Appel à contributions sur le cadrage de la concertation sur l'évolution des règles du mécanisme de capacité

Réponse d'EDF

07/05/2021

1. Aménagements réglementaires identifiés comme « sans regret »

1.1. Révision des modalités d'application du tunnel de certification

Q1.1 : Partagez-vous l'intérêt de faire évoluer les règles pour simplifier l'application du tunnel de certification et améliorer l'efficacité des contrôles de la certification ? Quel est votre avis s'agissant des pistes de simplification évoquées dans le paragraphe précédent (approche portefeuille, acceptation tacite, révision de la valeur de référence et de la plage d'acceptabilité) ? Selon vous, existe-t-il d'autres pistes de simplification qui pourraient être compatibles avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 (aux considérants 173 et 174 en Annexe) ?

EDF rejoint le constat fait par RTE sur la complexité et la lourdeur administrative du tunnel de certification, dont le calage actuel conduit à des dépassements quasi-systématiques pour certaines filières. EDF est concernée par cette problématique de sortie de tunnel et se montre très attentive à la justification de toute demande de dérogation : l'exercice satisfait bien la nécessité du contrôle de RTE mais est effectivement chronophage pour les deux parties. EDF est donc favorable à une simplification de l'application du tunnel.

Parmi les pistes évoquées, l'approche portefeuille avec un engagement du RPC sur un niveau de disponibilité agrégé pour l'ensemble des EDC est intéressante en ce qu'elle devrait limiter le nombre de sorties de tunnel. Cette approche pourrait être déclinée par filière. Une attention particulière devra être portée aux règles en cas de sortie de tunnel afin de ne pas obliger les RPC à justifier l'ensemble des EDC du portefeuille à chaque demande de dérogation.

Le processus de justification des sorties de tunnel est extrêmement chronophage pour EDF et aucune demande de dérogation au tunnel n'a jusqu'à présent été refusée par RTE pour les EDC thermiques. Si la proposition est bien celle d'exercer un contrôle des portefeuilles plutôt qu'un contrôle EDC par EDC, nous pensons qu'elle va bien dans le sens d'une simplification (il convient cependant de veiller à ce que la définition des tunnels ne soit pas trop contraignante et que les modalités de justification d'une sortie de tunnel ne soient pas excessivement chronophages et répétitives). La simplification du processus devra concerner l'ensemble des acteurs et pas uniquement les plus petits d'entre eux comme semble l'envisager l'appel à contributions.

La proposition 2 consistant à centrer le tunnel pour chaque EDC autour de la capacité certifiée initialement va dans le sens d'une simplification opérationnelle de ce dispositif. Il nous paraît pertinent que le pourcentage de variation acceptable autour de cette valeur puisse être ouvert à la concertation avec les acteurs de marché qui pourraient ainsi valoriser l'expérience acquise dans l'évaluation de leur capacité effective au cours des premières années du mécanisme (Cf. chapitre 5 du REX).

1.2. Réduction des itérations avec tous les GRD pour le calcul de l'obligation (CGP)

Q1.2.1 : Partagez-vous l'intérêt de faire évoluer les règles pour simplifier la remontée de données dans le cadre du calcul du CGP ? Le seuil de 100 000 clients vous semble-t-il être un seuil pertinent pour distinguer les GRDs soumis à cette obligation de données ?

Le coefficient de calage du gradient profilé (CGP) visait à l'origine à assurer la cohérence entre le gradient de thermosensibilité calculé *ex ante* grâce aux profils statiques d'Enedis dans le cadre du processus Recoflux (reposant sur la somme des gradients des sous-profils modélisés *ex ante* et mis à disposition des fournisseurs) et le gradient réellement constaté sur la consommation de l'ensemble des sites profilés à la maille France (gradient global *ex post* calculé par RTE).

Avec l'évolution de la méthodologie de profilage (passage au profilage dynamique), les gradients des sous-profils sont désormais calculés *ex-post* par Enedis pour une année de livraison donnée, et appliqués aux consommations réalisées pour cette même année. Les modalités de calcul des gradients étant désormais alignées entre RTE et Enedis, ces derniers devraient être très proches et le recours au coefficient CGP inutile.

