

Réforme structurelle du marché européen de l'électricité :

Critique de la proposition française

Anne Debrégeas (anne.debregeas@gmail.com – 06 83 55 10 47)

Synthèse

Un *Position Paper* de la France officieux présente de manière très succincte la proposition que devrait soutenir la France lors des négociations européennes sur la réforme structurelle du marché de l'électricité. Cette proposition présente des similitudes avec celle de la Grèce et de celle qui transparaît dans le *Non Paper* de la Commission européenne en appui à la consultation à venir sur la Conception du marché de l'électricité.

Elle consiste à développer des contrats Long Terme publics ou privés, facultatifs, basés sur les coûts de production¹ pour les actifs décarbonés, et à maintenir une rémunération au prix de marché pour toutes les productions fossiles. Les consommateurs bénéficieraient ainsi d'un prix plus stable qu'actuellement – puisqu'intégrant une part basée sur les contrats de long terme - mais restant néanmoins partiellement dépendant du prix de marché très volatil.

Cette proposition, très peu détaillée, comporte des difficultés majeures qu'il est indispensable de résoudre. Par exemple :

- En ne remettant pas en cause le principe de concurrence entre fournisseurs d'électricité dont l'intérêt pour les consommateurs reste pourtant toujours à démontrer, la position française accepte la cohabitation d'offres de marché à des prix différents et difficilement contrôlables. Ce faisant, elle renonce à garantir une équité de traitement entre consommateurs, c'est-à-dire un accès à l'électricité au même prix pour tous. En outre, elle n'avance pas de propositions pour prévenir les dérives constatées depuis 20 ans², qui semblent impossibles à éviter.
- Elle continue à exposer significativement et inutilement les consommateurs à la volatilité des prix de marché même si cette exposition diminue par rapport à la situation actuelle. Cette exposition est en contradiction avec les annonces du Gouvernement de vouloir leur garantir des prix basés sur les coûts de production nationaux³ ;
- Pour les productions décarbonées, couvertes par des contrats de Long Terme :

¹ Dans l'ensemble du document, on entend par coûts de production l'ensemble des coûts (coûts complets) incluant les coûts d'investissement, de maintenance, de combustible, de Recherche & Développement, de démantèlement ...

² Ex : méthodes de démarchage très contestables, comportement opportuniste de certains fournisseurs, perte de contrôle de l'Etat sur les prix aux consommateurs, risques de défaillance des fournisseurs, etc.

³ Souhaite-t-on une convergence des prix avec les autres pays européens ou souhaite-t-on des prix basés sur les coûts de production nationaux ?

- Elle ne décrit pas les incitations données aux producteurs pour produire au bon moment⁴, engendrant un risque important de désoptimisation du parc ;
- Elle laisse à leur charge un « risque volume »⁵ sur lequel ils n'ont aucune maîtrise, ce qui peut décourager les investissements et a minima les rendre beaucoup plus chers pour la collectivité (du fait d'un coût de financement supérieur⁶) ;
- Elle ne précise pas suffisamment quels actifs sont éligibles aux contrats de long terme publics et quels sont les mécanismes de rémunération des actifs décarbonés non éligibles à ces mécanismes. Notamment, elle ne dit rien du mode de rémunération des moyens de stockage et d'équilibrage du système (Stations de pompage, batteries, électrolyseurs, etc.)
- En laissant aux producteurs la possibilité de se rémunérer sur le marché ou de contracter des contrats de droit privé (PPA) avec certains consommateurs, elle ne garantit pas des tarifs alignés sur l'ensemble des coûts de production du parc, laissant persister des risques de sur-rémunération préjudiciables pour les consommateurs ou au contraire de sous-rémunération mettant en danger les producteurs ;
- Pour les productions fossiles, rémunérées au prix de marché
 - En rémunérant toutes les productions fossiles au coût marginal, c'est à dire au coût de la centrale la plus chère sur le réseau européen, elle maintient des sur-rémunérations importantes, qui seront à la charge des consommateurs.

Plus généralement, la proposition de la France ne parvient pas à résoudre la difficulté intrinsèque à l'existence de producteurs privés multiples : leur garantir une rémunération correspondant à leur coût de production, sans marge excessive, tout en les incitant à participer à l'optimisation du fonctionnement global du parc de production (en produisant les bonnes quantités à chaque instant).

Par ailleurs, elle maintient et étend des mécanismes inutilement complexes comme les Contrats pour Différence, équivalents à des contrats à prix fixe bien plus simples.

L'expérience a montré que mettre en place un système insuffisamment décrit, qui se soustrait aux critiques et ne produit pas de simulation du modèle sur les données historiques, conduit à des dysfonctionnements graves pour l'économie, le budget des ménages et la transition énergétique. Nous ne pouvons plus nous permettre de continuer à jouer aux apprentis sorciers avec le système électrique.

Enfin, il paraît nécessaire d'expliquer l'intérêt d'un tel système, fragile, lacunaire et complexe, par rapport à la solution de retour à un système public en France telle que décrite dans [cette note](#). Cette solution, meilleure en tous points sur un plan technico-économique, beaucoup plus simple et donc maîtrisable et robuste, plus juste, ne remettrait en cause ni l'optimisation européenne des programmes d'appel, ni les échanges avec nos voisins (solidarité maintenue), ni les choix des autres Etats membres quant à l'organisation de leur système électrique.

