Consultation sur des évolutions ciblées du cadre règlementaire relatif au mécanisme de capacité

Le 30/08/2019

Depuis la mise en place de ce mécanisme, nous sommes dubitatifs sur le fonctionnement du mécanisme de capacité et sur le fait qu'il permette de satisfaire les grands principes de ce dispositif. En effet, comme le soulève la CRE dans son dernier rapport sur « Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel », le prix de la capacité résultant devrait être la résultante de l'équilbre offre-demande et donc dans le cas de la France pour les années 2017-2018-2019, un prix nul avec une obligation < à la production.

Nous souhaitons également rappeler que ce dispositif a été mis en place lorsque les prix du marché n'étaient pas suffisant pour couvrir le prix marginal des producteurs et qu'il fût nécessaire d'introduire un mécanisme complémentaire pour financier l'écart entre le prix de marché et le prix marginal du fournisseur. Cependant, depuis le démarrage de ce dispositif, le prix du marché est > 50 €/MWh et peut donc couvrir la majeur partie des moyens de production.

Il a été décidé de retenir pour ce mécanisme un fonctionnemnt similaire au marché de l'énergie mais ses caractéritiques sont trop différentes et comme le constate la CRE, il faudra revoir son architecture.

Cependant, dans cette consultation comme pour la précédente, RTE cadre la réflexion sur des enjeux ciblés qui ne touchent pas à l'architecture même de ce mécanisme.
Nous répondrons à cette consultation, mais s'il le faut, à nouveau , nous pourrons émettre nos remarques sur les disfonctionnements de ce mécanisme.

1.1 Questions relatives à l'obligation de capacité

Question 1.1 relative à la disposition simplifiée n°1 du calcul de la puissance de référence

➔ Nous n'avons pas de remarques.

Question 1.2 relative au traitement des situations où le GRD ne transmet pas de données à RTE pour le calcul de la puissance de référence

➔ Nous n'avons pas de remarques quant à la proposition de RTE. Un acteur ne répondant pas à son obligation de transmission de données se verrait attribuer une obligation calculé par RTE, ce qui est logique.

➔ En revanche, majorer l'obligation de l'acteur viendrait à augmenter l'obligation globale du marché artificiellement et donc éventuellement le mettre sous tension. RTE pourrait calculer l'obligation de l'acteur en considérant le soutirage au borne du GRD comme un site télé-relevé thermosensible par exemple.

➔ Par ailleurs, les pertes doivent être attribuées à l'acteur concerné.

1.2 Questions relatives à la certification, aux contrôles et aux règlements financiers

Question 2.1 relative à la facturation des frais de certification

➔ Facturer ces frais en début de période peut être une bonne idée mais cela va générer des complications pour les capacités qui devront être rééquilibrées. Comment RTE pourrait gérer ce cas de figure ? C'est pourquoi, la facturation de ces frais en A+1 nous paraît rester la meilleure solution.

Question 2.2 relative à l'affectation des recettes liées aux frais de certification aux différents gestionnaires de réseaux

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

➔ Pourquoi pas, nous n'avons pas d'objection et cela paraît cohérent.

Question 2.3 relative au traitement des situations où des sites de production n'ont pas été certifiés dans les délais réglementaires

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 toute évidence, tout aménagement des règles ne doit pas conduire à fausser le niveau d'obligation réel du marché.
- ➔ C'est pourquoi, au lieu de pénaliser les acteurs qui n'auraient pas répondu à leur obligation de certification (ou d'estimation d'obligation), RTE pourrait simplement les avertir. Le mécanisme est un dispositif très complexe et les règles évoluent régulièrement ce qui pourrait amener certains acteurs à omettre l'une de leurs obligations.

