Document de consultation sur l'évolution du mécanisme de capacité

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

09.04.2021

A l'issue de la première année de bouclage du mécanisme de capacité (2017), RTE a souhaité mener, avec l'ensemble des parties prenantes dans le cadre du CURTE, des analyses pour conduire un Retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité. Cette démarche s'inscrit également dans le cadre réglementaire à l'article 2.2 des Règles du mécanisme de capacité.

Ces travaux ont été concertés aux différentes étapes de production du rapport, dont la publication devrait intervenir fin juin 2021, et qui sera suivi par la publication des annexes techniques après l'été :

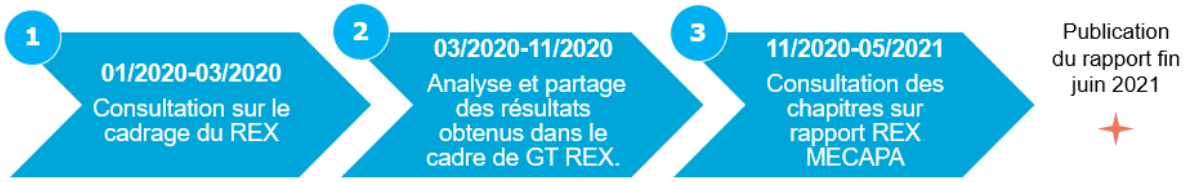


Figure 1 : Phase de concertation du rapport d'expérience

Conformément aux annonces partagées lors de la Commission d'Accès aux Marchés tenue le 27 novembre 2020, la concertation sur l'évolution du cadre règlementaire du Mécanisme de capacité reprend parallèlement au processus de finalisation du rapport « Retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité », de sorte à ne pas retarder le calendrier de concertation. Ainsi, les retours des parties prenantes sur leurs attentes en termes d'évolutions règlementaires ainsi que la publication du rapport consolidé alimenteront de concert les futurs cadres règlementaires du mécanisme de capacité.

Ces évolutions se dérouleront en 2 temps :

- **Aménagements réglementaires à architecture inchangée (dites « règles V4 »)**, visant à (i) simplifier le fonctionnement opérationnel du mécanisme de capacité français, (ii) améliorer certaines modalités et (iii) assurer la conformité du mécanisme avec le Règlement européen sur le fonctionnement intérieur de l'électricité. Ce paquet réglementaire s'attachera à intégrer des « quick wins » identifiés en matière de simplification, qui peuvent être obtenus dans le cadre que permet la Décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016. Ces aménagements réglementaires pourront être introduits dans le cadre réglementaire fin 2021, pour des échéances de mise en œuvre qui seront discutées dans le cadre de la concertation courant 2021 en cohérence avec l'ouverture concomitante des échanges pour les années de livraison 2023 et 2024 ;
- **Evolutions structurelles éventuelles du cadre légal du mécanisme de capacité (dites « règles V5 »),** nécessitant de rouvrir une discussion avec la DG Concurrence de la Commission européenne. Ces évolutions pourraient porter sur les principes de l'architecture du mécanisme de capacité et être concertées à partir de début 2022, pour une approbation cible du cadre réglementaire et législatif à horizon fin 2023, sous réserve des discussions avec la Commission

européenne. Selon ce planning, la mise en application des règles V5 s'effectuerait pour l'année de livraison 2025, pour laquelle le démarrage de la certification a été reporté.

