UNIDEN
UNION DES INDUSTRIES
UTILISATRICES D'ÉNERGIE

ÉNERGIE ET COMPÉTITIVITÉ DES INDUSTRIES

Le 14 septembre 2018

CONCERTATION SUR LES NOUVELLES REGLES DU MECANISME DE CAPACITE

APPEL A CONTRIBUTIONS RELATIF AU FONCTIONNEMENT DU MARCHE DES GARANTIES DE CAPACITE

-

CONTRIBUTION DE L'UNIDEN

PROPOS LIMINAIRES

L'objectif du mécanisme de capacité introduit par la loi NOME est de **garantir la sécurité d'approvisionnement** du système électrique français lors des pointes hivernales **tout en en maîtrisant l'économie globale du dispositif et l'impact sur les consommateurs** en fonction de leurs contributions respectives au risque de défaillance du système électrique.

La mise en place de ce mécanisme de capacité représente un coût non négligeable, de plus de 2 €/MWh au prix actuel de la garantie de capacité, pour l'ensemble des consommateurs et en particulier pour les industriels, que leur profil de consommation soit plat ou non, qu'ils aient la possibilité de s'effacer ou non, qu'ils soient électro-intensifs ou non.

En tout premier lieu et afin de préserver la compétitivité des industriels français par rapport à leurs concurrents directs en Europe et ailleurs dans le monde, l'UNIDEN souhaiterait que soient mises en œuvre des solutions permettant de compenser les surcoûts de ce mécanisme pour les électro-intensifs via notamment des contrats long-terme, un accès à l'électricité nucléaire historique plus prévisible, une meilleure valorisation des effacements de consommation, etc.

Par ailleurs, **l'UNIDEN s'interroge sur le fonctionnement de ce mécanisme de capacité** qui conduit in fine à la formation d'un prix qui ne reflète en aucun cas l'équilibre offre – demande à la pointe et qui ne permet pas de garantir aux consommateurs un coût prévisible et compétitif de la sécurité d'approvisionnement à long-terme.

UNIDEN
UNION DES INDUSTRIES UTILISATRICES D'ÉNERGIE
ÉNERGIE ET COMPÉTITIVITÉ DES INDUSTRIES

CONSULTATION DES ACTEURS SUR LES EVOLUTIONS ENVISAGEES CONCERNANT LE FONCTIONNEMENT DU MARCHE DES GARANTIES DE CAPACITE

1) Partagez-vous le diagnostic établi sur la base des retours des acteurs qui se sont exprimés ? Vous semble-t-il que des éléments majeurs auraient été omis dans ce diagnostic ?

Du fait de sa construction, de la concentration des garanties de capacité dans les mains d'un très petit nombre d'acteurs très dominants, de l'absence d'incitation de la plupart des autres acteurs de marché dont le rôle se limite à transférer le coût sur leurs clients, force est de constater que ce marché est parfaitement manipulable et les garde-fous ne sont pas à la hauteur de l'enjeu financier qui se chiffre en milliards d'euros de transfert de valeur des consommateurs vers les producteurs. En outre, le marché ne répond pas à son objectif premier de sécurisation de l'approvisionnement en électricité à la pointe au coût le plus efficace pour les consommateurs. En effet, quand les prix de l'électricité sont élevés, le prix de la capacité devrait mécaniquement baisser, ce qui n'est pas le cas. Dans ces conditions, il nous semble absolument nécessaire de mettre en place les mesures correctrices à court terme et de revoir en profondeur le design de marché.

Afin de garantir le bon fonctionnement du marché, il est également essentiel que l'ensemble des acteurs ait une bonne compréhension de l'équilibre offre-demande pour les 4 années de livraison à venir. Aujourd'hui une très grande attention est portée sur le registre de capacité, ce qui donne au marché une grande précision sur l'offre. En revanche, le marché ne reçoit que peu d'informations sur l'évolution de la demande, représentée par le niveau d'obligation globale. Une fois publiée par RTE, les estimations d'obligations ne sont plus remises à jour et lors de la dernière consultation, en mai 2018, il était proposée une nouvelle publication de l'obligation juste avant le début de l'année de livraison. Or la quasi-totalité des enchères ont déjà eu lieu à cette date, et le prix de marché est déjà constitué.

L'UNIDEN souhaite donc que des mesures soient mises en place dès que possible afin de donner aux acteurs une meilleure transparence sur l'équilibre offre-demande du mécanisme. Comme déjà proposé, nous souhaitons que RTE publie régulièrement le niveau de l'obligation au cours des 4 années précédents une année de livraison et également au cours de cette même année de livraison, ainsi qu'à l'issue de l'année de livraison, à l'instar de ce qui est fait aujourd'hui sur la partie certification.