Question 2.4 relative à l'application d'une limite sur le nombre de tests sur les EDC dont le périmètre évolue en cours d'année de livraison

Les règles du mécanisme de capacité prévoient que les acteurs déclarent le lien entre leur entité de certification (EDC), caractérisée par la signature d'un contrat de certification, et les entités à travers lesquels ces mêmes sites certifiés proposent leur disponibilité sur les marchés de l'énergie : il s'agit de la déclaration des liaisons dont le fonctionnement est détaillé à l'article 7.4.5.3.3 des Règles du mécanisme de capacité. Par ailleurs, les règles SI, qui détaillent les modalités de déclaration de ces liaisons, permettent la redéclaration des liaisons entre EDC et EDE/EDA après le temps réel. Ainsi, le critère du nombre limite de tests par EDC prévu dans les règles (au maximum 3 tests par EDC par an) n'est pas applicable opérationnellement à ce jour. Conscient que ce critère a été introduit pour limiter le risque associé aux coûts des tests pour les acteurs, RTE envisage d'aménager cette disposition pour permettre son application de facto tout en maintenant un « garde-fou » du même ordre de grandeur permettant de limiter pour un acteur les coûts associés aux tests. Plusieurs options sont envisagées à ce jour:

- Option 1 :Maintien du critère de 3 tests par EDC en supprimant la possibilité de redéclarer des liaisons après le temps réel ;
- Option 2 : Maintien du critère de 3 tests par EDC en appliquant ce critère sur la base d'une photo figée avant le temps réel ;
- Option 3 : Evolution du critère limitant vers un critère basé sur l'identité du titulaire d'EDC et le volume de capacité certifié.

La suppression de la possibilité de redéclaration des liaisons après le temps réel vous semble-t-elle compatible avec vos contraintes ? Si ce n'est pas le cas, pourquoi ?

Par ailleurs, quelle option parmi les trois proposées vous semble la plus opportune et pourquoi ?

- ➔ De notre point de vue, le test n'a d'intérêt que pour les capacities qui n'ont jamais été activées et dont le volume certifié paraît disproportionné par rapport à sa capacité souscrite. En dehors de ce cas de figure, il convient de rappeler que pour les industriels un effacement entraînent des pertes de production non négligeables.
- ➔ RTE souhaite caper le nombre de test à 3, ce qui est déjà trop important pour un site qui aurait déjà été active. Par ailleurs, supprimer les redéclations en temps reels ne viendrait qu'alourdir les coûts des tests puisque la remuneration de ces activations peut déjà être < au coût minimal de rentabilité nécessaire pour decider de certifier des capacities. De notre point de vu, aucune de ces options n'est meilleures qu'une autre.
- ➔ Supprimer la possibilité de redéclarer en temps réel n'est pas adaptée aux industriels qui peuvent faire face à certains aléas techniques ne leur permettant pa d'assurer la disponibilité de leur capacité.

Question 2.5 relative au traitement des situations où les puissances réalisées à lors de tests sont supérieures aux puissances proposées

Dans le cadre d'un test mené au titre du mécanisme de capacité, si le volume conforme $V_{conforme}$ (i.e. le volume réalisé) est supérieur au volume testé $V_{testé}$ (i.e. le volume qui est demandé lors du test), l'application de la formule prévue par les règles prévoit que le coefficient $AjuTest$, $paramtesté,EDC$, i puisse être supérieur à 1. De même, le coefficient $AjuTest$, $paramtesté,EDC$ qui résulte de la moyenne de tous les coefficients de test n'est pas majoré par 1 à ce jour.
Suite à ce constat, plusieurs enjeux ont été identifiés par RTE :

i. si une capacité s'active davantage que sa disponibilité proposée sur le marché, ce « surplus » de disponibilité est déjà pris en compte via le contrôle du réalisé, conformément à l'article 7.9.2 des règles. Appliquer un coefficient supérieur à 1 en parallèle reviendrait à comptabiliser deux fois ce surplus.

ii. si, conformément aux critères détaillés à l'article 7.4.1 des Règles, une capacité a une probabilité élevée d'être testée conformément aux critères détaillés à l'article 7.9.4.1 des Règles du mécanisme de capacité, un titulaire pourrait avoir intérêt à sous-déclarer sa disponibilité sur les marché MA et/ou NEBEF pour profiter de l'effet de levier lié au résultat d'un test réussi. Or l'existence des tests au titre du mécanisme de capacité a vocation à ce que les acteurs déclarent leur disponibilité au plus juste et tout biais impliquant une sous-déclaration de la disponibilité sur les marchés de l'énergie doit être évité.

