Consultation sur les travaux à mener dans le cadre du retour d'expérience sur le mécanisme de capacité français

19.02.2020

La conception et les modalités de mise en œuvre du mécanisme de capacité français ont fait l'objet d'un important travail d'analyse préalable et de nombreuses concertations avec les parties prenantes au niveau nationale et d'un cycle de négociation avec les institutions européennes.

La mise en service du mécanisme de capacité en 2017 n'a pas clos les débats sur les choix opérés sur le *market design* et les modalités de mise en œuvre. De nombreuses parties prenantes ont souhaité que les choix initiaux puissent être requestionner sur la base d'un retour d'expérience. En particulier, la Commission de Régulation de l'Energie[1] et l'Autorité de la Concurrence[2] ont demandé à ce que des réflexions puissent être lancées sur une éventuelle centralisation du mécanisme de capacité.

Après trois ans de fonctionnement du mécanisme et sur la base de l'exercice complet de l'année de livraison 2017 (dont les règlements financiers seront établis dans les semaines à venir), de premiers enseignements doivent pouvoir être tirés sur le fonctionnement du mécanisme. RTE propose de lancer un retour d'expérience, dans l'objectif de fournir **un constat factuel, objectif et quantifié sur le fonctionnement du mécanisme depuis son lancement afin d'alimenter les réflexions sur le mécanisme de capacité français**, que ce soit sur son architecture ou ses modalités pratiques d'implémentation. Les travaux sur le retour d'expérience porteront sur le constat du fonctionnement du mécanisme et ne préempteront pas la réflexion sur les éventuelles évolutions futures légales et règlementaires, qui pourraient être, le cas échéant, concertées dans un second temps. Ce retour d'expérience correspond à une obligation règlementaire détaillée dans la clause de revoyure détaillée à l'article 2.2 des règles du mécanisme de capacité. Il pourra notamment porter sur *« les effets du mécanisme sur la sécurité d'approvisionnement long terme et le fonctionnement de la concurrence sur les marchés, ainsi que sur le fonctionnement du marché des échanges de capacité »* et devra faire l'objet d'une **publication avant le 30 septembre 2020**.

Par ailleurs, l'article 12.3 des règles du mécanisme de capacité prévoit que RTE publie d'ici la fin de l'année 2020, des informations sur les niveaux de capacité certifiés et les niveaux de capacité effectifs

[1] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 septembre 2018 portant avis sur le projet de décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité

[2] Avis 18-A-12 du 26 octobre 2018 concernant un projet de décret relatif au mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité

des EDC présentes au registre des capacités certifiées, des informations sur les rééquilibrages effectués par les EDC et sur les déclarations d'évolution des paramètres informatifs de certification effectuées par les exploitants pour les années de livraison 2017 et 2018.

Ces éléments viendront alimenter le retour d'expérience mené cette année et seront intégrés à sa publication. Cependant, **le retour d'expérience** ne se limitera pas à ces deux années de livraison et **s'appuiera sur toutes les données disponibles à date**.

Dans l'objectif que ce retour d'expérience soit un exercice exhaustif et transparent, RTE sollicite via le présent document l'avis des parties prenantes sur le périmètre des analyses à considérer pour ce retour d'expérience. La présente proposition se structure en quatre parties, et vise à couvrir les enjeux identifiés comme importants par les parties prenantes lors des exercices de concertation passés et qui portent sur les dimensions économiques, techniques et opérationnelles du mécanisme de capacité :

1. Contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement
2. Articulation du mécanisme de capacité avec la feuille de route climat énergie
3. Comportement des acteurs et incitations renvoyées par le mécanisme de capacité
4. Niveau de complexité en regard des enjeux de précision

Les parties prenantes sont invitées à exprimer leur avis sur cette proposition et à partager leur suggestions que le présent document ne permet pas de couvrir du 19/02/2020 au 13/03/2020 inclus, exclusivement sur Concerte.