C'est pourquoi EDF souhaiterait que RTE mène en collaboration avec Enedis une analyse comparative des résultats de calculs de gradients afin de confirmer ou d'infirmer la convergence des modalités de calcul.

En cas de concordance des résultats (écarts mineurs), EDF serait favorable à la suppression du coefficient devenu obsolète à des fins de simplification du processus.

À défaut de supprimer ce coefficient, EDF est favorable à la proposition de RTE de limiter les remontées de données aux seuls GRD de plus de 100 000 clients dans la mesure où cette disposition se limite strictement aux données nécessaires au calcul du coefficient CGP sans remettre en question les échanges de données relatifs aux autres obligations s'appliquant aux GRD dans le cadre des Règles du mécanisme de capacité (ex. : production de bilans, calcul d'obligation prévisionnelle).

EDF souhaiterait par ailleurs avancer la date limite de mise à disposition de l'obligation estimée par les gestionnaires de réseau actuellement fixée au 31/12/AL+1 pour une année de livraison AL au 31/03/AL+1, l'échéance du 31/12/AL+1 pouvant être conservée pour une ré-estimation de l'obligation par les gestionnaires de réseau. En effet, l'échéance du 31/12/AL+1 avait été fixée dans un contexte où les données de consommation des sites BT < 36 kVA n'étaient disponibles que jusqu'à 6 mois à 1 an après la période de consommation. Aujourd'hui, avec le déploiement des compteurs Linky, cette échéance de 12 mois entre la fin de l'année AL et l'estimation de l'obligation n'est plus nécessaire et pourrait largement être raccourcie à 3 mois.

Q1.2.2 : En complément des mesures d'accompagnement développées par RTE, l'Agence ORE et l'ADEeF pour accompagner les plus petits GRD, pensez-vous que les mesures visant à limiter les échanges de données entre RTE et les GRDs, en-dessous d'un seuil de clients, doivent être approfondies au-delà du calcul du CGP ? Si tel est le cas, quelle autre piste de simplification compatible avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 vous semble souhaitable ? A noter que la Commission européenne ne s'est pas exprimée sur les échanges de données entre RTE et les GRD mais établit des éléments d'architecture du mécanisme qui ne pourront pas être remis en question. Pour rappel, la décision de la Commission européenne est jointe à l'appel à contributions.

EDF n'identifie pas d'autres mesures de simplification en termes d'échanges de données entre RTE et les GRDs.

1.3. Suppression des frais incitatifs hors rééquilibrage

Q1.3 : Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire pour supprimer ces frais connexes s'appliquant lors des règlements financiers ?

EDF est favorable à la suppression des **frais de non-conformité** des demandes de certification et soutient les efforts de RTE pour accompagner les acteurs dans la correction des erreurs de liaison (Cf. Chapitre 8 §8.2.3.1).

La suppression des **frais de certification tardive** a été appliquée depuis juin 2020, aux AL2020 et 2021, pour permettre la certification de nouvelles capacités d'effacement dans le contexte tendu de la crise sanitaire. Cette mesure, qui concerne principalement les effacements, a constitué un gain de flexibilité non négligeable pour ces capacités dans un contexte de tension sur l'hiver 2020/21.

1.4. Simplification des obligations contractuelles liées à la certification pour les plus petits exploitants de capacité

*Q1.4 : Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire visant à **simplifier des obligations contractuelles issues du processus de certification** ? Quel est votre avis au sujet des pistes de réflexions susmentionnées (Une certification plus normative pour les plus petites entités, suppression des coefficients de contrainte de stock) ? Concernant la certification plus normative pour les plus petites entités, partagez-vous que cette mesure supposera d'adapter pour ces moyens de production la formule de calcul du NCC normatif ainsi que du TDE, actuellement inscrit dans les règles ?*

La simplification des obligations contractuelles est nécessaire pour l'ensemble des exploitants de capacité, le périmètre de ces évolutions ne devrait pas être limité aux petits exploitants de capacité.

S'agissant des contraintes de stock, un benchmark a été présenté par RTE lors du GT REX du 8 juillet 2020, illustrant le fait que la France était le seul pays à utiliser des contraintes de stock dans le calcul du niveau de capacité certifié, et que l'absence de ces contraintes dans les pays voisins se faisait en contrepartie d'une activation accrue.