⁴ Il est par exemple important que les centrales nucléaires soient davantage disponibles en hiver, période de forte consommation, ou que l'eau des barrages hydroélectriques soit turbinée au meilleur moment pour éviter le recours aux productions fossiles les plus chères et les plus polluantes.

⁵ Les contrats Long Terme garantissent aux producteurs un prix d'achat de l'énergie mais pas le volume acheté. Or par exemple, le volume vendu par une centrale nucléaire dépend de l'état du parc renouvelable, du niveau de vent, d'ensoleillement, etc. et également de l'état des autres centrales nucléaires en Europe. Cf. § 3.2

⁶ Lors des appels d'offre, on constate que les acteurs demandent un prix garanti qui intègre une couverture contre les aléas défavorables, faisant donc augmenter ce prix garanti.

Table des matières

1	Des objectifs ambigus.....	4
1.1	Des consommateurs qui restent partiellement exposés aux prix de marché, contrairement à l'objectif annoncé de prix reflétant le mix de production national	4
1.2	Comment concilier une convergence européenne des prix et des factures reflétant les coûts de production nationaux ?	4
1.3	Comment concilier concurrence dans la fourniture et prix stables et équitables ?	4
2	Une proposition entravée par des erreurs et des impasses théoriques	5
2.1	Confusion entre prix et signal d'optimisation	5
2.2	Le marché ne peut proposer un prix reflétant les coûts de production	5
2.3	Le marché ne permet pas un fonctionnement optimal du parc à court terme	6
2.4	Le pilotage de la demande n'exige pas une exposition des consommateurs aux prix de marché	7
2.5	Les contrats de long terme sont sans influence sur les prix de marché	7
3	Les principales lacunes de la proposition française	7
3.1	Les limites des Contrats Long Terme	7
3.1.1	Les différents types de contrats de long terme.....	8
3.1.2	Les contrats publics de type CfD : complexes et toujours à l'étude.....	8
3.1.3	Les contrats privés de type PPA : inéquitables et coûteux.....	11
3.2	Pour les actifs fossiles : une sur-rémunération potentiellement importante.....	13
3.3	L'incitation au développement de l'autoconsommation et du partage d'énergie	13
4	Conclusion	14

1 Des objectifs ambigus

1.1 Des consommateurs qui restent partiellement exposés aux prix de marché, contrairement à l'objectif annoncé de prix reflétant le mix de production national

Comme le reconnaît le *Position Paper* en introduction, il est indispensable que « *les consommateurs finaux [...] bénéficient de prix de l'électricité stables, prévisibles et fiables, qui reflètent le coût du mix de production sous-jacent* » [NDLR : c'est-à-dire national, en intégrant les échanges, comme l'a rappelé le ministre de la Transition énergétique].

Pourtant, la France propose de continuer à rémunérer une partie de la production sur les prix de marché : a minima la production fossile, mais également les actifs décarbonés qui n'auraient pas opté pour des contrats long Terme. Par ailleurs, le papier ne précise pas comment seront rémunérés les moyens d'équilibrage (Stations de Pompage⁷, hydraulique de lac⁸, batteries, futurs électrolyseurs et centrales à gaz de synthèse) qui peuvent représenter une part importante de la facture. Une simple simulation du mécanisme sur les données de 2022 permettrait de l'illustrer.

D'une manière générale, on ne peut à la fois vouloir continuer à se référer à un prix de marché volatil et non maîtrisable et prétendre garantir un prix stable, prévisible et fiable pour le consommateur.

1.2 Comment concilier une convergence européenne des prix et des factures reflétant les coûts de production nationaux ?

La convergence des prix de l'électricité est souvent avancée, dans l'objectif de ne pas créer de distorsion de concurrence entre les industries des différents pays de l'UE. Or cet objectif est en contradiction avec celui d'un prix pour les consommateurs calé sur les coûts de production nationaux. Il est par ailleurs incohérent avec le principe, inscrit dans le droit européen, de souveraineté de chaque Etat membre dans la définition de son parc de production et dans les choix d'investissement qui en découlent. Les coûts de production dépendant de ces choix nationaux, il paraît incongru qu'ils soient ensuite partagés par les Etats membres.

Il est nécessaire que la France, comme l'Union européenne, clarifie sa position par rapport à ces deux objectifs irréconciliables (convergence des prix et partage des coûts vs souveraineté dans les choix d'investissements).

1.3 Comment concilier concurrence dans la fourniture et prix stables et équitables ?

Le maintien d'une concurrence des fournisseurs implique des offres de prix différentes, résultant de négociations et dépendant des dates de signature des contrats, comme on le constate aujourd'hui. La très grande complexité du système et l'asymétrie de l'information ne sont pas favorables aux consommateurs, en particulier le plus petits. La plupart des associations de consommateurs réclament d'ailleurs la remise en place d'un tarif réglementé.

⁷ STEP

⁸ Réservoirs

Si l'on admet que l'équité de traitement pour un bien de première nécessité comme l'électricité est un objectif, alors il n'est pas possible de maintenir une concurrence sur la fourniture (en tous cas sur la vente d'électricité).