2) Partagez-vous l'approche consistant à s'inspirer du fonctionnement des marchés de l'énergie pour améliorer celui du marché de capacité ? D'autres angles d'approche pour des améliorations du mécanisme vous semblent-ils envisageables ?

S'inspirer des marchés de l'énergie permet de palier à certaines anomalies du mode de fonctionnement actuel. Mais cela ne permet pas de résoudre tous les dysfonctionnements observés. En l'occurrence, les règles de bon fonctionnement d'un marché se basent sur la rencontre de l'offre et de la demande, et une libre participation des acteurs. L'organisation du marché est un moyen de confronter l'offre et la demande. En parallèle du marché organisé doivent se développer des transactions de gré-à-gré. Les instruments doivent répondre à une attente des acteurs en terme de services. Un marché entièrement organisé serait un symptôme d'un marché souffrant structurellement de manque de liquidité.

Or le marché actuel est très régulé, avec une définition précise du nombre d'enchères par année pour une année de livraison, des contraintes sur l'offre… et dans le cadre de cette consultation plusieurs questions sont posées pour encore accentuer les contraintes de participation des acteurs. Et cela ne résout toujours pas la question de la concentration de l'offre sur quelques gros acteurs.

Le marché devrait donc avoir la possibilité d'évoluer naturellement vers des produits qui répondraient réellement à la demande des acteurs, et les différentes contraintes imposées aux acteurs devraient progressivement disparaître.

Il est également à noter que la rémunération de la capacité n'est nécessaire aux acteurs que par ce que le marché de l'électron ne rémunère pas assez les capacités installées (pour différentes raisons, mais principalement en raison du boom des renouvelables et des politiques énergétiques Européennes antagonistes) dans une optique de maintenir un niveau de capacité installée reflétant un niveau de sécurité suffisant. Le marché de l'énergie n'est donc pas parfait, et il pâtit de certaines contraintes réglementaires supportées par les acteurs. Veillons à ne pas reproduire les mêmes erreurs qui ne viseront, encore, qu'à transférer des sommes monétaires des consommateurs vers des producteurs mieux protégés.

3) L'articulation temporelle entre les différents types de sessions de marché organisé détaillée ci-dessus vous semble-t-elle pertinente ? Dans quelle mesure le cadre proposé pourrait-il s'avérer contraignant pour votre activité ?

La génération de capacité est fortement concentrée dans les mains d'un nombre particulièrement limité d'acteurs et les principaux acheteurs de capacités sont les mêmes acteurs. Dès lors, multiplier les sessions complexifie les analyses des jeux des acteurs mais ne dilue en rien le pouvoir de marché des principaux acteurs et en particulier de l'acteur en position dominante.

4) La création de sessions de marché organisé prenant la forme de journées de marché continu vous semble-t-elle une solution satisfaisante pour pallier les difficultés constatées dans la rencontre de l'offre et de la demande sur les sessions de marché organisé ?

Idem.

5) Si les sessions de marché organisé prenant la forme de journée de marché continu avant AL portent sur des produits à terme, cela occasionnerait-il, selon vous, des difficultés opérationnelles significatives (appels de marge, frais, liquidité etc.) ?

Difficultés opérationnelles non, coûts supplémentaires oui, au même titre que les sessions spot actuelles.

6) Êtes-vous favorables à un tel changement d'assiette pour le calcul du prix de référence relatif au règlement des écarts ?

Oui, nous l'avons demandé, pour éviter la confusion actuelle. Il n'y aura plus de manipulation des consommateurs peu avertis à qui l'on fait croire que le PRM est une référence de marché qui s'applique alors que ce n'est pas le cas. Nous aurions toutefois apprécié que le terme « référence » ne figure plus dans son nom.

7) Alors que ce constat n'est pas vrai pour le volet énergie, le PREC restera-t-il, selon vous, un des éléments majeurs de la formation des prix sur le marché, comme l'est actuellement le PRM ?

C'est probable car le marché est particulièrement peu liquide et concentré.

Cela devrait néanmoins fortement limiter le niveau de la demande à tout prix à toutes les enchères, sauf celle de décembre AL-1, vu que l'unique objectif était de reproduire la moyenne arithmétique de toutes les enchères (=PRM) dans la facturation du client consommateur. Même si ce comportement risque d'être d'autant plus accentué sur cette dernière enchère de décembre.

Concernant le calendrier, nous souhaitons que cette mesure soit mise en œuvre dès l'année de livraison 2020, ce qui signifie que cette modification soit publiée par la CRE avant la 1ère enchère au titre de l'année de livraison 2020.