Une telle évolution devrait, comme le propose RTE, être accompagnée de modalités conditionnant la rémunération capacitaire à un stock minimum.

*Seriez-vous d'avis de simplifier les **modalités de certification dès les années de livraison 2023 et 2024, impliquant ainsi de recertifier des capacités qui le sont déjà, en soulevant ainsi de nouveaux coûts à couvrir par les gestionnaires de réseau,** et de possiblement reporter l'ouverture de ces AL, dans la perspective d'alléger les obligations contractuelles (e.g. collecte) ?*

Toute évolution consensuelle permettant d'alléger le processus de certification à moindre coût et en conformité avec le cadre réglementaire actuel devrait être mise en place dès 2023. Le travail supplémentaire nécessaire à la « re-certification » des actifs déjà certifiés devra être évalué en priorité afin de sélectionner les simplifications qui pourraient être mises en œuvre dès les règles V4.

Certaines filières, comme par exemple les effacements dont la certification est plus tardive et certaines installations hydrauliques, pourraient bénéficier d'un allégement des règles de certification dès l'AL 2023.

1.5. Evolution de la répartition des signaux du mécanisme en cours d'année de livraison

Q1.5 : Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire pour simplifier les signaux du mécanisme de capacité ? Partagez-vous les incertitudes entraînées par la répartition des signaux, et notamment sur la variabilité du niveau d'obligation des Acteurs Obligés ?

Dans un contexte d'évolution à cadre réglementaire inchangé, la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016 impose certaines balises dans la définition des jours de pointe (Considérants 232 à 236). Cependant, cette décision de 2016 rappelle aussi la proposition des autorités françaises d'évaluer dans le futur le ratio des jours PP1 vs. PP2 et de le revoir si cela s'avérait nécessaire (Considérant 236) : les réflexions envisagées dans la concertation sur les règles V4 s'inscrivent donc dans la continuité des débats de 2016.

La définition des jours de pointe est cruciale dans le fonctionnement actuel du mécanisme de capacité car elle intervient à plusieurs niveaux :

- La certification des actifs de production et d'effacement par les RPC,
- L'estimation de l'obligation par les Acteurs Obligés,
- Le contrôle de la disponibilité par RTE,
- La participation des effacements explicites et implicites, de la façon la plus équilibrée possible avec la différenciation des jours PP1 et des jours PP2 (Cf. décision de la CE du 8/11/2016).

Les difficultés liées au choix de définition des jours PP ont été soulignées par la CRE dès la publication du premier jeu de règles du mécanisme de capacité, dans sa délibération du 28 mai 2014 sur le premier projet de règles du mécanisme de capacité : *« [paragraphe 4.6] La CRE estime que tout critère et méthodologie utilisés dans la définition du mécanisme de capacité gagneraient à être explicités dans les règles afin de renforcer la transparence du dispositif. Cette volonté de transparence s'étend aux critères et modalités de signalement des jours PP1 et PP2 hors PP2, non explicités dans les règles. En effet, du fait de leur caractère tardif, le pré-signalement des jours PP1 et PP2 est susceptible d'avoir un impact important sur le comportement des acteurs impliqués dans le mécanisme. Dans ce cadre la CRE estime qu'une description plus transparente des critères de déclenchement pourrait permettre aux acteurs de marché de mieux anticiper la réalisation de ces jours au cours d'une année de livraison et ainsi d'aboutir à un fonctionnement plus efficace du mécanisme de capacité. »*

Avez-vous des éléments permettant de chiffrer l'incertitude liée au tirage des jours PP au cours de l'année de livraison ? (p.e : sur le niveau d'obligation, les volumes liés aux changements de portefeuille en cours d'AL)

Bien que réelle, l'incertitude liée au tirage des jours PP1 est difficilement quantifiable du fait de la combinaison d'autres facteurs ayant un impact sur le niveau de l'obligation. Cette incertitude est d'autant plus difficile à isoler que l'échéance est lointaine. Toutefois, en ordre de grandeur, compte tenu des estimations actuelles d'évolutions du portefeuille clients sur une année, selon que les tirages sont réalisés en janvier ou décembre pour une année AL donnée, l'obligation globale pourrait varier de 1 à 4%.

