette proposition est assez difficile à comprendre. En effet, les marchés sont déjà couplés à court terme (marché spot), ce qui signifie qu'un acheteur sur une zone de prix donnée peut acheter une électricité en provenance d'autres zones de prix, le coût des réseaux d'interconnexion étant automatiquement intégré. Et ce, bien sûr, dans la limite des capacités d'interconnexion, qui sont les seules vraies limites aux échanges. L'optimisation du fonctionnement à court terme du parc se faisant à l'échelle européenne, en tenant compte de ces contraintes, que peut bien apporter une telle mesure ? Cela pourrait-il signifier que des consommateurs d'un pays tiers pourraient réserver la production de centrales peu chères d'un pays donné, par exemple la France, via ces nouveaux hubs, ce qui impliquerait fatalement que les consommateurs nationaux devraient, en parallèle, se contenter de moyens de production éventuellement plus chers de ces pays tiers, les achats de part et d'autre se compensant ?

A ce stade, nous n'avons trouvé aucun acteur, aussi expert soit-il, qui comprenne l'intérêt et même le principe d'un tel mécanisme. Il est d'ailleurs reconnu comme très « expérimentale »<sup>13</sup>, n'est pas précisément décrite et, comme le reste de la réforme, n'a fait l'objet d'aucune étude d'impact. De là à penser qu'il s'agit d'un mécanisme inapplicable ...

## 6.2 Le consommateur doit devenir un expert alors qu'il réclame de la simplicité

Alors que les consommateurs, quels que soient leur nature et leur taille, des particuliers aux plus grandes entreprises, réclament des tarifs simples et prévisibles, le projet de réforme les confronterait à une complexité encore plus grande qu'aujourd'hui avec un « choix » certes grand en apparence mais nécessitant une expertise que peu atteindront, pour un intérêt bien difficile à comprendre.

Ils pourront en effet :

- Souscrire à des offres fixes et/ou variables
- Avoir plusieurs fournisseurs, avec un double compteur
- Signer des PPA avec des producteurs, soit directement soit via leur fournisseur
- Contractualiser un partage d'énergie avec de petits producteurs, locaux ou pas

---

<sup>13</sup> Notamment par plusieurs intervenants lors du « Renew Europe Seminar: Electricity Market Reform » du 12 avril 2022 au Parlement Européen de Bruxelles

- Participer aux mécanismes très complexes d'effacement en intervenant directement sur les marchés ou via des opérateurs d'effacement

Comment pourront-ils gagner en sérénité et en assurance de disposer du meilleur prix, dans de telles conditions ?

Rappelons que les offres fixes existent aujourd'hui et que les offres dynamiques, qui reproduisent les fluctuations du marché de court terme, ont été poussées par la commission européenne avant d'être finalement suspendues pour la plupart, compte-tenu des risques financiers qu'elles faisaient courir aux consommateurs.

### 6.3 Des mécanismes d'incitation à la flexibilité inutilement complexes

Le projet de réforme justifie le maintien d'une exposition partielle des consommateurs aux prix de marché et au partage d'énergie par la nécessité de les inciter à adapter leurs consommations au système électrique, pour contribuer à sa flexibilité. Or l'expérience des dernières décennies avec une tarification incitative et de la mise en place malheureuse des tarifs dynamiques, mais également les travaux algorithmiques sur cette question montrent que ce n'est pas la meilleure manière d'activer ce levier de flexibilité, qui fait partie intégrante du problème d'optimisation de l'équilibre offre-demande.

De manière plus détaillée, laisser à une multitude de fournisseurs et opérateurs d'effacement la charge de solliciter la flexibilité des consommateurs les conduit à exploiter cette flexibilité dans une approche « *business model* », à des fins d'optimisation de leur propre portefeuille ou de commercialisation d'offres (autoconsommation par exemple) et non d'optimisation de l'équilibre global du système électrique.

Les approches consistant à utiliser le prix de marché pour coordonner ces flexibilités sont, elles aussi, une impasse car elles exposent les consommateurs à des prix bien trop volatils et exigent d'eux un suivi de ces prix de marché et une adaptation permanente de leur consommation qu'ils ne peuvent supporter. C'était la promesse de la tarification dynamique qui a entraîné des catastrophes dans plusieurs pays, dont l'Espagne, les obligeant à les retirer. En France, tout en continuant à lui attribuer des avantages, la Commission de régulation de l'énergie reconnaît aujourd'hui ces limites de la tarification dynamique<sup>14</sup> et propose de les remplacer par des tarifs à effacement, tels que le monopole d'EDF les avait définis (offres Tempo).

