Paris, 17 septembre 2018

Réponse à l'appel à contributions de RTE et la CRE relatif au fonctionnement du marché de garanties de capacité

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

Q1. 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 ?

Direct Energie partage l'essentiel des constats faits par la CRE / RTE lors de la CAM du 11/07/2018, à savoir :

- que les résultats des enchères de capacité sont fortement influencés par les modalités de participation de certains acteurs, en particulier ceux proposant à la vente des blocs de capacités à un prix unique pour des volumes considérables,
- qu'il ressort un prix de la capacité qui est significativement supérieur à 0, alors même que, sur l'ensemble des premières années de livraison, le volume de capacités certifiées est supérieur à l'obligation totale de l'ensemble des fournisseurs,
- que ce prix est fortement volatile, puisqu'il a évolué de 9.3 à 18.5 k€/MW entre 2018 et 2019, sans raisons fondamentales évidentes.

C'est pourquoi Direct Energie souhaite que les évolutions du mécanisme de capacité visent à rendre le signal prix du mécanisme

- plus transparent et légitime, en limitant le pouvoir de marché que le mécanisme procure à certains acteurs,
- plus stable, en rapprochant sa détermination des fondamentaux économiques de l'adéquation en capacités en France.

Q2. 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 ?

Direct Energie souhaite souligner l'importance de distinguer les finalités propres à chaque marché, avant de procéder à des analogies hâtives : si le marché de l'énergie vise à envoyer des signaux de prix les plus efficaces en terme de dispatch à court terme des moyens de production et de flexibilité (sureté du système), le signal de

prix envoyé par le mécanisme de capacité doit permettre sur le moyen et long terme aux acteurs de prendre les meilleures décisions en matière d'investissement, de maintien ou de déclassement de capacités (sécurité d'approvisionnement).

C'est pourquoi chacun de ces marchés ne sauraient avoir *stricto sensu* le même design. Pour autant, la sureté du système et la sécurité d'approvisionnement étant des biens publics, il apparait clairement que les deux marchés correspondants, de l'énergie et de la capacité, nécessitent un mécanisme de bouclage centralisé par les pouvoirs publics (en l'occurrence représentés par RTE), comme le mécanisme d'ajustement pour l'énergie.

Plus précisément, pour tendre vers l'objectif de sécurisation des approvisionnements, il conviendrait que le prix de référence du marché de capacité soit connu avec une temporalité permettant aux acteurs de prendre les décisions nécessaires : c'est pourquoi Direct Energie soutient une définition du PRM (ou du prix de référence pour les écarts) en référence aux résultats de l'appel d'offre long-terme que RTE doit organiser 4 années à l'avance. Ces AO constitueraient alors le mécanisme de bouclage (d'ajustement) en capacité.

Outre l'anticipation nécessaire aux acteurs, un tel choix permettrait aussi d'aboutir à un prix

- plus stable, celui-ci ayant vocation à être i) moins dépendant de la réalisation de l'équilibre offre/demande à court-terme[1], ii) orienté vers le missing money de capacités facilement développables et ainsi ayant une faible rente infra-marginale sur les marchés de l'énergie, et donc peu volatil,
- et plus transparent et fiable, compte tenu du caractère centralisé de cet appel d'offre (confrontation des offres à une unique demande administrée).

Par ailleurs, il n'est pas évident de voir les bénéfices qui résulteraient :

- du passage de produits spot en produits forward pour les 14 premières enchères de chaque année de livraison : il n'y aurait un intérêt pour les acteurs que pour autant que les modalités de sécurisation financière d'un tel dispositif seraient moins coûteuses que l'immobilisation de trésorerie nécessaire dans le système actuel,
- du passage d'enchères à fixing à des sessions de marché en continu : les courbes d'offre et de demande ne seraient alors plus connues des acteurs, ce qui viendra diminuer la transparence du marché sur la formation des prix.

C'est pourquoi Direct Energie :

- est opposé à la transformation des enchères en sessions de marché continues,
- souhaite que le passage aux produits à terme soit étayé par une analyse démontrant clairement les avantages économiques qui en découleraient.

Q3. 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 ?

Q4. 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 ?

[1] Comme c'est actuellement le cas pour les enchères organisées en AL-1

L'articulation temporelle proposée (14 sessions continues en amont d'AL, 1 enchère spot, 3 sessions continues post-AL) ne pose a priori pas de difficultés particulières.

En revanche, la transformation d'enchères à fixing en sessions continues ne saurait en aucune manière remédier aux problématiques de rencontre entre l'offre et de la demande, puisque cela concourra à obscurcir la formation du prix.

Q5. 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.) ?

Direct Energie souhaite tout d'abord rappeler qu'il n'y a pas de rapport entre les modalités de commercialisation (enchères à fixing / session en continu) et les produits négociés (produits spot / à terme).