Par ailleurs, les retours d'expérience sur la concurrence dans la fourniture sont mauvais : pratiques commerciales largement dénoncées par les associations et le médiateur, absence d'intérêt des consommateurs pour un « choix » de fournisseurs vendant tous la même électricité⁹, perte de contrôle de l'Etat sur les prix aux consommateurs, comportements opportunistes (ex : ARENH), risques de défaillance des fournisseurs, etc.

Cette question doit être tranchée : la France souhaite-t-elle maintenir une concurrence dans la fourniture malgré ce bilan et si oui, dans quel but ? Si tel est le cas, elle doit alors admettre qu'elle renonce à garantir des prix stables et équitables pour tous les consommateurs.

2 Une proposition entravée par des erreurs et des impasses théoriques

2.1 Confusion entre prix et signal d'optimisation

Dans toute organisation du système électrique, les moyens de production sont appelés par coût variable croissant (Merit Order) et le coût marginal¹⁰ est utilisé comme signal d'optimisation. Le débat ne porte donc pas sur cette méthode d'optimisation, mais sur la pertinence d'utiliser ce coût marginal comme prix pour rémunérer les producteurs et/ou facturer les consommateurs.

Comme l'organisation historique d'EDF, la solution proposée dans la note disponible [ici](#) n'utilise le coût marginal que comme signal d'optimisation et met en place des prix reflétant les coûts complets de production, séparant clairement la fonction d'optimisation et de rémunération des acteurs.

A l'inverse, le marché de l'électricité, dans sa forme actuelle, utilise le signal d'optimisation – le coût marginal – comme signal de rémunération, entraînant les crises que l'on connaît. La France, comme beaucoup d'acteurs dont la Commission européenne, maintient cette référence des prix au coût marginal, très volatil et incontrôlable, tout en essayant d'en limiter les effets à l'aide de contrats Long Terme. Ce faisant, elle continue d'exposer consommateurs comme producteurs à des risques financiers importants.

2.2 Le marché ne peut proposer un prix reflétant les coûts de production

Le marché est basé sur le principe selon lequel un même signal – le coût marginal – peut à la fois offrir aux producteurs une rémunération juste reflétant leurs coûts complets de production **et** les inciter à participer à l'optimisation du fonctionnement global du parc de production en produisant la bonne quantité à chaque instant. Dès lors que ce signal unique n'existe pas (car le coût marginal n'est pas égal au coût complet de production, contrairement à l'hypothèse qui sous-tend le marché), il n'est pas possible d'atteindre ces deux objectifs avec des producteurs répondant au seul objectif de maximisation de leur revenu. En effet, pour maintenir une incitation des producteurs à optimiser leur placement, il faut maintenir une dépendance des revenus au signal d'optimisation (coût marginal), donc exposer partiellement leur revenu à une variable très volatile et aléatoire même si une autre partie de leurs

⁹ Voir par exemple le « plaidoyer pour un retour au monopole » de la CLCV.

¹⁰ Coût variable de la centrale la plus chère en fonctionnement

revenus peut être garantie par des contrats long terme. La position française, comme la plupart des propositions qui circulent, ne décrit d'ailleurs jamais précisément comment les producteurs sont incités à optimiser le fonctionnement du parc lorsqu'ils sont couverts par un contrat Long Terme.

La séparation entre signal d'optimisation et rémunération, indispensable pour garantir à la fois une bonne optimisation du fonctionnement du parc et une rémunération basée sur les coûts de production, n'est possible qu'en ne laissant pas les décisions relatives au fonctionnement du parc à des producteurs ayant comme seul objectif la maximisation de leur revenu. Il faut donc s'appuyer sur des producteurs publics ou a minima imposer aux producteurs privés les quantités à produire à chaque instant (programme d'appel) (pour plus de détail, voir cette [note propositionnelle](#)).

2.3 Le marché ne permet pas un fonctionnement optimal du parc à court terme

Comme indiqué plus haut, la méthode d'optimisation du fonctionnement du parc reposant sur l'appel des différentes centrales par coût variable croissant est un invariant de tout système, public comme privé. Les systèmes publics ou certaines organisations mixtes confient l'optimisation à un acteur centralisé (un « dispatcheur central »).

A l'inverse, le marché prétend pouvoir décentraliser ce problème : chaque acteur – producteurs et fournisseurs notamment – optimise son propre parc et se coordonne aux autres via le prix de marché, pour aboutir en théorie à une optimisation globale de l'ensemble du parc. Or le système électrique comporte des spécificités qui dégradent les performances de cette « décomposition par les prix » du problème d'optimisation, par exemple le fait que la production à un instant donnée dépende de celle des instants précédents et suivants¹¹ ou le fait que le marché impose des simplifications liées notamment à la standardisation des produits de marché : les producteurs et fournisseurs ne peuvent s'échanger que des blocs de puissance sur une période donnée, qui ne reflètent pas la complexité des contraintes de fonctionnement des moyens de production.

Finalement, sur un périmètre donné, le programme d'appel obtenu par le marché est nécessairement dégradé par rapport à un programme d'appel centralisé efficace, même dans des conditions idéales où tous les acteurs de marché chercheraient à minimiser le coût global de fonctionnement du système, conditions par ailleurs bien éloignées de la réalité. Ce résultat est largement documenté dans la littérature scientifique, mais également soutenu par la pratique : l'opérateur de bourse EPEX est confronté à des difficultés algorithmiques et les acteurs disposant d'un parc important ne déterminent pas le programme d'appel de leur parc en se contentant de simuler un marché.