De même, sur la capacité du parc nucléaire, EDF estime que l'incertitude sur le placement des jours PP2 en amont de l'année de livraison peut générer des variations jusqu'à +/- 6% autour de la valeur prévisionnelle de référence.

Quel est votre avis au sujet des pistes de réflexions susmentionnées (meilleure répartition des jours PP au cours de l'année, faire correspondre les jours PP1 et PP2, critère de sélection des jours PP1/PP2) ?

EDF est favorable à une évolution des jours PP qui limiterait l'incertitude à la fois sur le nombre et sur la répartition des jours de pointe sur la période d'hiver.

Une meilleure répartition des jours PP1 et PP2 est essentielle. L'année 2020 a montré les limites des règles actuelles permettant le placement de jours PP en l'absence de règles assurant une répartition plus équlibrée de ces jours. La piste proposée d'une correspondance entre les jours PP1 et PP2 dans le cadre réglementaire actuel ne semble quant à elle pas compatible avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016.

S'agissant des jours PP2 :

Le besoin de faire évoluer le placement des jours PP2 est à notre avis prioritaire dans la mesure où ces jours de pointes contribuent à la complexité du processus de certification des capacités et, de fait, au besoin de rééquilibrage des RPC. Le manque de transparence sur l'algorithme de tirage des jours PP2 selon un critère de tension du système rend d'autant plus difficile l'exercice d'évaluation de la capacité en amont de l'année de livraison.

Le placement des jours PP2 contribue fortement à la complexité du mécanisme en termes de certification comme de contrôle de disponibilité et ne reflète pas l'importance de la disponibilité des actifs sur l'ensemble de la période d'hiver, période pendant laquelle surviennent les épisodes de forte tension. Nous préconisons, pour certaines filières de production, un engagement des RPC sur la base d'une disponibilité moyenne pondérée sur l'ensemble des mois la période d'hiver (représentation/distribution du risque de défaillance à la maille mensuelle avec intégration des effets calendaires : week-ends, jours fériés, vacances scolaires).

S'agissant des jours PP1 :

Les critères de sélection des jours PP1 sont moins problématiques car basés sur un critère de forte consommation plus transparent que le placement des jours PP2 (Cf. Note de RTE sur la méthode de sélection des jours PP1). Une simplification du signal PP1 n'est par ailleurs souhaitable qu'à la condition que celle-ci s'accompagne d'une meilleure prédictibilité du placement des jours PP1 par les acteurs obligés et d'une réduction des risques qu'ils supportent. La réduction de l'incertitude sur le niveau d'obligation ne doit par ailleurs pas s'opérer au détriment de la qualité du signal PP1 (cohérence entre le placement des jours PP1 et l'occurrence de vagues de froid et de forte consommation).

Une éventuelle évolution des jours PP1 représenterait par ailleurs un enjeu contractuel pour les AL 2023 et 2024. En effet, pour facturer leurs clients, les fournisseurs sont amenés à estimer un niveau d'obligation prévisionnel à la date de contractualisation de la fourniture. Cette estimation repose sur le calcul d'une puissance de référence des sites profilés, elle-même fondée sur des scénarios prévisionnels de tirage des jours PP1 selon des méthodes propres à chaque fournisseur mais tenant compte des critères de sélection retenus par RTE. Toute modification de ces critères générera par conséquent des écarts avec les niveaux d'obligation déjà contractualisés par les fournisseurs auprès de leurs clients.

Or, pour la grande majorité des contrats de fourniture, les fournisseurs s'engagent auprès de leurs clients sur un niveau d'obligation prévisionnelle à la date de contractualisation sans possibilité de régularisation en cas d'écarts attribuables aux consommations réalisées des sites sur les périodes PP1 effectivement déclarées par RTE durant l'année de livraison concernée.

C'est pourquoi EDF n'est favorable à une évolution des règles de placement des jours PP1 qu'à la condition que celle-ci soit suffisamment anticipée, c'est-à-dire avant l'ouverture de l'horizon de marché. À date, une telle évolution n'est donc envisageable qu'à partir de l'année de livraison 2025.