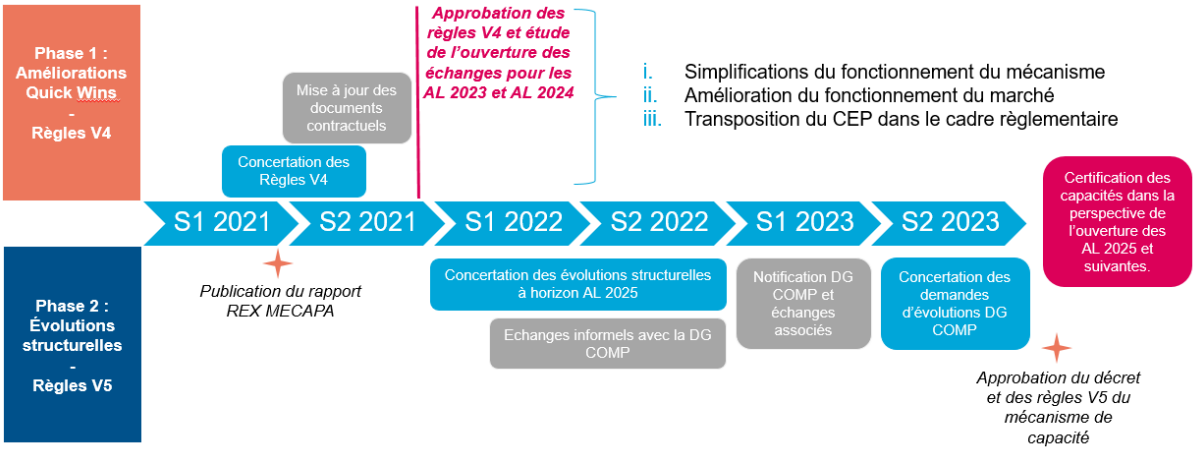


Figure 2 : Phase de concertation des évolutions réglementaires

Le présent document porte sur le cadrage de la concertation sur les aménagements règlementaires à architecture inchangée (règles V4) et doivent donc s'inscrire dans le strict respect de la Décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016. A ce titre, RTE rappelle en Annexe certains passages de cette décision en lien avec les évolutions proposées dans le présent document et joint avec l'appel à contributions la Décision de la Commission européenne. Les dispositions relatives à l'Appel d'Offre Long Terme ne font pas l'objet de proposition d'évolution réglementaire dans le présent document. Toutefois, la question Q2.5 en fin de document offre la possibilité de s'exprimer sur d'autres propositions d'évolutions réglementaires à architecture inchangée.

Pour le cadre règlementaire V4, RTE avait présenté lors de la Commission d'Accès aux Marchés tenue le 27 novembre 2020 une première classification des mesures qui pourraient être envisagées :

1. **Des aménagements règlementaires identifiés comme « sans regret »** qui correspondent à des évolutions compatibles avec le cadre réglementaire en place et dont le REX semble indiquer qu'elles permettraient une simplification souhaitable pour les acteurs de marché et/ou les opérateurs œuvrant au fonctionnement du mécanisme.
2. **Des évolutions règlementaires à étudier** qui correspondent à des pistes de réflexions qui nécessitent d'être davantage instruites dans le cadre de la concertation (i.e. compatibilité avec le cadre juridique, étude d'impact étayée) et/ou qui sont susceptibles d'être moins consensuelles auprès des acteurs de marché et/ou des opérateurs œuvrant au bon fonctionnement du mécanisme.

Dans le contexte de concertation caractérisé par de fortes attentes des parties prenantes s'agissant des évolutions règlementaires caractérisées par d'éventuelles évolutions d'architecture (Règles V5), RTE propose de finaliser en 2021 le processus institutionnel lié à l'approbation des règles v4 afin i) de donner de la visibilité aux acteurs sur les règles qui s'appliqueront pour les années de livraison dont la certification a déjà été effectuée, ii) ne pas retarder l'ouverture des échanges pour les AL 2023 et 2024 au-delà de 2021 et iii) de ne pas retarder le lancement de la concertation des règles v5 identifiée comme prioritaire pour une mise en œuvre dès l'année de livraison 2025.

A ce titre, dans le cadre de cet appel à contributions, RTE propose à chaque partie prenante de mener un exercice argumenté de priorisation de ces propositions d'évolutions réglementaires. Pour cela, la

question Q2.4 vise à remonter les priorisations souhaitées accompagnées des éléments permettant de les justifier. RTE sera particulièrement sensible aux arguments visant à (i) simplifier le fonctionnement opérationnel du mécanisme de capacité français, (ii) résoudre certains enjeux que le retour d'expérience a permis d'identifier et (iii) assurer que le mécanisme respecte le Règlement européen sur le fonctionnement intérieur de l'électricité. A la lumière des retours reçus des acteurs à l'appel à contributions, RTE procédera à la sélection des sujets identifiés comme prioritaires au regard des objectifs précités et en tenant compte des attentes des parties prenantes. Ils seront traités dans le cadre des GT Mécanisme de capacité sur les règles v4 qui se tiendront de mai à octobre 2021. Les sujets ne pouvant pas être traités dans ce paquet réglementaire seront repris pour la concertation des règles V5.

1. Aménagements règlementaires identifiés comme « sans regret »

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

Les analyses issues du retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité (Chapitre 8.2) ont permis de mettre en lumière que les contrôles associés au tunnel de certification :

- **Sont générateurs de complexité opérationnelle** tant pour les exploitants de capacité que pour les opérateurs œuvrant au bon fonctionnement du mécanisme de capacité. En effet un dossier de dérogation est nécessaire pour près d'une demande de certification sur deux. L'expérience de ces contrôles a permis de mettre en évidence que la phase de vérification des dossiers ainsi que les demandes de pièces complémentaires pour justifier chacune des hypothèses des dossiers participait également à accroitre la durée du processus de certification ;
- **Ne sont pas de nature à remplir l'objectif ayant justifié leur mise en place**. En effet, la largeur de la zone d'acceptabilité du tunnel appliquée à l'ensemble du parc français s'élève à 19 GW. Le respect du tunnel n'est donc pas de nature à garantir l'absence d'exercice du pouvoir de marché.

A ce titre, il pourrait être envisagé de revoir les contrôles associés au tunnel de certification pour en faciliter la mise en œuvre opérationnelle. Notamment, il pourrait être proposé d'adopter une approche portefeuille (par opposition à une approche EDC par EDC), ce qui permettrait de déterminer les acteurs à même d'exercer un pouvoir de marché, en se basant par exemple sur le dernier niveau de capacité effectif de chaque Responsable de Périmètre de Certification (RPC). Ainsi, pour les plus petits acteurs en-dessous d'un seuil à déterminer, il pourrait être proposé de recourir à des acceptations tacites des demandes de dérogation dans un objectif de diminuer les temps d'instruction.