L'affirmation, apparaissant dans de très nombreuses communications, que « *des marchés efficaces à court terme sont essentiels à la construction d'un système énergétique européen plus intégré* » est donc inexacte : il est essentiel de disposer d'un système d'optimisation efficace à l'échelle européenne¹², pas d'un marché.

¹¹ Contraintes dynamique, liées par exemple au temps de démarrage et arrêt, au nombre de modulations maximales sur une journée, à la durée minimale d'arrêt, etc.

¹² Les bénéfices d'un changement du périmètre d'optimisation du parc, hier national et aujourd'hui européen, sont attribués à tort au principe-même de marché. Pour plus de détail, voir [cette note](#) (dernier point du § 3.C * *La désoptimisation nationale est-elle compensée par une meilleure coordination européenne ?*)

2.4 Le pilotage de la demande n'exige pas une exposition des consommateurs aux prix de marché

Les différents *Non Papers* justifient le maintien d'une exposition partielle aux prix de marché pour les consommateurs 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 dynamique, 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.

Pour plus de détail, voir cette [note propositionnelle](#).

2.5 Les contrats de long terme sont sans influence sur les prix de marché

Les prix de marché spot sont déterminés par le coût marginal du parc interconnecté¹³. Les contrats de long terme ex-post ou ex-ante qui lient certains producteurs à des fournisseurs et/ou consommateurs sont donc sans effet sur le prix de marché, quelle que soit leur forme. Pour mieux comprendre cette notion contre-intuitive, il faut considérer qu'un producteur qui a vendu par contrat long terme une partie de son électricité aura toujours intérêt à la racheter sur le marché plutôt que de la produire si le prix de marché est inférieur à son coût marginal. Donc finalement, le carnet d'offre¹⁴ qu'il transmet à l'opérateur de bourse n'est pas impacté par les contrats de long terme¹⁵.

Pour s'en convaincre, il suffit de constater que le prix de marché spot de l'électricité en France est très proche de celui des autres pays, malgré une partie de l'électricité vendue par contrats de Long terme en France (éolien et solaire mais aussi nucléaire avec l'ARENH).

Les prix à terme, quant à eux, représentent la moyenne attendue (espérance) des prix spots : ils ne sont donc pas plus impactés par les contrats de Long Terme. Dès lors, le développement éventuel de contrats de long terme n'aura pas de rôle stabilisateur du prix de marché à terme, contrairement à ce qui est régulièrement avancé.

3 Les principales lacunes de la proposition française

3.1 Les limites des Contrats Long Terme

La France envisage, dans son *Position Paper*, le développement de contrats de long terme pour les actifs décarbonés pilotables (nucléaire, hydraulique, batteries, etc.). S'ils réduisent la volatilité des prix pour les consommateurs et les risques pour les producteurs, ces contrats sont néanmoins très insuffisants pour répondre aux besoins de stabilité et de diminution des coûts financiers.

¹³ Prenant en compte les possibilités d'import et d'export, qui peuvent être limitées par d'éventuelles congestions du réseau.

¹⁴ Contenant les différentes quantités associées à un prix proposées à l'achat et à la vente

¹⁵ Pour une explication didactique sur la formation des prix de marché spot, voir la [vidéo du site de vulgarisation scientifique Heu?eka intitulée « Le marché spot »](#)

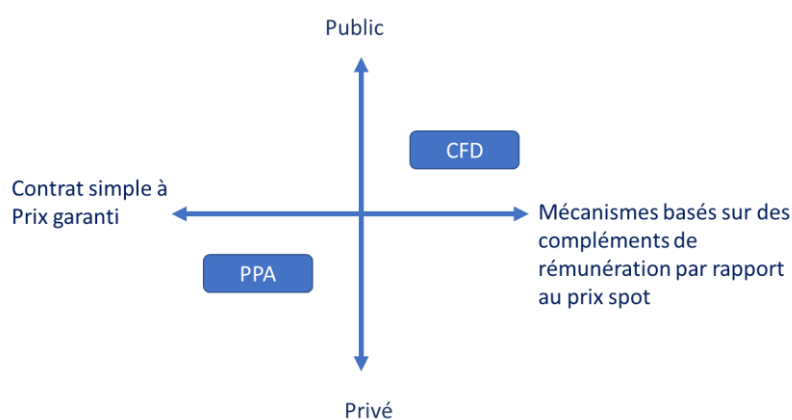
3.1.1 Les différents types de contrats de long terme

Dans un système organisé en marché, la vente d'électricité peut se faire sur le marché (donc au prix de marché) à différentes échéances – infrajournalier, journalier (marché spot), ou à des horizons plus lointains allant aujourd'hui jusqu'à 3 ans (marché à terme). Qu'il s'agisse du marché spot ou du marché à terme, les prix correspondent au coût marginal anticipé pour l'échéance correspondante. Ils ne peuvent donc pas correspondre au coût de production (cf. 2.2) et restent très volatils et incontrôlables, comme le montre l'épisode de l'été 2022 où les prix à terme (Year ahead) ont dépassé les 1100 €/MWh. C'est pourtant le développement des marchés à terme qui a la faveur de nombreux acteurs comme l'ACER, la CRE, les Etats membres les plus libéraux.