Au vu des biais identifiés, RTE envisage de majorer le coefficient d'ajustement définitif (moyenne des différents coefficients de test) par 1 et s'interroge sur l'opportunité de majorer les coefficients calculés pour chacun des tests.

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

→ Selon votre analyse, il y a des acteurs qui profitent de cette majoration et donc vous souhaitez la supprimer. Nous ne voyons pas d'inconvénient à cela mais il nous semblerait pertinent que RTE fasse un retour d'expérience par la suite pour s'assurer que ces biais ont été éradiqués. Si ce n'était pas le cas, voir comment modifier le reglement.
→Une autre remarque concernant les tests, lorsque RTE décide de tester un acteur, ce dernier n'est prévenu ni en amont ni en aval. Pourriez vous envisager d'informer les acteurs (en amont et en aval) ?

Question 2.6 relative à la simplification des dispositions concernant la comptabilisation et le coût des rééquilibrages

Les règles actuelles prévoient différentes dispositions concernant les rééquilibrages : certains rééquilibrages sont gratuits, d'autres payants. Et le niveau du coût de rééquilibrage dépend du nombre de rééquilibrages « comptabilisés » effectués. Certains rééquilibrages ne sont en effet pas comptabilisés.
Dans la partie 2.D de la présentation du groupe de travail du 27 juin, RTE a identifié un certain nombre de simplifications qui pourraient être intégrées au cadre réglementaire afin de faire converger autant que possible les notions rééquilibrages gratuits et de rééquilibrage non-comptabilisé.

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 ?

- → Nous sommes favorables à ces mesures de simplifications.
- → Les cas de force majeure au sens de l'article 7.6.3.2.6 (> 100 MW) permettent de procéder à un rééquilibrage sans frais et dans la limite de 2 fois par an. Nous trouverions équitable d'ajouter les cas de force majeur pour les capacité > 20 MW ce qui permettrait d'étendre cette possibilité à une plus large frange d'acteurs.

*****

1.3 Questions relatives aux nouvelles flexibilités

Question 3.1 relative à l'enjeu associé à la séparation des sites d'entités disjointes

Les dispositions relatives à l'appel d'offre long-terme pour de nouvelles capacités prévoient que les capacités lauréates au titre d'un appel d'offre pour une année de livraison donnée ne puissent pas être agrégées avec les

capacités lauréates au titre de l'appel d'offre pour une autre année de livraison, car les conditions de rémunération sont différentes.
Dans le cadre de la concertation menée dans le cadre de l'appel d'offres long terme, a été mentionné la question de la désoptimisation de portefeuille liée à la séparation des sites lauréats de différents appels d'offres, dans plusieurs EDC. Faisant suite à l'expression de cette préoccupation, 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. RTE souhaite notamment disposer d'éléments (si possible quantitatifs) permettant d'apprécier les enjeux associés.
RTE proposera des éventuelles évolutions règlementaires d'une complexité proportionnée aux impacts quantifiés.
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 ?

➔ Rappelons que les conditions de participation à l'AOLT sont très strictes et que peu d'acteurs pourront proposer leur capacité. Toutefois, si à l'issu des appels d'offres, il en resort que des sites ont les memes cararctéristiques alors, pourquoi ne pas les laisser une seule EDC ? Nous pensons effectivement que cela est pertinent et permettrait aux aggrégateurs de proposer plus de flexibilité aux acteurs ce qui va dans le bon sens.

Question 3.2 relative à la déclaration (dans le registre des actions de maîtrise de la consommation), des effacements dont la valorisation de l'énergie est explicite et la valorisation de la capacité est implicite

A ce jour, le registre des mesures de maitrise de la consommation recense uniquement les effacements indissociables de la fourniture (i.e. les effacements dont la valorisation à la fois de l'énergie et de la capacité est implicite).