Une autre approche complémentaire pourrait également être envisagée et consisterait à revoir les paramètres du tunnel de certification que sont la valeur de référence et la plage d'acceptabilité (voir annexe aux considérants 173 et 174). Par exemple, il pourrait être considéré que la valeur de référence correspond au Niveau de Capacité Certifié (NCC) demandé par l'acteur lors de la demande de certification initiale. Ainsi, les demandes de certification initiales seraient systématiquement dans le tunnel de certification et ne nécessiteraient pas de dérogation, permettant ainsi de réduire le nombre de dossiers de dérogation transmis. La plage d'acceptabilité serait à définir en cohérence comme un pourcentage de variation du NCC autorisé lors des demandes de rééquilibrage.

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) ?

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

Les analyses issues du retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité (partie 8.3) ont permis de mettre en lumière que les échanges de données entre RTE et les GRD représentent une part significative de la volumétrie des sollicitations traitées au titre du mécanisme de capacité. C'est parce que RTE est actuellement tenu de solliciter l'ensemble des GRD à chacune des étapes de la certification (mono-GRD ou multi-GR), du calcul du NCE et du calcul de l'Obligation que cette volumétrie est aussi importante.

Afin de simplifier la nature de ces échanges et d'en réduire la fréquence, RTE a identifié que le calcul du Coefficient de Calage du Gradient Profilé (CGP)[1] est très peu sensible aux données transmises par les plus petits GRD. En particulier, si les données des GRD de moins de 100 000 clients n'avaient pas été prises en compte pour les calculs des coefficients 2017 et 2018, les deux premières décimales de ce coefficient n'auraient pas été impactées. Cela représente un impact très faible pour le calcul du niveau d'obligation, de l'ordre de 30 MW en 2017 et de 10 MW en 2018. Ainsi, dans les remontées de données liées au calcul du CGP, il pourrait être proposé de solliciter uniquement les GRDs les plus représentatifs afin de réduire la volumétrie de suivi opérationnel susmentionnée.

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 ?

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.

1.3. Suppression des frais incitatifs hors rééquilibrages

Les règles du mécanisme de capacité approuvées le 5 décembre 2019 ont introduit des frais connexes (frais de certification tardive et frais de certification non-conforme), s'appliquant lors des règlements financiers et visant à réduire la volumétrie des erreurs de périmètre identifiées par RTE lors de contrôles menés courant 2019. Ces frais visaient à introduire des incitations économiques pour que i) les sites composant une capacité d'effacement soient, autant que possible, identifiés dès le 31 octobre AL-1, et à ii) veiller que le périmètre EDC concorde avec le périmètre des EDA et EDE auquel l'EDC est liée. L'expérience des règlements financiers AL 2017 a mis en lumière que le calcul de ces frais a été

[1] Terme de bouclage s'appliquant à la part thermosensible de l'obligation des sites profilés.

source de complexité tant pour RTE que pour les acteurs de marché soumis à de nouvelles obligations de remontées de données dans le cadre de ces frais. Cela a notamment généré de nombreuses interrogations tant en amont que suite à la notification des règlements financiers. Par ailleurs, les contrôles menés en 2020, après l'application de ces frais, suggèrent qu'ils n'ont pas été incitatifs pour réduire le nombre d'erreurs identifiés (le principal vecteur d'amélioration semble être l'accompagnement individualisé des acteurs, dans un contexte où les NCE sont abattus faute de correction). Enfin, l'expérience de l'hiver AL 2020-2021 a mis en lumière que l'émergence de capacités en cours d'AL pouvait avoir un intérêt pour la sécurité d'approvisionnement, quand bien même les capacités sont identifiées après l'enchère de référence de décembre AL – 1 (suspension temporaire des frais de certification tardive appliquée par le paquet règlementaire « Covid » approuvé le 16 septembre 2020).

Au vu de l'ensemble de ces éléments d'analyse, il pourrait être proposé de supprimer les frais de certification tardive ainsi que les frais de certification non-conforme prévus à l'article C.5.2 des règles du mécanisme de capacité.

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

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

Les analyses issues du retour d'expérience (partie 8.2) ont mis en évidence qu'une partie importante de la complexité se concentre sur le volet « exploitants de capacité » et en particulier sur le processus de certification et les obligations contractuelles afférentes (e.g. collecte des liaisons, de la disponibilité, des contraintes de stock …). Les obligations contractuelles sont notamment perçues comme lourdes car elles s'appliquent pour la majorité indépendamment de la taille de l'entité et/ou du portefeuille concerné. Ainsi, le tiers des plus petites EDC représentant 0,1 % du NCC France portent les mêmes obligations contractuelles que le tiers de plus grandes EDC représentant 99% du NCC France. Ces obligations contractuelles se traduisent également par des coûts de mise en œuvre évitables, notamment pour les plus petits acteurs de marché dont les revenus capacitaires sont faibles. Ces processus se traduisent parfois par des efforts opérationnels disproportionnés par rapport aux MW concernés.