Il est également possible de conclure des contrats de gré à gré, à un prix négocié entre acheteur et vendeur. Il s'agit généralement de contrats de Long Terme, sur lesquels s'appuient de nombreuses propositions de réforme des marchés. Avec un prix basé sur le coût complet de production, ces contrats garantissent une rémunération plus stable que les marchés pour le vendeur et symétriquement, un prix également plus stable pour l'acheteur.

Ils peuvent avoir une contrepartie (ou acheteur) publique ou privée : gros consommateurs, fournisseur, etc. Par ailleurs, ils peuvent reposer sur un prix d'achat fixé par contrat ou sur un système plus complexe, dit de Contrat pour Différence (CfD – Contract for Difference). Dans ce deuxième cas, le prix d'achat est également fixé par contrat (*strike price*) mais le producteur vend sur le marché spot et est compensé ex-post, en négatif ou en positif, pour finalement percevoir le *strike price*.

Dans les propositions actuelles, les contrats entre acteurs privés semblent plutôt retenir un design simple avec un prix d'achat fixe : ce sont les PPA (Power Purchase Agreement). En revanche, les contrats avec acheteur public sont généralement de type CfD, sans qu'il ne soit précisé pourquoi.



3.1.2 Les contrats publics de type CfD : complexes et toujours à l'étude

- **Une complexité inutile**

Tel que décrit dans le *Position Paper*, le CfD (Contrat pour Différence) est équivalent au mécanisme de Complément de Rémunération pratiqué pour les productions renouvelables en France : le producteur dispose d'un prix garanti (*strike price*) sur l'ensemble de sa production, à l'exception des périodes de prix négatif, pendant la durée d'amortissement de la centrale.

Pour le producteur, la rémunération du CfD est strictement équivalente à celle d'un contrat d'achat à Long Terme à prix fixe (équivalent du système d'Obligation d'Achat pour les petites installations

renouvelables), incluant une clause de pénalité en cas de prix négatif. La seule différence est une complexité opérationnelle inutile, qui l'oblige à vendre sur le marché pour se faire ensuite compenser de la différence entre prix de marché et *strike price* par l'Etat.

Pour la collectivité dans son ensemble (consommateurs et contribuables), il en est de même : ils paieront le *strike price*, quel que soit le prix de marché¹⁶. La ventilation entre contribuables et consommateurs n'est pas décrite dans le *Position Paper*, mais on peut comprendre que tout le *strike price* sera supporté par le consommateur¹⁷ (le *Position Paper* mentionne un mécanisme de transfert entre la balance des CfD et tous les consommateurs). Pour eux aussi, la complexité des CfD est donc sans impact sur le prix qu'ils paieront. Le mécanisme induit simplement une complexité inutile, obligeant l'Etat à intervenir via un acheteur obligé, pour percevoir l'écart et ensuite le reverser.

Dans le cas des *Compléments de rémunération*, cette complexité a provoqué des « fuites », puisque certains effets pervers n'ont pas été anticipés, comme la possibilité pour les producteurs de sortir du contrat avant leur terme ou l'existence d'un plafonnement du montant compensé. De plus, la part du coût de production à la charge de l'Etat (donc des contribuables) et celle à la charge des consommateurs dépend du prix spot : la clé de répartition est donc imprévisible, volatile et sans lien avec le coût, ce qui semble assez indéfendable.

Les auteurs du *Position Paper* de la France, comme de nombreux acteurs du secteur, pensent que le CfD présente un intérêt majeur par rapport à un contrat de long terme à prix garanti, pourtant bien plus simple : celui d'obliger les producteurs à « *vendre toute leur production sur le marché de court terme* » et donc de « *préserver le bon fonctionnement du marché de gros* ». Ceci est une illusion car pour un actif non pilotable comme les renouvelables, le CfD n'a pas plus d'effet sur le prix de marché que le contrat de long terme à prix fixe¹⁸ :

- La quantité d'électricité physiquement injectée sur le réseau est la même ;
- L'ordre d'appel des centrales, dépendant du coût variable (ou marginal) de chaque centrale¹⁹, reste inchangé puisque les CfD n'ont pas d'impact sur ces coûts variable : le prix de marché qui en résulte n'est donc pas modifié²⁰.

Pour un actif pilotable, il en est de même si le producteur adopte un comportement vertueux pour la collectivité, c'est-à-dire s'il produit la quantité optimale pour le système (cf. ci-après). Mais ces contrats de long terme – qu'ils soient à prix fixe ou sous forme de CfD, posent un autre problème, celui d'inciter les producteurs à produire au bon moment.

- **Une optimisation du parc mise à mal par les CfD**

¹⁶ Sauf en cas de prix négatif, qui doit faire l'objet d'une clause particulière.

¹⁷ Comme c'était le cas avec les premiers Compléments de rémunération en France avant le plafonnement de la CSPE. Le consommateur payait le *strike price* sur sa facture, via la part énergie au prix de marché et via la CSPE qui assurait le complément jusqu'au *strike price*. Mais depuis 2016, le financement complémentaire des renouvelables est pris en charge directement par le budget de l'Etat, donc par les contribuables (inversement, quand les prix de marché sont supérieurs au *strike price*, comme actuellement, l'écart alimente le budget de l'Etat)

¹⁸ On sous-entend toujours, dans la suite « avec clause de pénalisations de la production aux périodes de prix négatif »

¹⁹ Merit Order.