Or RTE a identifié que certains opérateurs d'effacement valorisent leur disponibilité/capacité sans les certifier (et à travers l'activation sur les périodes PP1), générant ainsi une valorisation implicite de la capacité alors même que la part énergie est valorisée explicitement.

RTE propose que ces effacements soient déclarés par les opérateurs d'effacement pour qu'ils puissent faire l'objet de transparence au même titre que les effacements indissociables de la fourniture.
Avez-vous des remarques concernant cette proposition ?

➔ Nous ne voyons pas d'objection à cela mais les acteurs pourraient y voir une lourdeur administrative suppémentaire. Ce registre a-t-il une valeur autre qu'indicative (et d' »affichage »).

Question 3.3 relative à l'existence d'un besoin de traitement réglementaire spécifique de la relation entre site et fournisseur pour les capacités d'effacement dont la valorisation de l'énergie est explicite et la valorisation de la capacité est implicite

Par ailleurs, pour les effacements dont la valorisation de l'énergie sur les marchés est explicite et dont la valorisation de la capacité est implicite (réduction de l'obligation du fournisseur en réduisant leur consommation lors des heures de pointe PP1), bien que la juste obligation est attribuée à l'acteur obligé concerné, celui-ci n'est, a priori, pas informé par RTE ou le GRD de cet effacement[1]. Ainsi, il nous a été remonté que, dans ce cas, le site pouvait être facturé par son fournisseur d'un niveau d'obligation qui n'est pas réduit de l'effacement activé. Bien que cette situation puisse être traitée par l'information du site à son fournisseur sur les effacements réalisés, RTE s'interroge sur l'intérêt d'une évolution des règles dans ce sens compte-tenu (i) qu'une solution purement contractuelle entre le site et son fournisseur apparaissent plus légitime et (ii) que le nombre de telles situations est a priori réduit.
Selon vous, ce cas de figure vous semble-t-il pouvoir se réitérer de manière significative à l'avenir ?

➔ Nous n'identifions âs de cas de figure qui pourrait augmenter la fréquence de cette situation.

Souhaiteriez-vous que RTE apporte une réponse réglementaire pour répondre à ce besoin ?

➔ Néanmoins, pour éviter que cette situation ne soit préjuciable pour les acteurs, RTE pourrait indiquer lorsque les courbes sont rebouchées des effacements.

[1] Il s'agit de ne pas dévoiler des informations concurrentielles au fournisseur du site, conformément aux conclusions de l'avis n°12-A-19 du 26 juillet 2012 de l'Autorité de la Concurrence

Question 3.4 relative à l'application de contraintes de stock aux capacités contractualisées au titre des réserves

Actuellement, les règles du mécanisme de capacité prévoient une certification normative concernant les capacités intégralement contractualisées dans le cadre des services système. En l'espèce, aucune contrainte de stock additionnelle à celle prévue par la certification dans le cadre des services système ne s'applique à la puissance disponibilite à la hausse contractualisée au titre des services système (demibande). Cette disposition a été retenue pour pouvoir permettre la valorisation, aussi rapidement que possible, des nouvelles flexibilités contractualisées dans le cadre de services système et qui ne participent pas au Mécanisme d'Ajustement. Afin d'accroitre la visibilité règlementaire pour les acteurs concernés, RTE souhaite instruire le sujet des contraintes de stocks à appliquer à ces capacités participant aux services systèmes.

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 ?

➔ Oui nous estimons que cela peut être pertinent car comme toute capacité, celles participant aux services systèmes peuvent avoir des contraintes qui ne leur permettent pas de participer aux mécanismes (arrêt réglementaire, etc.)