Par ailleurs, certains paramètres participant à ajouter une couche de complexité dans le cadre de la certification, ont eu un impact limité sur le fonctionnement du mécanisme en regard de la complexité associée. C'est notamment le cas de l'application des contraintes de stocks qui concernent environ un tiers des EDC certifiées en méthode basée sur le réalisé chaque année mais qui se traduisent in fine par un abattement du NCE France très limité de l'ordre de 500 MW (environ 0,5% du NCE France).

Ainsi, plusieurs pistes de simplification des obligations contractuelles liées à la certification pourraient être étudiées, dont notamment :

- **Une certification plus normative pour les plus petites entités de production qui ont l'obligation réglementaire de se certifier :** la certification normative est caractérisée par des obligations contractuelles allégées pour les exploitants de capacité qui en bénéficient (collecte de disponibilité, liaisons, tunnel de certification etc…) et génèrent des écarts faibles par rapport à la disponibilité réalisée à condition qu'elles portent sur des technologies fiables, et

sur des petits volumes. Il pourrait être proposé d'appliquer une certification plus normative pour certaines petites entités participant au mécanisme de capacité ;

- **Suppression des coefficients de contraintes de stock (Kj, Kh) :** afin de simplifier la prise en compte des contraintes de stock, il pourrait être proposé de supprimer les coefficients associés. Pour ne pas déséquilibrer le mécanisme de capacité pour autant et refléter l'importance du stock pour la sécurité d'approvisionnement, plusieurs solutions techniques pourraient être étudiées : comme par exemple l'introduction d'un seuil de stock minimum pour bénéficier de la rémunération capacitaire, l'introduction de coefficients filières pour les filières disposant de stock limité, ou encore l'ajustement du coefficient de bouclage du mécanisme qu'est le coefficient de sécurité.

De telles dispositions supposent de converger à la fois vers une formule normative pour le calcul du NCC et vers une formule pour le calcul du Taux de Disponibilité Effectif (TDE) des moyens commandables les moins significatifs. En effet, les méthodes appliquées actuellement pour les capacités éligibles ou soumises au régime dérogatoire ne s'adaptent pas directement à des moyens commandables, en particulier pour ceux caractérisés par une faible fréquence d'activation sur les pas horaires PP2. La formule de calcul du NCC comme moyenne de l'historique de production réalisée ne prendrait pas en compte la notion de disponibilité des moyens commandables. Aussi, la méthode de calcul du Niveau de capacité effectif, comme le produit du NCC et du TDE, qui permet de contrôler la production réalisée lorsque l'énergie primaire est disponible ne s'applique pas non plus directement à des moyens commandables dont l'activation n'est pas entrainée par la disponibilité de l'énergie primaire.

La suppression des contraintes de stock soulève également des questions sur les leviers alternatifs pour répercuter différemment l'effet du stock dans l'équilibre offre-demande du mécanisme de capacité.

Pour finir, RTE note que la mise en place de ces propositions impliquera de faire recertifier en 2021 les EDC concernées par ces mesures pour les AL 2023 et 2024, avant l'ouverture des échanges pour ces années. RTE précise donc que cela générera une charge opérationnelle supplémentaire pour les exploitants de capacité concernés ainsi que pour les gestionnaires de réseau (qui pourrait se traduire par de nouveaux coûts liés à la certification), dans la perspective d'une simplification de la collecte (pendant l'année de livraison) et une réduction des incertitudes liées au calcul du NCE. De plus, cela pourrait être de nature à décaler l'ouverture des échanges pour les AL 2023 et 2024.

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 ? 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) ?

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

Les analyses issues du retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité (Chapitre 6) ont permis de mettre en évidence que les signaux PP1 et PP2 du mécanisme de capacité ont été tirés de manière cohérente avec les fondamentaux sur les années de livraison 2017 à 2020[2]. Cependant, l'absence de tirage de signaux PP* au T1 2020 a interrogé les règles de tirage qui n'ont pas permis de valoriser la disponibilité que les exploitants de capacité ont proposé au T1 2020. De manière générale, la variabilité à laquelle la répartition des signaux est sujette génère également des incertitudes sur la certification initiale, le coût des rééquilibrages, le niveau de NCC évolué, le calcul du Niveau de Capacité Effectif ainsi que sur le niveau d'obligation.

Par ailleurs, la dissociation des signaux PP1 et PP2, en théorie justifiée pour que les incitations au développement des effacements explicites et implicites soient équivalentes n'apparait en pratique pas justifiée. En effet, dès lors que les jours PP1 permettent de capter tous les pas horaires sur lesquels les prix spot sont supérieurs au coût d'activation des effacement explicites, tirer davantage de jours PP2 n'aboutira pas à davantage d'activations pour ces effacement.