²⁰ L'égalité intervenant dans le Merit Order est la suivante : Production + Achat = Consommation + Vente. Donc les Achats /Vente de volume identique sont sans impact.

Si le producteur est rémunéré au Coût Marginal, il est incité à produire la bonne quantité au bon moment²¹. Mais s'il est garanti d'être rémunéré au *strike price*, les CfD ont exactement le même effet que les contrats Long Terme : ils font disparaître le levier d'incitation à optimiser leur production au regard de l'équilibre global du système électrique européen.

Et ce point-là est passé sous silence dans le *Position Paper* de la France. Il est pourtant essentiel pour les actifs pilotables : nucléaire, renouvelables pilotables (en particulier Hydraulique de lac) et surtout moyens de stockage. Il n'est pas envisageable de garantir un prix d'achat sans contrainte sur le pilotage des batteries par exemple, ni même du nucléaire : le producteur aurait tout intérêt à produire en permanence au maximum de sa capacité en proposant un prix à zéro pour être appelé en priorité, sachant, qu'il sera garanti d'être rémunéré au *strike price*.

Il est à noter que certains acteurs envisagent qu'une partie de la rémunération des producteurs soit faite au prix de marché, en complément du *strike price*. Soit le CfD porte sur la totalité des volumes produits, auquel cas la part rémunérée au prix de marché est un « bonus » qui revient à accepter une sur-rémunération des producteurs²² ; soit le CfD ne porte que sur une partie des volumes, auquel cas la part rémunérée au prix de marché reste exposée aux fluctuations de prix, ce qui ne peut que se répercuter sur le niveau du *strike price* demandé. Dans tous les cas, ce sera plus cher que le coût réel de production.

- **Une exposition des producteurs-investisseurs à un risque volume**

Même si les producteurs bénéficient d'un prix garanti sur toute leur production, ils sont exposés à un risque volume sur lequel ils n'ont que partiellement la main.

En effet, en supposant qu'ils aient été incités à produire la quantité optimale pour le système (donc en ignorant la difficulté décrite ci-dessus), la quantité appelée par exemple pour une centrale nucléaire ne dépend pas que de sa disponibilité, mais aussi de la part de renouvelables disponible sur le réseau (et qui est prioritaire par rapport au nucléaire). Cette limite est d'autant plus vraie pour les batteries par exemple : leur rythme de fonctionnement optimal ne dépend pas d'eux.

Cette exposition inutile à un risque financier peut décourager les investissements. Dans tous les cas, ce risque se traduira par un taux de rentabilité exigé bien supérieur à un investissement sans risque. Or le coût de financement est le premier poste de coût d'une installation bas carbone : pour un CMPC²³ de 4%, la part des coûts financiers est estimée à plus de 50% pour le nucléaire comme pour le solaire ou l'éolien²⁴. Le coût double lorsque ce CMPC passe de 1% à 7%. Dès lors, le levier majeur d'efficacité consiste à diminuer les risques financiers. Quand bien même la concurrence inciterait les producteurs à plus d'efficacité dans l'exploitation de leurs installations, ces gains seraient minimes en comparaison des surcoûts financiers²⁵.

²¹ Sous les réserves décrites ci-dessus, à savoir que la multiplication des acteurs désoptimise le programme d'appel.

²² Sauf si le *strike price* ne couvre pas l'intégralité des coûts du producteur, ce qui induirait un risque inutile et coûteux en frais financiers.

²³ Coût Moyen pondéré du Capital (pondération entre taux d'intérêt bancaire et rémunération exigée des capitaux propres)

²⁴ Cf. Note « [Face au défi énergétique : démarchandiser l'électricité, la solution ?](#) », Anne Debrégeas – Institut LaBoetie, Oct 2022 ([annexe 5.3](#))

²⁵ Par ailleurs, les retours d'expérience incitent à penser l'inverse : EDF a toujours été considéré comme très performant dans l'exploitation de son parc.

- **Finalement un « design » de ces contrats de long terme à ce jour toujours à l'état d'étude**

Pour les moyens pilotables, la forme que devraient prendre ces contrats de long terme (leur « design ») pour garantir la rémunération *et* inciter à produire au bon moment fait toujours l'objet de réflexions²⁶ : aucun design satisfaisant n'a à ce jour été décrit, après environ 15 mois de crise aiguë²⁷, alors que des équipes entières travaillent dessus²⁸. Il existe donc un doute raisonnable qu'un tel design n'existe pas.

Dans tous les cas, à quelques semaines de légiférer sur une réforme structurelle du marché européen de l'électricité, il devient très urgent, dans une démarche scientifique, de les décrire précisément et de les soumettre à la critique, afin de ne pas reproduire les erreurs passées consistant à mettre en œuvre des solutions non décrites pour s'apercevoir ensuite de leurs effets délétères, illustrés particulièrement par la crise actuelle mais également par toutes les précédentes.