1.4 Questions relatives au fonctionnement du marché

Question 4.1 relative à l'ouverture des échanges pour l'année de livraison 2021

Les règles actuelles prévoient que les échanges de garanties de capacité pour l'année de livraison 2021 soient ouverts au 1er mars 2020. Cette date a été choisie à l'issue de la concertation de fin 2018 et visait à permettre une éventuelle évolution sur l'organisation des enchères avant l'ouverture des échanges pour l'année de livraison 2021. L'évolution envisagée consistait à organiser des sessions de marché organisé portant sur des produits « à terme » (session de marché organisé où le produit échangé est une promesse d'échange ultérieur de garantie de capacité à un prix prédéfini) au même rythme que les sessions de marché organisé « au comptant » de garanties de capacité (i.e. sessions de marché organisé où les garanties de capacité changent de propriétaire) pour toutes les sessions de marché organisé précédant la dernière session de marché organisé avant l'Année de Livraison - cette dernière enchère restant « au comptant ». La CRE a instruit cette question et a fourni des éléments d'analyse lors du GT du 27 juin, concluant qu'il n'était pas opportun en l'état du marché de prévoir une évolution dans ce sens[2].
Cette question étant désormais tranchée, RTE pourrait avancer à la fin de l'année 2019, l'ouverture les échanges relatifs à l'année de livraison 2021 anticipant ainsi la date actuellement prévue par les dispositions transitoires des règles (01/03/2020). RTE proposerait dans ce cas de prévoir que l'ouverture intervienne après la révision des paramètres prévue pour la fin d'année, afin de pouvoir prendre en compte d'éventuelles évolutions du paysage énergétique impactant 2021 dans ce paramétrage (i.e. dans certains scénarii de sortie du Royaume-Uni de l'Union Européenne, conduisant à un retour au modèle implicite pour la contribution de la Grande-Bretagne à la sécurité d'approvisionnement de la France).

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

➔ Clairement non et d'autant plus puisque la CRE, dans son rapport sur le fonctionnement du marché de gros, indique qu'elle « considère en conséquence qu'une réflexion doit être lancée pour faire évoluter le design du mécanisme, en s'orientant par exemple vers un mécanisme comportant davantage de centralisation à l'image des mécanismes britannique, irlandais, ou polonais….. ».

➔ Nous serions favorables par ailleurs que les échanges au titre de 2021 ne débutent qu'après le règlement des écarts au titre de 2017, soit uniquement à partir d'avril 2020.

[2] La CRE estime que les appels de marge associés à des enchères sur des produits à terme, notamment l'appel de marge initial, seraient dissuasifs car de l'ordre de grandeur du prix observé actuellement sur le marché de capacité.

Question 4.2 relative à l'ouverture des échanges pour l'année de livraison 2022 à 2024

Les règles prévoient l'ouverture des échanges pour les années de livraison 2022 à 2024 à la date du 30 juin 2019. Le mécanisme de capacité a été conçu en prévoyant une 'ouverture des années de livraison 4 ans à l'avance afin de faire émerger un signal économique de long terme sur la sécurité d'approvisionnement et donner de la visibilité aux acteurs pour sur leurs choix concernant leurs capacités (notamment pour investir). De ce point de vue, il semblerait souhaitable d'ouvrir les années de livraison 2022 à 2024, par exemple au même moment que l'ouverture des échanges pour l'année de livraison 2021. Cette opportunité doit cependant être considérée en prenant en compte les réflexions relatives à l'évolution de l'architecture du mécanisme de capacité. A ce titre, conformément aux règles,
RTE réalisera un retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité, après la finalisation complète de la première année de livraison (AL2017, dont les règlements financiers interviendront en mars 2020). RTE propose que ce retour d'expérience serve de base de réflexion sur une éventuelle évolution de l'architecture du mécanisme, suggérée par la CRE dans sa *Délibération n°2018-201 du 27 septembre 2018 portant avis sur le projet de décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité..*
L'ouverture des échanges sur des années de livraison peut avoir pour conséquence de figer au moins en partie certains éléments de l'architecture pour les années de livraison ouvertes. A ce titre, il pourrait apparaitre souhaitable de repousser l'ouverture des années de livraison pour tout ou partie de ces années de livraison 2022, 2023 et 2024.
RTE propose d'instruire la faisabilité et l'opportunité d'ouvrir des années de livraison, sans pour autant abandonner, pour les années de livraison ouvertes, l'opportunité de pouvoir faire évoluer le fonctionnement du marché.
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 ?

