Le 6 septembre 2019

APPEL A CONTRIBUTION LANCE PAR RTE DU 18 JUILLET 2019

RELATIF AUX EVOLUTIONS CIBLEES DU CADRE REGLEMENTAIRE

DU MECANISME DE CAPACITE

REPONSE D'ENGIE

Préambule

ENGIE constate que les prix des garanties de capacité (GC) ont doublé au cours des douze derniers mois (entre 20 €/kW et 22,38 €/kW pour les GC 2020 lors des enchères de 2019 versus 9,3€/kW de prix de référence pour les GC 2018), en passant par une enchère à prix nul pour les GC 2019. Ces variations soulèvent une interrogation sur les fondamentaux économiques et la robustesse du mécanisme des enchères.

Ce dispositif, supposé délivrer un signal économique de moyen et long terme pour permettre la présence de capacités de pointe aux moments de tension du système électrique, doit apporter suffisamment de visibilité aux acteurs afin qu'ils disposent des délais nécessaires à la construction de nouvelles capacités. Or ENGIE constate à cet égard un manque de prévisibilité des conditions de marché, dû :

- au non-respect de la tenue du calendrier initial des enchères (les règles indiquent que les premières enchères doivent avoir lieu 4 ans avant l'année de livraison). Ainsi, le régime normal du rythme des enchères ne pourra pas intervenir plusieurs années.
- au manque de fiabilité et de régularité des informations fournies par RTE au marché sur son site (évolution du coefficient de sécurité, changement de la température de référence, fiabilité relative des volumes totaux de capacités certifiées apparaissant au registre) ;
- à l'importance des volumes offerts par l'opérateur historique sur les enchères, associée à un manque de transparence sur son comportement (contrainte d'obligation de mise aux enchères peu compréhensible, transparence insuffisante sur la couverture des volumes de capacité liés au TRV-E) ;

Par ailleurs, ENGIE rappelle que l'article 8.2.2 précise que, sur la base de la proposition de RTE réalisée avant le 1er septembre AL-5, la CRE fixe, dans les meilleurs délais, le nouveau plafond pour la valeur du Prix Administré pour l'Année de Livraison considérée. Aujourd'hui aucune publication du Prix Administré à partir de l'Année de Livraison 2021 n'a été réalisée. Or, fixer une trajectoire d'évolution claire et crédible du prix administré est nécessaire pour le bon fonctionnement du mécanisme de capacité.

ENGIE remarque, en outre, que les délais entre la demande initiale de certification et l'obtention des garanties de capacité pour les Années de Livraison 2019 et suivantes ont été si longs que certaines capacités (nouvelles, mais aussi existantes) n'ont pas pu être proposées aux enchères organisées. Cela constitue un dysfonctionnement grave du marché. Comme l'ultime enchère de décembre AL-1 est

celle qui définit PREC, il est nécessaire d'améliorer significativement le temps de traitement d'une demande de certification, et notamment pour les EDC de type effacement qui ont la possibilité de réaliser une demande de certification jusqu'au 31 octobre AL-1.

Le processus de contrôle des Niveaux de Capacité Effectif doit lui-aussi faire l'objet d'amélioration. Pour l'année de livraison 2017 et 2018, les EDC dont les sites sont raccordées au RPD mais aussi certaines capacités de production, notamment de la filière hydraulique, n'ont pas d'estimation de la part de RTE des Niveaux de Capacité Effectif, alors même que la date limite est le 30 juin 2018. Cela ne permet pas d'assurer un fonctionnement normal du marché.

Question 1.1 : Avez-vous des remarques par rapport à cette proposition ?

La question 1.1 est l'exemple d'une évolution récente qui a été introduite dans les nouvelles règles et dont l'impact n'a pas été suffisamment étudié. ENGIE souhaite que la transparence soit réalisée sur les effacements qui auraient été dans une situation de double valorisation.

C'est à RTE et aux GRDs concernés d'adapter la disposition simplifiée 1 afin de se conformer à l'interdiction du double comptage.

Question 1.2 : Avez-vous des remarques relatives à cette proposition ? Avez-vous des propositions alternatives pour estimer la puissance de référence dans de telles situations ? Considérez-vous que cette puissance devrait être affectée à un autre acteur que l'acteur portant l'obligation pour les pertes du GRD concerné ?