Enfin, rappelons le retour d'expérience de la mise en place des tarifs heure pleine – heures creuses par le monopole public il y a plusieurs décennies, dans l'objectif d'adapter la consommation à la production. La France était à l'époque très précurseur. Une fixation des heures creuses identique sur tout le territoire avait conduit à recréer un pic de consommation en début de nuit, tous les chauffe-eaux se déclenchant au même moment. Aujourd'hui, environ 80 horaires distincts d'heures creuses coexistent sur tout le territoire, permettant de lisser ces déclenchements sans pour autant ajouter de la complexité aux usagers. Cette expérience montre qu'un même signal de prix envoyé à tous les usagers n'est pas la bonne solution pour faire participer la consommation à l'équilibre du système. Elle plaide pour la mise en place de mécanismes

---

<sup>14</sup> « Il apparaît que les offres à tarification dynamique, telles que définies par la CRE dans sa délibération n°2021-135 du 20 mai 2021, ne répondront pas, à court terme, aux besoins du système ». In : Commission de régulation de l'énergie. Délibération n° 2022-215 portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue au II de l'article L. 332-7 du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché et modifiant la délibération n°2021-135 du 20 mai 2021. 27 juillet 2022. Disponible à l'adresse : [https://www.cre.fr/content/download/25961/file/220727\\_2022-215\\_Revision\\_Offre\\_Tarifification\\_Dynamique.pdf](https://www.cre.fr/content/download/25961/file/220727_2022-215_Revision_Offre_Tarifification_Dynamique.pdf)

coordonnés, simples pour les usagers mais optimisés pour l'équilibre global du système, que seul un opérateur centralisé peut mettre en place de manière efficace – le pilotage de la demande faisant partie intégrante de l'optimisation du système électrique.

Dans le système de marché actuel, il n'existe plus d'acteur responsable de l'agrégation des flexibilités dans un objectif d'optimum global du système : des algorithmes prenant en compte les nouveaux besoins de flexibilité liés à l'insertion plus massive de productions non pilotables existent, mais ils ne sont pas utilisés, faute d'organisation adéquate.

#### 6.4 Retarder la prise en main par les gestionnaires de réseau (dont RTE) revient à fragiliser le système

Le Get Closure Time (GCT) est le moment où les gestionnaires de réseau (RTE pour la France) sont autorisés à reprendre la main pour garantir l'équilibre physique du système électrique. Il est aujourd'hui fixé à 1h avant la livraison en France et 30 minutes dans certains pays.

Jusqu'au GCT, les acteurs de marché<sup>15</sup> vérifient en théorie l'équilibre de leur portefeuille mais ils n'ont qu'une responsabilité financière : ils seront pénalisés sur les écarts a posteriori (mécanisme de règlement des écarts). Normalement, ils ont donc intérêt à proposer des portefeuilles équilibrés (garantissant que Production + achat = Consommation + vente) mais dans certains cas, comme cela s'est vu par le passé, ils peuvent préférer prendre le risque d'un déséquilibre en espérant des gains financiers conséquents.

A moment du GCT, le gestionnaire de réseau dispose de toutes les prévisions de production et consommation à la maille nationale ainsi que des prévisions d'import-export. Il vérifie l'équilibre physique du système, l'absence de congestion sur le réseau et l'existence de marges suffisantes pour réagir à d'éventuels aléas sur la production ou la consommation. En cas de besoin, il demande aux producteurs et/ou consommateurs de modifier leur programme de production-consommation, d'abord via un mécanisme d'enchère puis de manière non négociée. Décaler ce GCT revient à diminuer le temps dont dispose le gestionnaire de réseau pour rétablir l'équilibre du système si besoin, rendant son travail plus difficile et fragilisant le système, notamment parce que certains ajustements doivent être anticipés (par exemple pour prendre en compte un temps de démarrage de centrales).