1.6. Amélioration de la cohérence entre la vision des marges vues de MECAPA et du BP

Q1.6 : Partagez-vous l'intérêt d'une évolution règlementaire visant à améliorer la cohérence entre le Bilan Prévisionnel et le mécanisme de capacité ? Selon vous, quelles révisions des hypothèses du Bilan prévisionnel nécessiteraient une mise à jour de certains paramètres du mécanisme ? Quels paramètres pourraient être ajustés jusqu'à AL-1 et selon quelle fréquence ?

Le Bilan Prévisionnel est l'unique instrument permettant l'appréciation du critère de sécurité d'approvisionnement à partir d'une approche stochastique et l'évaluation du niveau de capacité nécessaire pour l'atteinte de ce critère. La cohérence entre la vision des marges dans le mécanisme de capacité et dans le Bilan Prévisionnel se heurte à l'opposition d'une vision ex-post dans le premier et ex-ante dans le second.

Une révision des paramètres pourrait être une solution pour améliorer la cohérence entre le mécanisme de capacité et le Bilan Prévisionnel, à la condition qu'un paramètrage plus dynamique ne crée pas trop d'instabilité pour les acteurs à l'intérieur d'une période d'échange.

Dans sa réponse à la consultation du 12 décembre 2019 sur la révision des paramètres du mécanisme pour les AL 2021 et 2022, EDF avait souligné le risque d'introduire des hypothèses différentes dans les règles du mécanisme de capacité et dans le Bilan Prévisionnel. En effet, les différences notables observées entre les hypothèses du Bilan Prévisionnel et celles des paramètres du mécanisme de capacité, par exemple dans le cas de la mise en service d'Eleclink (annoncée au mieux en 2025 dans le BP et dès 2021 pour le calage des paramètres du mécanisme de capacité) étaient préoccupantes. EDF préconisait alors d'adopter une vision plus prudente, en cohérence avec le bilan prévisionnel, pour assurer le bon fonctionnement du mécanisme de capacité et la sécurité d'alimentation française à moindre coût pour le consommateur final.

A la lumière de cette expérience, EDF réitère l'importance d'une cohérence entre les hypothèses du BP et la contribution des interconnexions dans le mécanisme de capacité, la mise à jour des paramètres pourrait ainsi avoir lieu au moment de la publication des Bilans Prévisionnels, jusqu'à l'ouverture de la période d'échange.

En cours de période d'échange, la révision des paramètres entraine une modification des conditions contractuelles des Acteurs obligés envers leurs clients. Pour cette raison, la révision des paramètres du mécanisme en cours de période n'est pas souhaitable.

S'agissant du coefficient de sécurité, une révision en cours de période d'échange revêt par ailleurs un enjeu en terme de prévision et de couverture de l'obligation de capacité de leur portefeuille clients par les Acteurs obligés, ainsi qu'un enjeu contractuel dans la mesure où cette révision entrainerait une modification des conditions contractuelles des fournisseurs envers leurs clients. Pour ces raisons, la révision des paramètres du mécanisme en cours de période n'est pas souhaitable.

Une révision du coefficient de sécurité en cours de période d'échange se traduirait en effet par une perte de visibilité pour les acteurs obligés et les exposerait davantage au risque d'équilibrage de leur portefeuille clients du seul fait du paramétrage du mécanisme. En complexifiant l'exercice d'estimation de leur obligation prévisionnelle, le paramétrage dynamique du mécanisme dégraderait nécessairement la stratégie de couverture des acteurs sur les enchères (notamment dans une optique de couverture en lissage ou en back to back au fur et à mesure de la contractualisation de la fourniture).

Selon les offres contractualisées, la révision tardive du coefficient de sécurité portant sur une année de livraison pour laquelle les fournisseurs ont déjà contractualisé avec des clients s'avérerait par ailleurs en pratique particulièrement difficile à répercuter pour un grand nombre d'entre eux.

Le bénéfice attendu d'une mise à jour du coefficient de sécurité apparaît donc incertain au regard des inconvénients identifiés pour les Acteurs obligés. Une forte anticipation des évolutions de ce paramètre s'avèrerait en tous les cas nécessaire (avant l'ouverture de l'horizon de marché de l'électricité).

