Le 29 juin 2020

CONSULTATION PUBLIQUE DU 16 06 2020 LANCEE PAR RTE RELATIVE A LA PROPOSITION DE MISE A JOUR DES REGLES DU MECANISME DE CAPACITE

REPONSE D'ENGIE

Préambule

ENGIE remercie RTE pour l'organisation de cette consultation visant à adapter certaines modalités du mécanisme de capacité. Ces propositions seraient de nature à inciter l'émergence de nouvelles capacités pour renforcer la sécurité d'approvisionnement pendant l'hiver 2020/2021. Mais elles ne prennent pas en compte les difficultés opérationnelles pour les exploitants de capacité à obtenir dans les délais les garanties de capacité, une fois réalisée la demande de certification ou de rééquilibrage à la hausse. D'autres leviers proposés dans notre réponse existent et sont à mettre en œuvre de façon prioritaire.

Les mesures d'exception proposées sur les frais de rééquilibrage et l'organisation de nouvelles enchères pourraient dégrader le fonctionnement du marché. Ainsi elles devraient être accompagnées de mesures concrètes de surveillance du marché et de transparence, notamment afin de permettre aux acteurs de marché de mieux comprendre les méthodes de prévisions par l'opérateur historique de sa capacité disponible, ainsi que ses méthodes de formation des prix d'offre de ses capacités. Ainsi, la CRE devrait mener un examen des raisons qui ont poussé à un doublement du niveau du plancher nucléaire entre avril et juin 2020, alors même que les informations sur l'indisponibilité de certains réacteurs nucléaires étaient déjà rendues publiques au mois d'avril.

Question 1 : Avez-vous des remarques par rapport à cette proposition ?

Le processus de rééquilibrage a pour ambition de renforcer la cohérence entre les garanties de capacités disponibles et la situation réelle en matière de sécurité d'approvisionnement. Une sous-certification associée à un rééquilibrage tardif pourra conduire à une augmentation « factice » et temporaire du prix de la capacité et entraînera une mauvaise information sur l'état réel de tension de l'équilibre offre demande. La progressivité des frais de rééquilibrage incite les exploitants à révéler, au plus tôt, l'évolution de leurs anticipations quant à la disponibilité future des capacités qu'ils exploitent, et traduit ainsi le coût pour la collectivité de la révélation de l'information.

Dans le cas présent, il s'agit d'inciter les exploitants à révéler des gisements de capacités, et en particulier les capacités d'effacement. Si réduire le coût du rééquilibrage pourrait paraitre pertinent à première vue, il conduit en pratique à une distorsion du fonctionnement normal et attendu des marchés. D'autres leviers existent et apparaissent plus efficaces :

- Réduire la durée du processus de rééquilibrage : dans le cas d'une EDC dont les sites sont raccordés à plusieurs GRD, la durée entre la demande initiale de rééquilibrage et l'obtention des garanties de capacité peut être largement supérieure à 2 mois.

- Améliorer le traitement des demandes de dérogation : les tunnels de certification sont une contrainte qui peut apparaître arbitraire et augmentent démesurément la durée d'une demande de rééquilibrage.
- Revoir les formulaires des demandes de certification et de rééquilibrages dans le cas d'une EDC dont les sites sont raccordés au RPD. En effet, ces formulaires ne sont pas adaptés du point de vue des informations strictement nécessaires (par exemple, les informations sur les puissances souscrites demandées pour chaque site en contrat unique à l'agrégateur alors que le GRD détient l'information).

Par ailleurs les modalités de sélection des jours PP2 (au minimum 15 pour une Année de Livraison donnée) pourraient être revues afin de favoriser de nouvelles capacités d'effacement. Aujourd'hui, un jour PP2 peut être décorrélé d'un jour PP1 de forte consommation (au minimum 10 pour une Année de Livraison donnée), ce qui pourrait réduire en proportion la possibilité d'effacer la consommation du site, et par suite le Niveau de Capacité Certifié de l'EDC.

Si toutefois la proposition de rendre l'ensemble des rééquilibrages à la hausse au titre des années de livraison 2020 et 2021 gratuits était retenue, un seuil plafond sur la somme des rééquilibrages à la hausse au-delà duquel les rééquilibrages à la hausse ne sont pas gratuits devrait être envisagé (par exemple, autour de 500 MW par périmètre de certification), afin de limiter des variations factices de prix sur le marché en cours d'année de livraison. Enfin, cette mesure constituerait une avancée pour les actifs hydrauliques dont la capacité de production est dépendante d'éléments exogènes, et notamment climatiques. Le recours régulier au rééquilibrage de la part de ce type d'actif en fonction de ces éléments impactant l'hydraulicité doit être considéré comme sain. En effet il reflète un comportement prudent qui réduit le risque de sur-certification initiale et il fournit à RTE un indicateur d'impact du réalisé sur les capacités hydrauliques.