Ainsi, plusieurs pistes de simplification du tirage des signaux pourraient être étudiées, dont notamment :

- **Une meilleure répartition des jours PP au cours de l'année :** Afin d'apporter plus de visibilité aux acteurs de marché tout en limitant la dégradation de la qualité des jours tirés, des contraintes supplémentaires de tirage pourraient être introduites, comme par exemple un nombre minimum de jours à définir qui s'appliquerait pour les mois de janvier à mars, et de novembre à décembre.
- **Faire correspondre les jours PP1 et PP2 :** Afin de réduire la complexité du mécanisme de capacité, il pourrait être proposé de faire correspondre les jours PP1 et les jours PP2 (suppression des jours PP2 non PP1), tout en conservant l'existence des deux signaux pour pérenniser les processus existants.
- **Requestionner le critère de sélection des jours PP1/PP2 :** Dès lors que des contraintes supplémentaires de placement sont introduites et que le critère de sélection des jours PP2 non PP1 n'existe plus, des réflexions doivent être menées afin de déterminer le critère de sélection des jours PP1/PP2. Quelques pistes possibles :
    - Conserver le critère actuel de sélection des jours PP1 sur les jours de plus forte consommation ;
    - Conserver le critère actuel de sélection des jours PP2 non PP1 sur les jours de plus forte tension du système électrique ;
    - Déterminer un nouveau critère de sélection, combinant les deux approches précédentes.

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 ? 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) Quel est votre avis au

[2] Hors erreur du tirage du 20/12/2019.

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) ?

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

Les analyses issues du retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité (Chapitre 4) ont permis de mettre en évidence qu'une partie des écarts constatés entre les marges reflétées par les analyses issues du Bilan Prévisionnel et celles du mécanisme de capacité étaient la conséquence de la fixation des paramètres du mécanisme avant l'ouverture des échanges pour une année de livraison (alors que les hypothèses du Bilan Prévisionnel sont actualisées à chaque exercice[3]) – bien que ce facteur d'écart soit de second ordre par rapport à l'optimisme des exploitants de capacité quant à leur disponibilité. Afin d'éviter cet écueil, les autres mécanismes de capacité européens ont fait le choix de re-paramétrer le niveau de demande globale ainsi que celui des contributions transfrontalières en AL-1. **Il pourrait être proposé de faire évoluer la temporalité du paramétrage afin d'autoriser une gestion plus dynamique, notamment pour les paramètres que sont le coefficient de sécurité et les contributions transfrontalières.** En revanche, RTE propose de ne pas modifier les paramètres pouvant impliquer des rééquilibrages pour i) ne pas davantage accroitre la volumétrie contractuelle et ii) garantir de la visibilité sur le volume des capacités certifiées.

RTE note que cette proposition est susceptible de réduire la visibilité des acteurs de marché dans la mesure où les paramètres permettant d'établir l'équilibre offre-demande sur le mécanisme de capacité pourraient évoluer jusqu'à AL – 1. Cependant, RTE note également que cette proposition parait légitime pour envoyer de bons signaux sur le mécanisme et qu'elle reprend le même modèle appliqué pour les enchères « en deux temps » prévues dans les mécanismes de capacité européens.

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 ?

1.7. Aménagements pragmatiques sur la limite d'émission CO2

La transposition du règlement européen sur le marché intérieur de l'électricité nécessite la mise en cohérence du décret et des règles du mécanisme de capacité avec les exigences de contrôles en termes d'émission CO2. En particulier, il est prévu qu'une méthode de calcul des émissions CO2 soit développée afin que les capacités les plus émettrices (> 550 g CO2 /kWh) ne soient pas rémunérées par le mécanisme de capacité i) dès maintenant pour les capacités développées depuis 2019, ii) à partir de AL 2025 pour les capacités existantes[4].

[3] Les hypothèses du Bilan Prévisionnel sont nombreuses et portent notamment sur : disponibilité du parc de production, disponibilité des interconnexions, trajectoires de consommation, référentiels climatiques…

[4] Pour les capacités émettant au-dessus du stock marginal, il est possible qu'elles conservent leur rémunération capacitaire à conditions que leur nombre d'heures de fonctionnement soit en dessous des 350 kgCO2/an.

A ce titre, il est proposé de développer une formule qui sera inscrite dans un décret à adopter. La procédure sera quant à elle déclinée dans les règles. Par exemple, il pourrait être proposé d'opter pour une mise en œuvre en 2 temps qui alourdisse le moins possible le processus de certification :

- la signature du contrat de certification inclurait une déclaration sur l'honneur que les titulaires d'EDC respectent le critère d'émission CO2 ;
- la mise en place de contrôle ad-hoc pour les sites certifiés suspectés de ne pas respecter le critère sur les émissions CO2 (e.g. audit).

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 ?