3.1.3 Les contrats privés de type PPA : inéquitables et coûteux

La *Position Paper* indique que les producteurs ont la possibilité de contracter des contrats Long Terme, mais ce n'est pas une obligation : ils peuvent continuer à se rémunérer sur le marché. Dès lors, le risque est important de voir toutes les productions dont le coût est inférieur au prix de marché se tourner vers cette deuxième solution, renchérissant encore les factures des consommateurs. Le *Non-Paper* de la Commission européenne en support de la consultation publique à venir sur le Market Design²⁹ semble aller dans ce sens, en indiquant que les CfD (contrats de Long Terme avec l'Etat) seraient plutôt à destination des investissements nécessitant des subventions publiques tandis que les investissements « aux conditions de marché » pourraient se développer avec d'autres mécanismes, en particulier des contrats privés de type PPA.

Plus généralement, de nombreux acteurs et responsables politiques voient dans le développement de tels contrats long terme entre acteurs privés la réponse à la crise actuelle. Or ces contrats posent de multiples problèmes :

- Ils sont **très inéquitables**, entraînant des prix aux consommateurs, éventuellement via leurs fournisseurs, très variables selon les contrats. Par exemple, le tarif d'achat du parc éolien en mer de Dunkerque est de 44 €/MWh quand celui de la baie de St Brieuc est de 155 €/MWh.
- Ils induisent une **complexité coûteuse et constituant une forte barrière à l'entrée** :

Comme l'ont fait remarquer des associations de consommateurs, peu de consommateurs ont la taille suffisante pour s'engager dans de tels contrats³⁰. Des fournisseurs pourraient s'interfacer, mais cela

²⁶ Il est par exemple d'envisagé de définir une rémunération basée sur une production normative, à laquelle s'ajouterait une rémunération liée à la production réelle (et donc à la performance). Mais le calcul de la production normative semble bien difficile à caler !

²⁷ En septembre 2021, Bruno Le Maire qualifiant le marché d'aberrant.

²⁸ Notamment à EDF, dans le monde académique (par exemple dans la [proposition d'acheteur central](#)) ou encore dans le dernier *Non Paper* de la France intitulé « *Renewing EU electricity market design for reaching our climate targets* ».

²⁹ « *Non-Paper Electricity Market Design - Lasting ways of Mitigating the Impact of High Gas Prices on Electricity Bills* »

³⁰ Exceltium, cité en modèle, concernait les électro-intensifs, donc des industriels pouvant développer une forte compétence sur l'électricité et investir sur les aspects juridiques et de négociation commerciale.

aurait un coût (plus généralement, cette contractualisation au cas par cas engendrerait des coûts de transaction importants). Même pour les plus petits producteurs, cette complexité serait pénalisante.

- Une approche par centrale qui **ne garantit pas la rémunération de l'ensemble du système**

RTE l'a rappelé dans ses *Futurs énergétiques 2050*, l'économie d'un système électrique ne peut s'envisager centrale par centrale, ni même filière par filière. C'est pourquoi RTE a évalué le coût global de chacun de ses six scénarios, incluant les coûts des différentes filières complémentaires entre elles ainsi que les coûts d'équilibrage et de réseau. RTE fait apparaître qu'un coût de production plus faible peut être compensé, dans certains scénarios, par des besoins d'équilibrage (stockage, pilotage de la demande) et de renforcement de réseau supérieurs.

Avec des contrats bilatéraux, qui financera les besoins de stockage et de renforcement de réseau ? Le système électrique est par nature collaboratif. Vouloir le découper en tranche conduit à des inégalités mais aussi au risque de ne pas financer l'ensemble des « briques » du système.

Si ces PPA se limitent à une minorité de contrats impliquant essentiellement de grands industriels, comme c'est le cas dans certains pays, cela revient à exonérer ces consommateurs de certains coûts complémentaires (moyens de pointe, coûts d'équilibrage, centrales disposant de conditions moins favorables) au détriment des autres.

- Un **risque très élevé de volume et de contrepartie qui a un impact important sur les coûts de financement**

- a. **Aléa de volume :**

Les producteurs ne connaissent pas précisément le volume de production qui sera disponible dans les prochaines années, notamment pour l'éolien fortement dépendant du vent.

De même, les consommateurs n'ont pas une vision à 15 ou 20 ans de leur consommation : comment demander, par exemple, à une PME d'anticiper sa consommation électrique sur une telle durée ? Dès lors, comment s'engager dans des contrats de long terme ?

Pour les fournisseurs, l'aléa est encore plus grand puisqu'ils doivent anticiper l'évolution de leurs portefeuilles de client (part de marché).

Et pour tous, il n'est pas possible de couvrir cette incertitude sur les marchés puisque ceux-ci n'existent pas au-delà de 3 ans.

- b. **Aléa de contrepartie :**

Chaque cocontractant porte le risque que l'une des deux parties ne puisse honorer son contrat et se retrouve en situation d'insolvabilité, sans qu'il puisse être mutualisé via un tarif garanti par l'Etat.

- **Conséquence : un 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 tranche 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.

3.2 Pour les actifs fossiles : une sur-rémunération potentiellement importante

Le *Position Paper* indique que les actifs fossiles seront rémunérés au prix de marché, donc au coût marginal du parc européen³¹. Or cela peut induire des rentes infra-marginales importantes. Par exemple, lorsque le prix de marché est celui de la Turbine à Combustion à gaz ou à fuel la plus chère en fonctionnement, il peut être significativement plus élevé que celui d'une CCG performante. Quand le prix de marché est celui de la défaillance, c'est encore bien pire, comme l'illustre l'épisode de prix à plus de 1 100 €/MWh en France cet été³², bien au-delà du coût variable du gaz. Rappelons que les marchés de capacité³³ ont été introduits pour permettre aux centrales de pointes de couvrir leurs coûts fixes mais il n'est rien prévu quand les marges inframarginales des actifs fossiles dépassent de loin la couverture des coûts fixes.