La réduction de ce délai d'intervention est poussée par certains acteurs, notamment des producteurs d'énergies renouvelables soumis à des incertitudes de prévision. Plus les délais laissés aux gestionnaires de réseaux sont importants, plus ces acteurs sont exposés à des risques de pénalités financières de leurs écarts, le recours au marché étant neutralisés durant cette période. Ces acteurs souhaiteraient récupérer une partie de ce délai pour ajuster jusqu'au dernier moment, via des offres de marché, la consommation de leur portefeuille à la réestimation continue de leur production (en fonction notamment de l'évolution de la météo). Ils pourraient ainsi inciter des consommateurs à abaisser ou augmenter leur consommation au dernier moment pour ses propres besoins, ce qui complique la tâche du gestionnaire de réseau pour garantir l'équilibre physique de l'ensemble du système.

---

<sup>15</sup> Dénommés Responsables d'équilibre – mais ils ne sont pas responsables de l'équilibre physique, contrairement au gestionnaire de réseau

## 7 Des imprécisions et une absence d'étude d'impact très inquiétantes

Compte-tenu de la complexité des mécanismes évoquée dans les chapitres précédents et de la fragilité du système électrique, une étude d'impact semble essentielle.

D'autant plus nécessaire que le retour d'expérience des précédentes décennies incite à la plus grande prudence sur la mise en place de mécanismes insuffisamment décrits et étudiés avant leur mise en place : les exemples d'effets inattendus sont multiples. Pour n'en citer que quelques-uns :

- L'ARENH qui devait inciter les fournisseurs à investir, sans qu'il soit possible de décrire par quel mécanisme
- Le dispositif même de l'ARENH, défini comme un prix plafond, n'anticipant pas une baisse des prix de marché sous son niveau qui a obligé EDF à vendre à perte, à un prix non maîtrisé ;
- Les possibilités d'arbitrage des fournisseurs alternatifs avec l'ARENH et surtout le Tarif Réglementé de Vente, constatés en particulier en 2022 ;
- Les possibilités, pour les producteurs de renouvelables bénéficiant d'un prix d'achat garanti, de sortir avant le terme de ce mécanisme en cas de flambée des prix ;
- L'effondrement des prix de gros qui ont mis en grande difficulté les producteurs disposant de centrales à gaz, obligeant l'Etat à mettre en place un mécanisme de capacité complémentaire ... lui-même se révélant également insuffisant car ne donnant pas une visibilité de suffisamment long terme
- Etc.

Par ailleurs, comme cela a été évoqué plus haut, de nombreux mécanismes ne sont que très peu décrits et ne permettent même pas une compréhension claire de leur fonctionnement, encore moins une simulation de leurs effets (CFD sur moyens pilotables, Hub virtuel, outils de couverture des fournisseurs, décalage du guichet, mécanismes d'effacement ...).

Le manque de temps - argument avancé pour justifier l'absence d'étude d'impact alors qu'une crise majeure sévit depuis 2 ans - semble incompréhensible et laisse à penser qu'elle est plutôt impossible à mener. Sur un secteur essentiel comme l'électricité, soumis à des contraintes multiples, pouvant entraîner des coupures massives en quelques instants, de telles impasses paraissent inacceptables.

## 8 Conclusion

Les nombreuses lacunes de la réforme pointées dans ce document ainsi que l'absence d'étude d'impact laissent bien peu d'espoir sur sa capacité à résoudre les crises à répétition provoquées par le design de marché actuel. Se résoudre à mettre en place une telle réforme, après deux ans de crise majeure provoquée par une organisation bien trop complexe et non maîtrisable, revient à accepter de faire perdurer un système profondément inégalitaire, non prévisible, non maîtrisable, créant des risques et donc des coûts inutiles, laissant la place à des rentes importantes aux dépens des consommateurs, alors même que les enjeux climatiques et environnementaux nous imposent de disposer d'un système électrique efficace sur le plan technico-économique et répondant aux objectifs sociaux.

Les critiques des différents Etats-Membres se limitent essentiellement à la part relative des contrats publics et à des points de deuxième ordre. Pourtant, rien ne nous condamne à accepter indéfiniment un cadre de marché manifestement inadapté à l'exploitation du système électrique. D'autres solutions sont possibles, sans pour autant remettre en cause l'organisation des échanges transnationaux via un marché ni exiger une décision concertée de tous les Etats-Membres. Ces solutions doivent être mises en débat, en particulier la solution détaillée [ici](#), qui n'a à ce jour pas fait l'objet de critiques sur le plan technico-économique.