1.7. Aménagements pragmatiques sur la limite d'émission de CO2

Q1.7 : Partagez-vous la nécessité d'une évolution règlementaire pour décliner règlementairement les nouvelles obligations introduites par le règlement européen ? Selon vous, sur quelle méthodologie de calcul les calculs d'émissions CO2 concernant le mécanisme de capacité devraient-ils s'appuyer ? Deux exemples pourraient être considérés : OPINION No 22/2019 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 17 December 2019 on the calculation of the values of CO2 emission limits referred to in the first subparagraph of Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943 of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) et arrêté du 5 décembre 2019 définissant les critères d'émissions du dispositif de contractualisation pluriannuel, pris pour l'application de l'article R 335-76 du code de l'énergie ? Selon vous, la proposition détaillée ci-dessus permet-elle de répondre aux exigences du règlement européen tout en limitant la complexité introduite par cette nouvelle disposition ?

EDF est favorable à l'introduction de l'application de cette modalité du règlement européen dans les Règles et préconise l'utilisation de la méthode de calcul recommandée par l'ACER : *« ACER Examples of Calculation CO2 emission limits in Capacity Mechanisms based on Article 22(4) of Regulation (EU) 2019/943 and ACER's Opinion 22/2019 »*.

1.8. Transposition des modalités d'un « phase-out » dans le cadre règlementaire

Q1.8 : Partagez-vous la nécessité d'une évolution règlementaire pour décliner règlementairement le « phase out » prévu par le règlement européen sur le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité ? Selon vous, comment définir une « difficulté d'adéquation des ressources » comme condition nécessaire pour l'ouverture d'un exercice dans le cadre du mécanisme de capacité ?

EDF partage la nécessité de réfléchir aux modalités de phase out, afin que l'éventuelle sortie du mécanisme soit progressive et donne un maximum de visibilité aux acteurs.

L'exercice d'adéquation des ressources qui fait référence aujourd'hui à la maille France est celui du Bilan Prévisionnel.

2. Pistes de réflexion sur les évolutions réglementaires à étudier dans le cadre de la concertation

i. Contrôle de disponibilité: observabilité et fiabilité

Q2.1 Selon vous, les pistes de réflexions identifiées s'agissant du contrôle de disponibilité sont-elles pertinentes ? Identifiez-vous d'autres pistes d'évolution, compatible avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, susceptible d'améliorer le contrôle de disponibilité ? A noter que la Commission européenne ne s'est pas exprimée sur le contrôle de disponibilité mais établit des éléments d'architecture du mécanisme qui ne pourront pas être remis en question. Pour rappel, la décision de la Commission européenne est jointe à l'appel à contributions.

Les évolutions proposées auraient un impact essentiellement sur les EDC dont la collecte n'est pas faite sur le mécanisme d'ajustement (comme par exemple, certaines installations hydrauliques) ou encore des actifs à stock moins souvent activés, comme les effacements.

La réalisation d'un contrôle de disponibilité unique introduirait une plus grande variabilité du coefficient d'ajustement « AjuContrôle ». Cette proposition aurait pour conséquence de réduire sensiblement le NCE de l'EDC en cas de test raté. Dans ces conditions, la proposition n'est pas de nature à refléter au mieux la fiabilité des capacités testées.

EDF souhaite rappeler qu'il est de la responsabilité de RTE de s'assurer de la disponibilité des capacités en réalisant des tests.

ii. Temporalité du mécanisme de capacité: couverture tardive des acteurs obligés et date de bouclage du mécanisme

*Q2.2.1 Selon vous, les pistes de réflexions identifiées sont-elles pertinentes pour **assurer la couverture de la capacité nécessaire pour le système électrique avant le début de l'année de livraison** ? Identifiez-vous d'autres pistes d'évolution, compatibles avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, susceptibles d'améliorer les enjeux relatifs à la couverture des Acteurs Obligés ? A noter que la Commission européenne ne s'est pas exprimée sur ce sujet mais établit des éléments d'architecture du mécanisme qui ne pourront pas être remis en question. Pour rappel, la décision de la Commission européenne est jointe à l'appel à contributions.*

EDF accueille positivement la proposition de RTE d'ouvrir la réflexion sur les raisons amenant les acteurs obligés à couvrir tardivement leur obligation de capacité prévisionnelle et sur l'élaboration de nouvelles dispositions favorisant une meilleure anticipation des acteurs.