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

Le règlement européen du 5 juin 2019 sur le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité prévoit que l'initiation d'un nouvel exercice du mécanisme de capacité soit justifiée au préalable par un besoin pour la sécurité d'approvisionnement :

> *« Lorsqu'un État membre applique un mécanisme de capacité, il l'examine et fait en sorte qu'aucun nouveau contrat ne soit conclu [Contrat portant sur une nouvelle année de livraison] dans le cadre de ce mécanisme lorsque **tant l'évaluation de l'adéquation des ressources** à l'échelle européenne que l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale ou, en l'absence d'une évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale, l'évaluation de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne, **n'ont pas recensé de difficulté d'adéquation des ressources** ou lorsque le plan de mise en oeuvre visé à l'article 20, paragraphe 3, n'a pas obtenu d'avis de la Commission tel que visé à l'article 20, paragraphe 5. »*

L'ordonnance n°2021-237 du 3 mars 2021 portant transposition de la directive du règlement européen prévoit mais n'introduit pas la notion de « difficulté d'adéquation des ressources » :

> *«Lorsque ni le bilan prévisionnel pluriannuel, ni les études d'adéquations européennes mentionnées à l'article 23 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité n'identifient de difficultés d'adéquation des ressources en l'absence de mécanisme de capacité, pour des années pour lesquelles il n'a pas encore été procédé à la certification des capacités de production ou d'effacement, le ministre chargé de l'énergie suspend par arrêté l'application du mécanisme d'obligation de capacité pour ces mêmes années aussi longtemps qu'aucune difficulté d'adéquation n'est identifiée. »*

Les règles V4 pourraient s'attacher à définir un processus pour qualifier les « difficultés d'adéquation des ressources » dans le cadre réglementaire.

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 ?

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

Comme annoncé lors de la Commission d'Accès aux Marchés du 27 novembre 2020, d'autres pistes de réflexion sont également considérées pour alimenter la concertation du cadre règlementaire V4. Elles portent notamment sur :

i. Contrôle de disponibilité: observabilité et fiabilité

Observabilité : Les analyses issues du retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité (Chapitre 7) ont permis de mettre en évidence que 2,5 à 3,5 GW de capacités valorisées sur les années de livraison 2017 à 2019 n'ont pas fait l'objet d'activation sur les périodes concernées, soulevant un enjeu d'observabilité des capacités valorisées. Parallèlement, le déploiement du régime actuel des tests ne permettra pas d'atteindre une observabilité complète à cible (e.g. capacités non-testables, variabilité du NCE valorisé d'une journée à l'autre). **RTE propose donc d'ouvrir une réflexion pour parfaire l'observabilité des capacités valorisées dans le cadre du mécanisme de capacité en aménageant par exemple la formule de calcul du NCE pour ne plus valoriser la disponibilité au-delà de ce qui a pu être observé au moins une fois sur l'année de livraison.** Cette mesure permettrait d'observer l'ensemble des capacités valorisées en limitant le dispositif des tests d'activation à des sollicitations surprises.

Fiabilité : Par ailleurs, les analyses issues du retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité (Chapitre 7) ont fait état que les NCE surestiment la disponibilité effective, une fois tenu compte du niveau de fiabilité, notamment pour les technologies dont la fréquence d'activation est faible sur les jours PP2 (capacités de pointe et d'ultra pointe). Ce biais intégré dans la formule de calcul du NCE a conduit à une survalorisation du NCE 2017 estimée à 1 GW. **RTE propose donc d'ouvrir une réflexion pour que le NCE reflète mieux la fiabilité des capacités lorsque celles-ci sont activées (e.g. aménagement de la formule de calcul du NCE).**

Si ces propositions visent à adresser des enjeux identifiés par le retour d'expérience sur le mécanisme de capacité, RTE note que les possibles remèdes impliquent vraisemblablement une évolution de la formule de calcul de la disponibilité (NCE).

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.

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

Couverture tardive des acteurs obligés : Les analyses issues du retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité (Chapitre 6) ont permis de mettre en évidence que près de 5 GW d'obligation de capacité ne sont pas couverts avant le début de l'année de livraison. Ces 5 GW d'obligations sont, pour la majorité, couverts au cours de l'année suivant l'année de livraison (AL+1). **RTE propose donc d'ouvrir une réflexion sur les raisons de cette couverture tardive sur le**

marché et d'étudier les pistes qui consisteraient à inciter la couverture des acteurs obligés avant l'année de livraison (e.g date limite pour les échanges entre les exploitants de capacité et les acteurs obligés). Pour aller plus loin, RTE propose également de réfléchir à la possibilité de **figer le niveau d'obligation à la maille France avant le début d'année de livraison de façon à s'assurer que ce niveau global préétabli soit couvert ex ante.** A noter qu'une telle disposition ne permettrait cependant pas de résoudre l'incertitude portée par les Acteurs Obligés considérés individuellement car, si la clé de répartition choisie est l'obligation constatée ex post, alors le niveau d'obligation de chaque Acteur Obligé pourrait rester volatile dans des proportions qui restent à évaluer.