➔ Voir remarques précédentes. Nous sommes favorables que pour les années futures, le design de ce mécanisme soit revu et que le reglement des écarts au titre de l'année 2017 soit terminé. Ce qui sera un élément de transparaence quant à l'équilibre offre-demande et à la valeur de la capacité (s'il y en a une !).

1.5 Questions relatives à la participation transfrontalière

Le décret et les règles du mécanisme de capacité prévoient que les modalités techniques de l'enchère de tickets d'accès pour les exploitants de capacités pré-certifiés soient proposées par RTE et ajoutées aux règles. Ces modalités portent sur :

- la forme des offres que les exploitants de Capacité peuvent déposer ;
- la date limite de dépôt des offres ;
- les modalités de sélection des offres.

Question 5.1 relative à la date limite de dépôt des offres

La date limite d'allocation des tickets d'accès est le 30 septembre AL-4 ou AL-1 en cas de restitution de tickets d'accès par un exploitant. La date limite de dépôt des offres doit intervenir en amont et RTE propose une limite située plusieurs semaines (afin de permettre d'effectuer les vérifications nécessaires de conformité avec les régles) avant l'enchère d'allocation des tickets d'accès.

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

➔ Elle devrait être en AL-1, avant le démarrage de l'année. Ce qui serait suffisant pour la capacité participe en se rendant disponible .

Question 5.2 relative à la vente par RTE des tickets d'accès

RTE propose de ne pas appliquer de prix de réserve lors des enchères de ticket d'accès, en cohérence avec la stratégie approuvée par la CRE pour la vente des certificats d'interconnexion.

Quelle est votre position par rapport à cette proposition ?

➔ Nous sommes favorables à un prix de reserve nul mais il faudrait s'assurer que ces capacités ne soient pas rémunérées plusieurs fois en participant à d'autre dispositif dans son pays.

Question 5.3 relative à la forme des offres et la méthode de clearing pour les enchères de ticket d'accès

RTE privilégie une forme d'offre simple composée d'un volume maximal (NCA), d'un prix maximal que l'acteur est prêt à payer. Le prix du ticket d'accès serait identique pour tous les acteurs retenus et serait égal au prix de la dernière demande servie (« paid as cleared »).

Quelle est votre position par rapport à cette proposition sur la forme des offres ou la méthode de clearing ?

➔ Pour limiter le prix des tickets, nous sommes favorables au paiement en pay as clear.

Question 5.4 relative aux modalités d'allocation en cas d'offres à prix identiques

Dans le cas où plusieurs demandes de tickets d'accès ont le même prix et constituent la demande marginale une règle de sélection est nécessaire pour définir comment les tickets d'accès sont alloués aux différents participants de l'enchère. Plusieurs approches sont possibles : allouer les tickets au prorata des demandes ou définir un critère de priorisation. Un tel critère pourrait être par exemple environnemental ou basé sur d'autres considérations (p.e. horodatage de l'offre).

Dans le cas où une ou plusieurs offres d'achat de ticket d'accès sont au même prix marginal, quelles règles d'allocation des tickets proposez-vous ?

➔ Répartition au prorata restant

1.6 Questions relatives à l'appel d'offres long terme

Question 6.1 relative aux modalités de participation aux appels d'offres long-terme des sites participant à l'effacement et ayant déjà valorisé leurs capacités avant le début de la période d'engagement : la cas du changement de consommateur sur un site existant

Le dispositif d'appel d'offre long-terme pour de nouvelles capacités, prévoit, pour les capacités lauréates, une rémunération capacitaire garantie (sous forme de contrat pour différence) pour une période de 7 ans. Cet appel d'offre vise à favoriser l'investissement en donnant de la visibilité sur la rémunération sur le temps long et est donc réservé aux nouvelles capacités (et qui ne dispose pas d'un dispositif de soutien par ailleurs).
Afin d'éviter toute surcompensation susceptible de fragiliser juridiquement l'AOLT au titre de la proportionnalité des aides d'état, l'appel d'offres long terme doit, par construction, valoriser les investissements impliquant des coûts d'un ordre de grandeur assimilable à ceux générés par un investissement dans une nouvelle capacité « en partant de rien ». Selon RTE, le changement de consommateur sur un site ne se traduit pas nécessairement, pour l'opérateur d'effacement, par des coûts d'un ordre de grandeur comparable à ceux engendrés par l'investissement initial.