Question 2 : Avez-vous des remarques par rapport à cette proposition ?

ENGIE souhaite que soient mis en œuvre de façon prioritaire les éléments exposés à la question 1. Compte tenu des éléments disponibles sur la sécurité d'approvisionnement, la proposition de RTE est pertinente mais ne répondra pas aux enjeux si les difficultés opérationnelles ne sont pas réduites.

Question 3 : Avez-vous des remarques par rapport à cette proposition ?

ENGIE souhaite que soient mis en œuvre de façon prioritaire les éléments exposés à la question 1. Compte tenu des éléments disponibles sur la sécurité d'approvisionnement, la proposition de RTE est pertinente mais ne répondra pas aux enjeux si les difficultés opérationnelles ne sont pas réduites.

À propos de la déclaration des pré-estimations d'obligation,

ENGIE demande que la déclaration des pré-estimations et la publication des pré-estimation agrégées à la maille France soient réalisées avant toute nouvelle enchère AL 2020 pour une nécessité de transparence et de bon fonctionnement du marché.

À propos des signaux PP1 et PP2,

ENGIE demande qu'en cas de modification de l'algorithme, la note publique détaillant son fonctionnement soit publiée avant la date limite de déclaration des pré-estimations d'obligation. Parmi les

éléments de la note publique, devra figurer pour chaque semaine la différence moyenne entre les seuils calculés selon le nouvel algorithme et selon l'algorithme initial. Par ailleurs, il conviendra de rendre compte aux acteurs obligés de l'impact de la modification de l'algorithme (par exemple avec la liste des jours PP1 tels qu'ils auraient été sélectionnés pour les années de livraisons 2017, 2018, 2019 et la première période de l'année 2020). Enfin un accompagnement pourrait être organisé afin que les acteurs obligés puissent réaliser leur mise à jour de leur Obligation, notamment pour ceux d'entre eux qui n'utilisent pas ODEON.

Question 4.1: L'ajout d'une ou de plusieurs sessions de marché organisé portant sur le produit AL 2020 vous semble-t-il pertinent ? Si oui, quelle date est à privilégier selon vous ?

ENGIE considère que l'ajout d'une ou plusieurs sessions de marché n'est pas pertinent : cette proposition ne prend pas suffisamment en compte le délai entre la demande initiale de certification ou de rééquilibrage et l'obtention des garanties de capacité sur le compte Exploitant. C'est pourquoi ENGIE recommande d'en rester au calendrier actuel : des sessions de marché pour AL 2020 sont normalement organisées après l'année de livraison 2020 au moment où les éventuelles garanties de capacités issues des processus de rééquilibrage et de certification tardives émergeront et où le risque de surévaluation du NCC est le plus bas. Ces enchères permettront de valoriser à leur juste prix les capacités apparues tardivement, sans qu'il soit nécessaire de modifier en urgence le calendrier des enchères, ce qui pourrait déstabiliser le marché et nuire à la formation des prix.

Question 4.2 : L'ajout de 2 sessions de marché organisé portant sur le produit AL 2020 vous semble-t-il de nature à réduire la liquidité de telle sorte que cela pourrait nuire à la formation du prix sur ces sessions de marché organisé ?

ENGIE considère que l'ajout de 2 sessions de marchés nuirait à la liquidité et à la formation des prix :

- du fait de processus opérationnels trop longs, l'ajout de sessions de marché ne sera pas une solution efficace et nuira à la formation du prix. C'est pourquoi ENGIE insiste sur la nécessité de mettre en œuvre prioritairement les mesures proposées dans sa réponse à la question 1.

- la CRE a relevé dans son dernier rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel que la liquidité du marché était faible au regard de l'ampleur des paliers de prix se formant sur le marché. La CRE constate que ces paliers ont un impact "indéniable" sur le prix de fixation des enchères, alors même qu'ils sont fixés par certains acteurs au niveau de leur estimation du "prix théorique" de la capacité. La CRE démontre dans ce même rapport de surveillance des marchés de gros que la fixation d'un prix théorique est un exercice complexe, du fait de l'extrême sensibilité des modèles utilisés aux paramètres pouvant être choisis. Dans ces conditions, multiplier les enchères augmenterait encore la capacité de certains acteurs à faire converger le marché vers ce que les acteurs à l'origine de ces paliers considèrent être le "prix théorique".

Question 4.3 : Le nombre de sessions de marché organisé portant sur le produit AL 2021 vous semble-t-il suffisant ?

Comme mentionnée en réponse de la question 4.2, le nombre de sessions de marché organisé portant sur le produit AL 2021 semble suffisant.