Il convient en effet de s'interroger sur l'impact d'une couverture partielle de l'obligation de capacité. Cette sous-couverture remet en question le bon fonctionnement du mécanisme dans la mesure où certains moyens de production pourtant nécessaires à l'équilibre du système ne sont pas engagés avant AL-1, avec l'effet qui en résulte sur la robustesse du signal prix pour refléter la valeur de la capacité, comme souligné à plusieurs reprises par la CRE dans ses avis ou délibérations et RTE dans son retour d'expérience. Une différence même faible entre l'obligation exprimée par les acteurs et celle vue par RTE influe fortement sur la formation du prix de la capacité compte tenu de la forme de la courbe de mérite quand elle approxime les derniers kW utiles à la sécurité d'alimentation : cette situation, connue de tous les acteurs, contribue à renforcer la difficulté (voire atténuer l'incitation) à couvrir *ex ante* la totalité de leur besoin de capacité par les Acteur Obligés.

EDF est favorable à l'instruction d'une fixation du niveau d'obligation à la maille France en amont de l'année de livraison dans le cadre d'une réflexion plus large sur la mise en place d'un mécanisme centralisé, mais pas dans le cadre de l'architecture décentralisée en vigueur. Une telle évolution doit permettre de répondre au besoin de visibilité de l'ensemble des acteurs, de contribuer à la bonne formation du prix sur le marché et d'assurer une juste rémunération de l'ensemble des capacités nécessaires à l'équilibre du système électrique. Elle nécessite de façon concomittante de mettre en place une règle d'allocation transparente et opposable de l'obligation entre les Acteurs obligés.

Q2.2.2 Pensez-vous que les calculs estimés notifiés par RTE en AL + 1 sont suffisamment robustes pour procéder à un Règlement financier sur la base de ces résultats ? Verriez-vous des solutions pour réduire les risques et l'ampleur de ces écarts par rapport aux calculs définitifs utilisés aujourd'hui ? Identifiez-vous d'autres pistes d'évolution, compatibles avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, susceptibles d'améliorer les enjeux relatifs à la temporalité du mécanisme de capacité ? A noter que la Commission européenne ne s'est pas exprimée sur la temporalité du mécanisme mais établit des éléments d'architecture du mécanisme qui ne pourront pas être remis en question. Pour rappel, la décision de la Commission européenne est jointe à l'appel à contributions.

EDF ne dispose pas de suffisamment d'éléments d'analyse à date pour porter un avis sur cette question.

iii. Participation transfrontalière explicite: opportunité d'alléger le modèle approfondi pour faciliter sa mise en œuvre.

*Q2.3 Selon vous, les pistes de réflexions identifiées s'agissant de la **simplification de la participation transfrontalière** sont-elles pertinentes ? Identifiez-vous d'autres pistes d'évolution, compatibles avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016, susceptibles d'améliorer les enjeux relatifs à la participation transfrontalière directe ? (voir considérants en Annexe)*

EDF tient à rappeler que les règles du mécanisme de capacité français, en obligeant toutes les capacités disponibles à se certifier et en vérifiant la disponibilité de l'ensemble (y compris les capacités qui resteront invendues) constituent un frein à la participation des capacités françaises (y compris lorsqu'elles n'ont pas été retenues pour couvrir l'obligation France) dans les mécanismes de capacité voisins.

EDF maintient que la participation transfrontalière basée sur une évaluation ex-ante de la capacité d'import renchérit le coût du mécanisme de capacité sans valeur ajoutée en termes de sécurité d'alimentation.

Il s'agit ici de respecter le cadre imposé par la Commission européenne en 2016, et par le Règlement Electricité de 2019.