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

➔ D'après la remarque que vous formulez, à savoir **« l'appel d'offres long terme doit, par construction, valoriser les investisseements impliquant des cooûts d'un ordre de grandeur assimilable à ceux générés par un investissement dans une nouvelle capacité en partant de rien** », le prix de ces capacités sera nécessairement supérieur à celui des précédentes enchères et le consommateur payera in fine un mécanisme dont le besoin n'est pas fondé au moment de la consultation.

- ➔ Nous sommes très curieux de connaître quels types d'industrie est prêt à investir dans une nouvelle capacité (d'effacement ou de production) sous prétexte de percevoir une rémunération avec une visibilité de 6 mois à 4 ans maximum. Au regard des récentes remarques de la CRE sur le fonctionnement de ce mécanisme de capacité, rien ne permet de garantir que ce dispositif perdurera.
- ➔ Sur la question du changement de consommateur sur un site et les coûts d'effacement qui pourraient différer, nous estimons que ces coûts peuvent effectivement être inférieurs suite à l'amélioration de la performance du site. De toute évidence, nous estimons que ces coûts ne peuvent être supérieurs car cela reviendrait à faire payer le consommateur.

Question 6.2 relative aux modalités de participation aux appels d'offres long-terme des sites participant à l'effacement et ayant déjà valorisé leurs capacités avant le début de la période d'engagement : le cas de réinvestissements dans des dispositifs techniques pour réaliser des effacements

De manière générale, les enjeux identifiés en termes de coûts d'investissement justifiant une rémunération au titre de l'AOLT semblent davantage liés au réinvestissement dans des capacités d'effacement dont le potentiel n'est plus exploité, du fait de l'obsolescence de certaines capacités d'effacement.
Ainsi, il pourrait être envisagé d'amender les conditions d'éligibilité pour permettre la participation à l'AOLT pour des sites:

- n'ayant pas valorisé d'effacements pendant un certain nombre d'années; et
- sur lequel un nouveau dispositif technique permettant de valoriser des effacements a été installé.

Partagez-vous ce constat ? Êtes-vous favorables à cette proposition ? Selon vous, quel élément vérifiable (document, code de série du matériel) permettrait de justifier le caractère neuf du dispositif technique permettant de réaliser des effacements de consommation: i) pour l'effacement diffus, ii) pour l'effacement industriel ?
Selon-vous, une telle évolution des conditions d'éligibilité à l'AOLT peut-elle être mise en place sans faire évoluer le décret en vigueur relatif au mécanisme d'obligation de capacité ?

- ➔ Le décrêt en vigueur est très clair et seules les nouvelles capacités peuvent participer ou alors celle ayant augmenté de 20% leur capacité.
- ➔ Permettre aux capacités n'ayant pas valorisé leur effacement de participer à l'AOLT permettrait d'augmenter le nombre de participants qui, à notre sens, sera très restreint.
- ➔ Permettre aux capacités de participer si elles ont un nouveau dispositif technique pourrait être une bonne idée mais il faudrait être vigilant aux dérives.

*****

1.7 Autres questions

Q7.1 **–** RTE a mené une analyse exhaustive sur les liaisons déclarées dans le cadre du mécanisme de capacité pour les années de livraison 2017, 2018 et 2019 et a identifié un certain nombre de liaisons non-conformes. Conformément à l'article 7.9.1 des règles du mécanisme de capacité *« Si une liaison déclarée dans le Contrat de Certification n'est pas conforme sur un Pas du contrôle, l'EDC est traitée comme une EDC non liée à l'entité en question sur ce pas. »*, ce qui consiste à considérer, dans le cadre du calcul du Niveau de Certification Effectif (NCE), uniquement :

- la courbe de charge des capacités de production ;
- les éventuelles collectes de disponibilité ad-hoc, prévues à l'article 7.8.2.5 des règles du mécanisme de capacité.