Ces surcoûts, potentiellement importants, seront à la charge des consommateurs. Il conviendrait à minima d'estimer leur impact potentiel sur la facture, sur la base des données 2022.

3.3 L'incitation au développement de l'autoconsommation et du partage d'énergie

Cette piste est envisagée notamment dans le *Non-Paper* de la Commission européenne, avec un partage d'énergies qui pourrait se faire entre consommateurs se trouvant dans des zones différentes (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 n'ont aucun intérêt physique : l'énergie n'est ni plus ni moins partagée que sans ces mécanismes, qui n'engendrent par ailleurs aucune économie sur les réseaux. Le partage d'énergie est donc un mécanisme exclusivement financier, consistant à affecter les coûts de certaines productions à certains consommateurs, dans une logique assez similaire aux PPA décrits précédemment. Ce mécanisme, s'il peut répondre à des cas particuliers à préciser, empêche la mise en place d'une grille tarifaire nationale permettant de faire jouer la solidarité via la péréquation et de garantir le recouvrement des coûts du système électrique dans son ensemble.

De même, l'autoconsommation n'est pas la bonne solution pour inciter les usagers à maîtriser leur consommation, installer des productions décentralisées et plus généralement s'intéresser à la question énergétique. Cette piste laisse penser, comme les PPA et le partage d'énergie, que le système électrique peut être découpé en tranches, oubliant son caractère éminemment coopératif et intriqué. Soit l'autoconsommation s'assimile à une autonomie, avec des consommateurs se déconnectant du réseau, et cela conduit à une gabegie financière et écologique en imposant le développement massif de moyens de stockage individuels. Soit il s'agit d'une autoconsommation purement financière, et cela contrevient au

³¹ En intégrant les contraintes d'interconnexion (congestions)

³² Le prix de la défaillance est actuellement fixé à 4000 €/MWh. Il entre dans le calcul des coûts marginaux des productions gérées « sur valeur d'usage », comme l'hydraulique de lac.

³³ Notion de « Missing Money » qui n'avait pas été anticipée lors des premières années.

principe de solidarité en créant des effets d'aubaine. Dans tous les cas, il n'est pas possible d'orienter l'onde électrique et de lui fixer une destination : les lois de la physique restent maîtresses du jeu.

4 Conclusion

En refusant de remettre en cause le principe-même de concurrence, sans jamais le justifier, ces propositions ne parviennent pas à concilier garantie de prix stables et maintien d'une incitation à optimiser le fonctionnement du parc. Elles se contentent de solutions inabouties, laissant consommateurs comme producteurs exposés partiellement au risque de marché et faisant perdurer un système très complexe, opaque, instable, dans le seul objectif de se conformer à des règles européennes pourtant appelées à être réformées en profondeur.

Ce faisant, elles ignorent l'intérêt supérieur des citoyens tout comme les règles élémentaires de démocratie et de démarche scientifique. La France comme l'Union Européenne continuent de refuser tout débat contradictoire : les propositions ne sont connues que via des « fuites » de *Non-Papers* qui ne font qu'esquisser les solutions, ne laissant aucune place à la controverse scientifique. Il n'existe pas de cadre permettant une confrontation des avantages et inconvénients de l'ensemble des solutions actuellement la table³⁴, en particulier la proposition consistant à revenir à un système public – aujourd'hui la seule détaillée.

Nous ne pouvons plus prendre le risque de mettre en œuvre des solutions partielles qui se résument à des « pistes » en espérant les adapter au fur et à mesure, ni ignorer les spécificités du système électrique au risque de reproduire les erreurs du passé. Récemment, dans une interview au journal Le Monde³⁵, l'un des économistes artisan de l'ouverture des marchés faisait cet incroyable aveu : « *L'électricité n'est pas un bien comme un autre, c'est un service public. Nous n'avons pas tenu compte des contraintes de réseaux et du fait que, par sa nature physique, l'électricité ne se stockait pas [...]* ». Si la conception d'un avion avait été confiée à des économistes qui, après 20 ans de déboires, reconnaissaient qu'ils avaient commis l'erreur de ne pas tenir compte de certaines contraintes comme la gravité, serait-il opportun de continuer à appliquer les mêmes méthodes pour réparer l'avion ?

Et comme le reconnaissait récemment le très libéral économiste du groupe de réflexion Bruegel à Bruxelles Georg Zachmann : « *Il y a eu de nombreuses tentatives pour penser à de meilleurs outils pour le marché de gros de l'électricité [...]. Le premier problème est qu'il n'y a pas de solutions convaincantes en théorie* ». Il concluait qu'il ne fallait toucher à rien, solution aujourd'hui difficile à défendre ! La conclusion qui s'impose est qu'il n'y a pas de solution convaincante, même en théorie, dans le cadre du marché.

³⁴ Parmi les solutions sur la table, on peut notamment citer celle de [l'acheteur central](#).

³⁵ Jacques Percebois, Le Monde, 9 septembre 2022 : [« L'électricité n'est pas un bien comme un autre, c'est un service public »](#)