8) L'architecture globale de cette proposition de fonctionnement du marché des garanties de capacité vous semble-t-elle de nature à améliorer son fonctionnement ?

Ces éléments sont des ajustements limités qui ne remettent pas en cause le design, ce qui est le fond du problème : avec un marché de l'électron supérieur à 55€/MWh, un risque d'approvisionnement qui a baissé (dernier rapport RTE) ➔ aucune capacité ne devrait être payée aux producteurs (en particulier, Nucléaire, hydraulique, ENR,…). Et pourtant, à quel niveau sera le prix de la garantie de capacité à l'enchère du 13 septembre 2018 ? Se pose donc ici à nouveau la question de la vraie valeur de la capacité.

Au vu des enjeux (sécurité d'approvisionnement, échanges financiers de près de 2 milliards d'euros entre les acteurs), l'UNIDEN souhaite que la Commission de Régulation de l'Energie endosse un rôle de surveillance sur ce nouveau mécanisme afin de s'assurer que

- L'objectif du mécanisme de capacité soit atteint en termes de sécurité d'approvisionnement
- L'économie globale du système soit atteinte, sans rémunération excessive des capitaux à la fois pour les installations de production et les capacités d'effacement, et en veillant en particulier aux effets d'aubaine pour les producteurs existants.

9) Cet enjeu est-il significatif pour vous ? Disposez-vous d'éléments quantitatifs susceptibles de mettre en évidence l'influence du délai de 3 ans entre le début de l'année de livraison et le règlement des écarts sur la formation du prix sur le marché garanties de capacité ?

L'impact direct n'est pas significatif. Les acteurs obligés facturent en général les consommateurs au cours de l'année de livraison, avec potentiellement des régularisations début d'AL+1 en fonction des consommations réalisées. Le délai de 3 ans apporte donc surtout un risque à l'acteur obligé, mais tout risque comporte un coût et il est systématiquement répercuté au consommateur final.

Cependant, l'impact majeur porté par ce délai de 3 ans se situe sur le manque de visibilité et de transparence sur l'équilibre offre-demande que n'ont pas les acteurs. Lorsque nous constatons, au vu des éléments publiés par RTE, que l'équilibre offre-demande prévisionnel est équivalent en 2017, 2018 et 2019 mais que le prix des enchères est passé de 10 k€/MW à 18,5 k€/MW entre 2018 et 2019, il nous semble que l'impact de ces 3 ans est de l'ordre de 8,5 k€/MW.

10) Quels seraient, selon vous, les avantages et inconvénients associés à l'émergence d'une telle contrainte ? Selon vous, à partir quelle date les acteurs obligés devraient-ils être couverts ? Le cas échéant, cette contrainte devrait-elle s'appliquer i) à l'ensemble des cessions de garanties de capacité, ii) à l'ensemble acteurs obligés ?

Le fait qu'aucun retour d'expérience n'a révélé de problème particulier dans le rythme de couverture des acteurs obligés, nous ne voyons aucun intérêt d'ajouter des contraintes à un mécanisme déjà complexe. Il est également à noter que les grands acteurs sont à la fois offreur et acheteur. Ces contraintes risquent au contraire d'organiser une rareté. Les plus petits acteurs porteraient d'autant plus des risques et des contraintes, au lieu de favoriser une saine concurrence et l'émergence de nouveaux acteurs. Dans le cadre d'une saine gestion de son portefeuille, un acteur obligé ne devrait être couvert qu'à partir du moment où il a un accord commercial avec son client consommateur. Il ne devrait donc pas y avoir de contraintes de date si ce n'est la date officielle de règlement des écarts.

C'est pourquoi le fait d'anticiper la date de règlement des écarts permettrait de répondre en partie à ces interrogations, car à cette date de règlement, les producteurs auraient forcément valorisé l'intégralité de leur capacité.

MODALITES DE REPORTING DES CESSIONS DE GARANTIES DE CAPACITE DANS LE REGISTRE DES GARANTIES DE CAPACITE

A. Considérez-vous que la proposition de la CRE répond aux préoccupations des acteurs tout en garantissant la transparence sur le marché des garanties de capacités ?

Oui

B. Estimez-vous nécessaire de préciser les modalités d'inscription sur le registre pour d'autres cas particuliers de cessions de garantie de capacité ?

Pas d'avis

C. En cas d'erreur de saisie dans le registre des garanties de capacité, vous semble-t-il opportun que les acteurs puissent signaler cette erreur à l'aide d'un tag spécifique ?

Oui.