A cet égard, et afin de limiter le coût pour les consommateurs d'électricité français, EDF considère qu'il est primordial de maximiser la concurrence entre les capacités étrangères susceptibles de participer au mécanisme français. Trois principes sont proposés à cet égard :

- agréger les capacités d'import sur l'ensemble des frontières et allouer les tickets d'interconnexion sans distinction du pays frontalier dans lequel les capacités sont situées.
- alléger au maximum les formalités de certification des capacités étrangères et les obligations en cas d'indisponibilité (en autorisant par exemple la certification par un tiers et en facilitant les modalités de transfert des tickets d'interconnexion).
- allouer les tickets d'interconnexion si possible de manière implicite, sur une seule enchère, par exemple en début d'AL-1, une fois que le prix de la capacité a été révélé.

Q2.4 *Parmi toutes les évolutions réglementaires proposées (« évolutions identifiées comme sans regret » et « évolutions à instruire davantage »), quel niveau de priorité P1, P2 ou P3 associez-vous à l'instruction de chacune d'elles dès le cadre réglementaire V4 ?*

EDF retient les sujets prioritaires suivants :

- Priorité 1 : Répartition des signaux du mécanisme, et prioritairement évolution des jours PP2 ;
- Priorité 2 : Révision des modalités d'application du tunnel de certification et simplification des obligations contractuelles liées à la certification (ce volet constitue un enjeu pour l'ensemble des exploitants de capacité quelle que soit leur taille) ;
- Priorité 3 : Temporalité du mécanisme et cohérence entre le Bilan Prévisionnel et le mécanisme de capacité ;
- Priorité 4 : Simplification de la participation transfrontalière.

Q2.5 *Selon vous, est-ce que d'autres sujets devraient être abordés par la concertation portant sur le cadre règlementaire V4 ? Lesquels ?*

Du point de vue RPC, il semble que les échéances du processus Acteur Obligé soient calées de façon plus cohérente que celles du processus RPC. En particulier, les points suivants mériteraient d'être abordés dans la concertation V4 :

- L'absence de session de marché fixée à une date cohérente avec la date limite de rééquilibrage fixée au 15 janvier AL+1 contraint les RPC à questionner la stratégie d'un rééquilibrage à la baisse en fin d'AL, après la fin des tirages PP2, sans aucune capacité de s'approvisionner sur une session de marché ;
- La notification de l'obligation provisoire des Acteurs Obligés a lieu au plus tard le 1er mars AL+3, avant la session de marché de mars ; le RPC est quant à lui notifié de son NCE estimé en juin AL+1 par rapport à une date limite de rééquilibrage fixée au 15 janvier AL+1.

EDF s'interroge sur l'utilité des redéclarations obligatoires toutes les 48 heures pour une évolution du NCP supérieure à 100 MW. Cela induit un coût opérationnel important pour effectuer cet exercice à cette fréquence et procéder aux saisies sur la plateforme RTE. En fait, les exploitants de capacité sont déjà tenus de publier leur meilleure vision des indisponibilités prévisionnelles du parc conformément aux règlements Transparence et REMIT. Une mise à jour des redéclarations paraît plus utile avant l'enchère afin que tous les acteurs partagent la meilleure vision de la disponibilité du parc français. A d'autres moments de l'année, l'intérêt de cette information nous semble trop limité par rapport à l'effort requis.

La question du nombre et de la temporalité des enchères devrait aussi être évoquée, sous réserve que le nombre de sessions de marché soit fixé avant l'ouverture de la période d'échange pour des raisons contractuelles.

Du point de vue des Acteurs Obligés, il conviendrait de poursuivre les réflexions permettant d'améliorer le pouvoir incitatif du prix de règlement des écarts à la couverture ex ante de l'obligation.

Enfin, EDF souhaite, dans le cadre des simplifications souhaitées dans les règles V4, que soient modifiées les dispositions prévues concernant le fonctionnement du fonds du dispositif de contractualisation pluriannuelle traçant les flux financiers entre les acteurs obligés et les exploitants de capacité (Cf. article R. 335-82 du Code de l'Énergie). En particulier EDF souhaite que les éventuelles défaillances de paiement d'un acteur une année donnée ne conduisent pas à devoir procéder à de nouveaux échanges financiers auprès de l'ensemble des acteurs obligés.

EDF souhaiterait donc que RTE instruise la possibilité de mise en œuvre d'un processus alternatif permettant d'éviter d'avoir recours à ce second appel de fonds tout en respectant les dispositions d'équilibre financier prévues par le Code de l'Énergie.