Les 90 GRD concernés devraient être sanctionnés, et RTE devra proposer des sanctions à appliquer au GRD dans les nouvelles règles si elles ne sont pas déjà existantes.

Si RTE a les moyens de ne pas solliciter les GRD pour l'estimation de l'obligation, alors il semble raisonnable de ne pas les solliciter. Dans le cas contraire, et de manière transitoire, RTE peut réaliser sa propre estimation de l'obligation, la transmettre à l'acteur obligé concerné en précisant les sites concernés et que cette estimation est une majoration suite à l'absence de transmission par le GRD des données nécessaires au calcul.

Question 2.1 : Avez-vous des remarques par rapport à cette proposition ?

ENGIE est favorable à cette proposition.

Question 2.2 : Êtes-vous favorables à cette proposition qui permet une meilleure affectation des frais de certification dans le cas de la certification multi-GR ?

La trame multi-GR prévoit de donner les paramètres de certification par GR, et non par site, comme le propose l'ADEEF. Cette évolution mineure n'améliorera pas les délais entre la demande de certification initiale et l'obtention des garanties de capacités. ENGIE souhaite que si l'évolution a bien lieu, chaque GRD soit préalablement informé et formé.

Question 2.3 : Identifiez-vous d'autres situations qui nécessiteraient un aménagement des règles de certification ? Dans ce cas, quel régime d'incitation proposez-vous ? Quel proxy proposeriez-vous pour calculer le terme $NCE_{éq,\,site}$?

De notre compréhension le délais concerne la demande initiale de certification. Si tel est bien le cas, donner la possibilité de dépasser ce délais compromet le bon fonctionnement du marché. Ainsi RTE devrait refuser des demandes de certification hors délai, tant pour les capacité de production que pour les capacités d'effacement.

Une sanction pourra être prévue dans les prochaines Règles si le retour d'expérience montre qu'un volume important de capacité n'a pas respecté leur obligation réglementaire.

Question 2.5 : Identifiez-vous d'autres enjeux relatifs à l'absence de majoration de ces coefficients résultant des tests menés au titre du mécanisme de capacité ?

ENGIE n'identifie aucun autre enjeu relatif à ce sujet.

Question 2.6 : Êtes-vous favorable à ces mesures de simplification ? Selon-vous est ce que d'autres types de rééquilibrages doivent être considérés comme gratuits ? Les garde-fous proposés vous paraissent-ils pertinents ? Selon-vous existe-t-il d'autres options de simplifications applicables aux rééquilibrages ?

ENGIE est favorable aux mesures de simplification présentées.

Question 3.1 : Selon vous, la séparation des sites dans plusieurs EDC est-elle susceptible d'impliquer une « désoptimisation » des portefeuilles, pour les acteurs lauréats par exemple, et si oui pour quelles raisons ? Disposez-vous d'éléments quantitatifs permettant d'évaluer les enjeux associés ?

RTE souhaite instruire la question du foisonnement des sites au sein des différentes entités dans le cadre du mécanisme de capacité, afin d'avoir une meilleure estimation de l'opportunité associée en terme de disponibilité pour la sécurité d'approvisionnement. Pour ENGIE, la question est donc plus large que le périmètre des seules capacités retenues lors des Appels d'Offre Long Terme. En particulier, l'obligation pour un unique site d'injection de se constituer en une unique EDC de type production limite le niveau de capacité certifié par rapport à la puissance installée du site, dès que ce site est constitué de groupes de production complémentaires mais de technologies différentes. ENGIE est favorable à lever cette contrainte et met à disposition de RTE des éléments quantitatifs si besoin.

Question 3.3 : Selon vous, ce cas de figure vous semble-t-il pouvoir se réitérer de manière significative à l'avenir ? Souhaiteriez-vous que RTE apporte une réponse réglementaire pour répondre à ce besoin ?

ENGIE partage l'analyse de RTE sur le sujet : dans le cas d'un effacement du site pendant les heures PP1, le site doit convenir avec son fournisseur des modalités contractuelles associées. La réponse réglementaire n'est pas adaptée.