Cette disposition en vigueur contribue à pénaliser significativement les déclarations non conformes des titulaires de capacité d'effacement et, plus généralement, les moyens de pointe ayant effectué peu de *réalisé* lors des jours PP2 et n'ayant pas procédé à une collecte ad hoc. Cette disposition s'applique indépendamment de l'ampleur de la faute ou erreur commise. RTE souhaite faire évoluer ces modalités pour :

- prévoir un dispositif de pénalisation indépendant du calcul du Niveau de Capacité Effectif (NCE) pour ne pas impacter le calcul de l'écart global ;
- proportionner le niveau de la pénalité appliquée à l'ampleur de l'erreur commise.

Ainsi :

- **s'agissant des sites certifiés qui ne sont pas intégrés dans des entités permettant de valoriser leur disponibilité sur les marchés de l'énergie** (« hors EDA/EDE »), RTE considère que ces fautes de déclaration ne justifient une pénalisation des acteurs, dans la mesure où cela se traduit uniquement par une perte d'opportunité pour ces derniers. Ainsi, dans cette configuration, RTE envisage d'assouplir son cadre règlementaire afin que ces occurrences ne soient plus identifiées comme des liaisons non-conformes. Cette disposition serait effective et applicable dès le calcul du NCE définitif pour AL 2017.
- **s'agissant des sites intégrés dans des EDA et/ou EDE liées à une EDC, mais non-certifiés dans cette EDC**, RTE considère que de telles fautes de déclaration mènent à une mesure déformée du calcul du NCE et soulèvent des enjeux de discrimination vis-à-vis des acteurs ayant régularisé leur situation en certifiant après la date limite de certification des sites non-certifiés avant la date limite de certification – moyennant le paiement de frais. Dans cette configuration également, RTE ne souhaite pas que le NCE des EDC concernées soient réduit artificiellement, afin de ne pas impacter le calcul de l'écart global, utile pour identifier une situation de tension dans le cadre des règlements financiers. A ce titre, RTE envisage remplacer cette disposition, qui revient aujourd'hui à calculer les NCE des capacités concernées à des valeurs proches de zéro, par l'introduction d'un dispositif de pénalité plus proportionné :

    1. d'un ordre de grandeur similaire aux frais de certification après la date modification de certification de sites non-certifiés avant la date limite de certification. Cette pénalité sera ainsi proportionnée, dans la mesure où son amplitude dépendra du nombre de sites dans une situation de non-conformité et portera au plus une partie de la rémunération touchée par l'acteur dans le cadre de sa certification ;
    2. qui s'intégrera dans le cadre des règlements financiers et serait applicable dès les règlements financiers AL 2017 qui débutera au mois de mars 2020.

Cette proposition d'éviter d'impacter artificiellement le Niveau de Capacité Effectif et de rendre plus proportionnées les pénalités prévues par le mécanisme de capacité vous semble-t-elle pertinente ?

➔ oui, nous estimons que ces 2 cas de figure seraient correctement traités avec de telles évolutions.

Q7.1 – RTE remarque que le recours aux filières « Autres » et « Autres Filières » lors de la certification est très fréquent et que cela conduit à réduire la transparence dans le cadre des publications sur le registre des capacités certifiées. A titre d'exemple, à la date du 17 juillet 2019, plus de 8,5 GW de capacités sont certifiées sous l'une de ces deux filières pour l'année de livraison 2019. Par ailleurs, une vision plus précise des filières

représentées dans le cadre du mécanisme de capacité permettrait également d'affiner la vision de RTE sur ces filières dans le cadre des études d'adéquation (e.g. Bilan Prévisionnel).
Pour répondre à ces besoins identifiés, RTE pourrait amender les règles de sorte à accroitre la visibilité sur la composition par filière de ces entités de certification.

Selon vous, une telle mesure contribuera-t-elle à accroitre la transparence du fonctionnement du mécanisme de capacité ?

➔ Tout simplement, ôter les filières « autres » et « autres filières » car elles n'ont pas lieu d'exister puisque tous les types de capacités sont énumérés.