S'agissant précisément de la nature spot ou forward des produits négociés, il n'est pas évident que ces derniers soient plus avantageux que les produits spot étant donné la nécessaire sécurisation financière à mettre en place. Sur les marchés de l'énergie, celle-ci consiste en :

i) une « initial margin » pour insensibiliser les acteurs du risque de défaut sur le montant nominal de la transaction,

ii) des « variation margins » pour insensibiliser les acteurs face aux variations de prix tout au long de la vie du produit négocié.

En particulier, il conviendrait de vérifier que l' « initial margin » d'un tel mécanisme est plus faible que le montant en cash aujourd'hui nécessaire pour un produit spot.

Direct Energie souhaite donc que cette étude soit menée avant que ce changement n'intervienne éventuellement.

Q6. Êtes-vous favorables à un tel changement d'assiette pour le calcul du prix de référence relatif au règlement des écarts ?

Q7. 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 ?

RTE et la CRE proposent de baser le calcul du prix de référence des écarts en capacité (PREC) sur le résultat de l'enchère spot organisée en décembre AL-1.

Direct Energie est totalement opposé à cette proposition :

- en tant de référence pour les écarts, le PREC restera un prix de référence pour le marché, tant pour les fournisseurs que pour les producteurs, à l'instar du prix day-ahead[2] pour le marché de l'énergie, dont les produits forward sont des anticipations : le prix d'équilibre de la capacité devrait en toute théorie refléter l'équilibre offre/demande en capacité, et ne pas être impacté par des dispositions contractuelles ou réglementaires (définition du prix de la capacité dans les TRV, compensation OA, etc.).

[2] S'il n'y a plus de lien direct entre prix day-ahead et prix des écarts depuis avril 2017 dans la matrice RTE, les deux références sont toutefois corrélés compte tenu du faible écart temporel entre les 2 échéances.

- un prix de référence pour la capacité, afin qu'il vise les finalités qui sont celles du mécanisme de capacité (cf. question 2), ne doit pas être influencé par la réalisation de l'équilibre offre/demande à court-terme, comme cela serait le cas s'il était bâti en référence à l'enchère de décembre AL-1.

Ceci étant, à market design inchangé, Direct Energie est favorable à ce que l'assiette du PRM soit revue pour prendre en compte un nombre plus réduit d'enchères. A ce titre, l'association ANODE avait proposé lors du Conseil Supérieur de l'Energie du 28/11/2016, de considérer 1 enchère en AL-4, 1 en AL-3, 2 en AL-2, 4 en AL-1.

Q8. L'architecture globale de cette proposition de fonctionnement du marché des garanties de capacité vous semble-t-elle de nature à améliorer son fonctionnement ?

S'il peut être intéressant d'étudier l'opportunité de donner plus facilement la possibilité aux acteurs d'échanger des produits à terme (faculté qu'ils ont déjà, de manière bilatérale), Direct Energie est opposé aux autres propositions de RTE et de la CRE (définition du PREC, passage des enchères en sessions continues).

Q9. 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 ?

De manière générale, la nécessité pour les acteurs obligés de couvrir leurs obligations plusieurs années à l'avance occasionne des coûts de financement qui sont, *in fine*, répercutés dans les offres commerciales par les fournisseurs.

Comme exposé plus haut (question 5), il n'est pas avéré que la mise en place de produits à terme vienne significativement réduire ce coût de financement.

De ce point de vue, il semble que le mécanisme le plus efficace pour la collectivité, serait de centraliser les achats de capacité par un organisme ayant un bon *credit rating* et donc des coûts de financement faibles.

Q10. 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 ?

Comme la RTE et CRE, Direct Energie n'a pas d'éléments permettant d'attester que le mécanisme de capacité souffre aujourd'hui d'une problématique liée à la couverture des obligations des acteurs obligés.

En tout état de cause, il est important de noter que :

- introduire une contrainte sur la couverture des acteurs obligés serait totalement disproportionné au regard de la « contrainte » de liquidité à laquelle EDF est astreint aujourd'hui et qui ne l'oblige aucunement à vendre à tout prix ses capacités[3], alors même que la problématique concurrentielle du marché français se pose surtout à l'amont,
- le règlement des écarts en capacité est aujourd'hui déjà très incitatif, et même plus que celui en énergie (passage au prix administré en cas d'écart global en capacité important). Si l'analogie entre énergie et

[3] Une chose est de s'engager à proposer des capacités aux enchères, une autre chose est de devoir absolument les vendre ou les acheter

capacité a quelque sens, il convient de rappeler que le marché de l'énergie n'impose nullement aux acteurs d'être équilibrés en J-1, et que leur responsabilité n'est pas physique mais financière, sans que cela ne soit problématique.

- la stratégie consistant pour un fournisseur d'attendre le règlements des écarts en capacité pour couvrir son obligation n'est pas réaliste (incertitude d'au moins 20% sur le prix de la capacité), en particulier s'agissant de fournisseurs ayant des expositions aval au PRM (offres de fourniture indexées sur les TRV) qui les incitent naturellement à répliquer cette référence de prix en participant à l'ensemble des enchères.