Date de bouclage du mécanisme de capacité : les acteurs de la concertation ont, lors du cadrage du retour d'expérience, exprimé leur souhait de réduire la temporalité ex-post du mécanisme de capacité, à savoir d'anticiper la date du calcul définitif de l'obligation et du NCE, et consécutivement des règlements financiers. Les analyses partagées par l'ADEEF dans le cadre du retour d'expérience (Chapitre 8.3) ont permis d'indiquer que 2 pistes étaient envisageables :

- Profiter de la fusion des processus de RECOFLUX et RECOTEMP pour anticiper d'un an les règlements financiers, à horizon 2025 (à introduire dans les règles dites V5) ;
- S'appuyer sur des données provisoires pour calculer un NCE et une Obligation définitive, comme c'est le cas pour l'ARENH afin d'anticiper les règlements financiers d'1 à 2 ans. RTE développe dans le chapitre 8.3 des analyses chiffrées sur l'impact de l'utilisation de ces données provisoires, à la place des données définitives. En ordre de grandeur, pour le calcul du NCE, les données utilisées peuvent varier de l'ordre de 0,1% entre les données provisoires et définitives. Sur le calcul de l'Obligation, les différences liées à l'utilisation des données provisoires plutôt que définitives sont très disparates en fonction des années de livraison, des catégories de consommation et des acteurs obligés. En particulier, le total des données provisoires RPD ont été inférieures de 500 MW pour AL 2017 mais supérieures de 300 MW pour AL 2018.

RTE souligne que les différences observées entre les calculs de NCE et d'obligation estimés effectués en AL+1 et les calculs définitifs effectués en AL+3 ne proviennent pas seulement des données utilisées mais également de la stabilisation des périmètres, en particulier pour le calcul du NCE, ainsi que du traitement des contestations. Aussi, RTE précise qu'en avançant la date de bouclage du mécanisme, une phase transitoire aura lieu pendant laquelle plusieurs règlements financiers, pour des années de livraison différentes, auront lieu en même temps, pouvant ainsi générer une charge opérationnelle supplémentaire pour l'ensemble des parties prenantes.

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.

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.

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

Le modèle de participation transfrontalière directe (procédure approfondie), développé dans le rapport RTE sur l'évolution des modalités de prise en compte de l'interconnexion au système européen dans le mécanisme de capacité français publié en mars 2018 nécessite la mise en place d'accord transfrontalier dont les négociations sont chronophages et soulève des points d'achoppement. L'Italie par exemple a fait le choix d'un modèle intermédiaire, permettant la participation transfrontalière directe sans que les contrôles de disponibilité ne soient aussi exigeants que pour les capacités domestiques, ayant permis une mise en œuvre dans l'attente de la mise en place des accords bilatéraux. **RTE propose donc d'ouvrir une réflexion sur les possibilités d'intégrer, dans le cadre règlementaire, des dispositions de participation transfrontalière allégées compatibles avec une mise en œuvre sans accord bilatéral avec les GRT du pays voisin.**

Ces réflexions seront l'occasion d'étudier la compatibilité des modalités développées dans le cadre du mécanisme de capacité français, par rapport au nouveau cadre européen défini par les méthodologies de l'ACER (DECISION No 36/2020 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 22 December 2020 on technical specifications for cross-border participation in capacity mechanisms.

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)

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 ?

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

Annexe : rappel de passages de la Décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016

(118) Les observations reçues en réaction à la Décision d'Ouverture font apparaître un large consensus parmi les acteurs du marché pour que le mécanisme français s'ouvre progressivement (c'est-à-dire sans mettre en danger le lancement du mécanisme en janvier 2017) aux capacités transfrontalières.

(119) En réaction, la France a proposé une prise en compte explicite des capacités étrangères selon un modèle hybride, qui rémunère aussi bien les interconnexions que les capacités de production et d'effacement étrangères. Dans cette proposition, la rémunération la plus importante reviendra soit aux interconnexions soit aux capacités étrangères selon la rareté.

(120) Dans la proposition, les capacités de production et d'effacement étrangères devraient acquérir des tickets d'interconnexion pour pouvoir être certifiées et ensuite offrir leurs garanties de capacité sur le marché de capacité français.

(121) Les tickets seront accordés par frontière sur la base de la contribution des Etats-membres transfrontaliers à la sécurité d'approvisionnement en France. Ces tickets seront ensuite mis aux enchères "frontière par frontière". Toutes les capacités de production et d'effacement du pays transfrontalier interconnecté à la France par une interconnexion donnée auront la possibilité de participer à l'enchère des tickets d'interconnexion correspondant à cette interconnexion. Les enchères auront lieu en année de livraison -1 (ci-après AL-1). Le dispositif ne s'oppose pas à ce que des capacités contractées sous le mécanisme français participent simultanément à d'autres mécanismes de capacité dans l'Union Européenne. Dans ce contexte, il sera alors nécessaire de définir, en partenariat avec les Etats concernés, des modalités de contrôle et d'évaluation du service rendu.