Question 3.4 : Selon vous, est-il pertinent de généraliser l'application des contraintes de stock du mécanisme de capacité à toutes les capacités intégralement contractualisées au titre des services système ? Pourquoi ?

Les services système sont le Réglage Primaire et Secondaire de la fréquence qui permettent d'ajuster la production (et/ou la consommation) d'une capacité d'injection (et/ou soutirage) en fonction de la fréquence du réseau et du signal de niveau. Les contraintes de stock d'énergie sur les unités participant aux services systèmes sont définies de manière implicite à partir des limites d'exploitation du réseau qui sont simulées lors des essais de qualification (perte simultanée des deux plus importants groupes de production). La qualification permet de certifier que la totalité de la capacité de réglage primaire et/ou secondaire est disponible lorsqu'elle est programmée dans n'importe quel état du réseau, et dans ses limites d'exploitation.

Le mécanisme de capacité, quant à lui, s'intéresse à la disponibilité des capacités de production lors des épisodes de pointe de consommation. Les contraintes de stock d'énergie sur les capacités de production permettent de proportionner le volume de garanties de capacité à leur contribution pendant les heures de pointe. Une entité de certification intégralement contractualisée au titre des services systèmes qui est programmée sur toutes les heures PP2 évite à une unité de production conventionnelle obligée d'être réservée sur une partie de sa capacité de production pour la réalisation des services système. Ainsi, il est légitime de ne pas généraliser l'application des contraintes de stock du mécanisme de capacité, car, dans le cas contraire, cela signifie qu'une même contribution à l'équilibre offre-demande est rémunérée différemment selon le type de capacité.

Par ailleurs, RTE fait remarquer que la contrainte qui pèse sur les EDR de type soutirage est bien plus grande que celle qui pèse sur les capacités de production et d'effacement, qui peuvent se déclarer disponible via le mécanisme d'ajustement, sans jamais être activées, alors que les EDR de type soutirage, n'ayant pas accès au mécanisme d'ajustement, sont contraintes d'être programmées et activées les heures PP2 pour prétendre à une valorisation sur le mécanisme de capacité.

Pour toute ces raisons, il n'est pas pertinent d'appliquer des contraintes de stock sur les services systèmes.

Question 4.1 : Cette proposition d'anticiper l'ouverture de l'année de livraison 2021 à la fin de l'année 2019 vous semble-t-elle pertinente ?

ENGIE est favorable à cette proposition.

Question 4.2 : Selon vous, quels sont les enjeux soulevés par l'ouverture, dès que possible, des années de livraisons 2022 à 2024 ? Identifiez-vous des modalités qui permettraient d'ouvrir ces années de livraison, tout en permettant un processus transitoire d'évolution de l'architecture de marché pour ces années de livraison si elles étaient déjà ouvertes ? Si tel est le cas, comment ces dispositions devraient-elles encadrées pour permettre d'apporter autant de visibilité que possible aux acteurs de marché ?

ENGIE est favorable à l'ouverture dès que possible des années de livraison 2022 et 2023. Quant à AL 2024, elle pourrait être la première année concernée par une évolution de l'architecture de marché, suite au retour d'expérience.

Question 5.1 : Quelle devrait-être selon vous la date limite de dépôt des offres ?

La date limite dépôt des offres devrait être le plus tard possible, tout en laissant le temps à RTE d'effectuer les vérifications nécessaires de conformité avec les Règles. ENGIE ne dispose pas des informations suffisantes pour proposer une date limite de dépôt des offres pertinente.

Cette date pourra être adaptée en fonction du retour d'expérience.

Question 5.2 : Quelle est votre position par rapport à cette proposition ?

Le marché des certificats d'interconnexion et des tickets d'accès sont différents. La proposition de RTE sur l'enchère du 16 mai 2019 pour AL 2019 a conduit à révéler un prix nul sur la garantie de capacité. Malgré cela, les garanties de capacité liées aux interconnections n'ont pas toutes été vendues.

Quant au ticket d'accès aux interconnexions, la règle de mise sur le marché doit être transparente, charge aux TSOs de définir la stratégie optimum.

Question 6.1 : Partagez-vous ce constat ? Si ce n'est pas le cas, pouvez-vous partager des éléments qualitatifs et quantitatifs permettant d'étayer votre propos.

ENGIE partage ce constat.