(122) Une fois que les capacités de production ou d'effacement étrangères ont obtenu des tickets d'interconnexion, elles peuvent se faire certifier et obtenir des garanties de capacités. Elles peuvent ensuite vendre ces garanties de capacité sur le marché de capacité français.

(123) Les autorités françaises s'engagent à mettre en œuvre de manière unilatérale la solution « hybride pragmatique » susmentionnée, c'est-à-dire à intégrer dans leur cadre réglementaire la possibilité pour les installations localisées dans les Etats membres frontaliers de participer de manière explicite au mécanisme de capacité français sous réserve d'une capacité de transit suffisante aux interconnexions. Ce cadre réglementaire prévoira néanmoins l'accord des gestionnaires des réseaux de transport24 (GRT) des Etats membres concernés, sous la forme d'un protocole de coopération permettant la mise en place d'un processus de certification et de contrôles nécessaires à la mise en oeuvre du mécanisme.

(124) En l'absence de signature d'un tel protocole par certains GRT des Etats membres concernés, les autorités françaises s'engagent à mettre en place une procédure de sauvegarde permettant de disposer d'une participation explicite des capacités étrangères au mécanisme de capacité et de sortir ainsi définitivement du modèle basé sur une participation implicite. Cette procédure de sauvegarde consistera en une participation explicite des interconnexions (solution qui peut être mise en place sans le concours des autres Etats membres et qui permet de refléter la valeur apportée par les capacités d'interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France).

(125) La mise en oeuvre de ces engagements nécessite une révision du décret de 2012, pris en Conseil d'Etat après avis du Conseil supérieur de l'énergie, du Conseil national d'évaluation des normes, de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité de la concurrence. Les autorités françaises considèrent qu'il n'est pas envisageable de prévoir une adoption du décret avant la fin 2017 puis une

révision des règles prises pour son application. Les autorités françaises considèrent que cette étape pourrait prendre environ 6 mois. Le calendrier présenté par les autorités françaises repose donc sur une déclinaison dans le cadre réglementaire en 2018 pour une mise en œuvre effective pour l'année de livraison 2019.

(173) Compte tenu de ces réactions par les acteurs de marché à la Décision d'Ouverture, les autorités françaises ont exprimé leur volonté d'améliorer le dispositif afin de réduire au minimum tout risque d'abus de pouvoir de marché.

(174) En particulier, elles s'engagent à contraindre les exploitants de capacité à certifier à l'avance avec précision l'ensemble de leurs capacités disponibles et ont limité leurs possibilités de certification à un tunnel fixé autour des valeurs de référence historiques (voir Figure 9). Tout écart par rapport à cette plage doit être justifié auprès de RTE et du régulateur.

Figure 9: illustration du tunnel de certification



Source: Lettre des autorités françaises du 9 Septembre 2016

(210) Il est à noter qu'un des remèdes proposés par la France consiste justement en la participation explicite par les capacités transfrontalières au mécanisme français. Cette participation est néanmoins limitée à la capacité d'interconnexion utile (c.-à-d. après application de facteurs de de-rating) de la France avec ses pays voisins. En outre, il n'est pas garanti que ces capacités transfrontalières bénéficient d'une rémunération égale aux capacités françaises pour le service rendu, en raison du coût additionnel supporté pour participer au mécanisme français, lié à l'obtention et au rachat de tickets d'interconnexion.

(238) Afin d'enlever les doutes de la Commission sur ce point, les autorités françaises ont proposé un mécanisme qui permet la participation de façon « explicite » de capacités de production et d'effacement transfrontalières au mécanisme français. Cette proposition est conditionnée à des accords de coopération avec les GRTs des pays transfrontaliers où les capacités participantes sont installées. Afin d'éviter de retomber sur une participation implicite de capacités transfrontalières en l'absence d'un tel accord, les autorités françaises ont proposé la certification des interconnexions concernées afin que celles-ci puissent participer directement au mécanisme.

(273) Le mécanisme d'inclusion de capacités transfrontalières est décrit aux considérants (119) à (124) de la présente. Une fois que les capacités étrangères auront obtenu des tickets d'interconnexion, elles participeront directement au marché français des garanties de capacité, de telle manière que, dans la mesure où ce marché est jugé ne pas entraîner de surcompensation, il en sera de même pour la vente de garanties par les capacités étrangères. Dans le cadre du mécanisme mis en place pour permettre la participation des capacités étrangères, les capacités d'interconnexion pourront également bénéficier d'une certaine rémunération grâce à la vente de tickets d'interconnexion. Étant donné que l'on peut estimer que la participation à ces enchères sera très importante (toute la capacité d'effacement et de production d'électricité de l'État membre voisin interconnecté peut participer), en particulier compte

tenu du volume de tickets que l'on peut s'attendre voir mis aux enchères, on peut considérer que ces enchères n'entraîneront aucune surcompensation. Ce mécanisme est dès lors proportionné.