1. Contribution du mécanisme de capacité au respect du critère de sécurité d'approvisionnement

1.1. Contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement

Le mécanisme de capacité, a été introduit en France dans l'objectif premier d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics[3], sur la base de l'analyse que le marché de l'énergie seul n'est pas suffisant pour assurer la rentabilité des moyens de pointe ou de semi-pointe nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. En effet, les années 2011 à 2015, marqués par des prix bas de l'électricité sur le marché de gros, ont montré que le marché de l'énergie pouvait ne pas suffire à la couverture des coûts fixes opérationnels de certains moyens existants (CCG, TAC), alors que les marges du système électrique français, historiquement sur-capacitaire, commençaient à se réduire. En particulier, plusieurs exploitants de capacité de CCG ont connu des pertes d'exploitation et certaines capacités ont été mises sous cocon. Les premières analyses économiques publiées dans le Bilan prévisionnel 2019 pour les années 2015-2019 ont montré le rôle que peut avoir le mécanisme de capacité dans l'équation économique de ces filières. RTE propose d'approfondir ces analyses pour estimer quelle aurait pu être l'évolution du parc de production, des capacités d'effacements et de la pointe de consommation sans la mise en place du mécanisme de capacité, afin d'estimer la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement. Il s'agira d'identifier le niveau de sécurité d'approvisionnement en l'absence de mécanisme de capacité et d'identifier un possible scénario « contrefactuel » de l'évolution plausible du système électrique sur la période 2017-2020 sans la mise en place du mécanisme de capacité. Ce scénario serait construit sur la base d'analyse économique en reconstituant la rentabilité des différents moyens de production existants menacés de mise sous cocon ou de fermeture (CCG, TAC) et la rentabilité des capacités d'effacement de consommation exposées aux revenus de marché. L'estimation de l'évolution du parc de production et des capacités d'effacements se basera sur la confrontation des coûts d'opérations et de maintenance (et les coûts d'investissements pour les nouvelles capacités d'effacement) avec les revenus perçus sur les différents mécanismes de marché (hors mécanisme de capacité).

[3] Le critère de sécurité d'approvisionnement t correspond à une durée moyenne de défaillance pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité inférieure ou égale à trois heures par an.

Questions 1.1 sur la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement

Partagez-vous l'intérêt de construire un scénario contrefactuel de ce qu'aurait été le système électrique sur la période 2017-2020 « sans mécanisme de capacité » afin d'évaluer la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement ?

Partagez-vous le principe de construction de ce scénario contrefactuel sur la base d'analyses économiques sur la rentabilité des filières de production et d'effacement ?

Avez-vous des éléments quantifiés à partager (de façon publique ou confidentielle) sur la situation économique des différentes filières et l'effet du mécanisme de capacité sur leur maintien dans le système électrique ?

Afin d'évaluer les revenus tirés sur les marchés de l'énergie, il est nécessaire de représenter la stratégie de vente sur les marchés et notamment à quels horizon s'effectuent les ventes sur les produits à terme. Etes-vous prêts à partager sur la proportion des volumes qui sont vendus sur les marchés à terme, 2 ans, 1 an, 6 mois avant la livraison, etc ?

Compte-tenu de la temporalité du mécanisme de capacité, depuis son lancement (ouverture des années de livraison au plus 2 ans avant la période de livraison), quelles capacités considérez-vous comme ayant pu fermer, être mise sous cocon ou n'ayant pas été développée si le mécanisme de capacité n'avait pas été mis en place ? Et sur la base de quels critères économiques ?

1.2. Cohérence avec le diagnostic de sécurité d'approvisionnement

Le mécanisme de capacité est conçu pour assurer la sécurité d'approvisionnement au niveau fixé par les pouvoirs publics. Ceci signifie que l'écart entre le niveau de certification effectif et le niveau effectif d'obligation doit refléter les marges dont le système électrique dispose par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement. En particulier, si le système électrique respecte « tout juste » le critère de sécurité d'approvisionnement, il doit y avoir égalité entre le niveau total d'obligation et le niveau de certification effectif. Les paramètres du mécanisme de capacité (coefficient de sécurité, contribution transfrontalière, coefficients d'abattements appliqués à certaines filières, abaques de prise en compte des contraintes de stock, etc.) sont dimensionnés pour respecter ce principe, sur la base des études menées dans le cadre du Bilan Prévisionnel.

Des questions légitimes sur la cohérence entre les exercices ont pu être soulevées par certaines parties prenantes, comparant, les marges vues dans le cas de base du Bilan prévisionnel et l'écart entre la vision à une date donnée du registre de capacité et l'estimation d'obligation.

Aussi, la cohérence du diagnostic porté par le Bilan Prévisionnel avec le fonctionnement effectif du mécanisme constitue un enjeu important pour l'efficacité du mécanisme quant à l'atteinte de son objectif

(efficacité des incitations, formation du prix cohérente avec le diagnostic etc …) et RTE propose d'analyser l'état des écarts sur la vision de la sécurité d'approvisionnement entre celle véhiculée par le bilan prévisionnel et celle véhiculée par le mécanisme de capacité. Il s'agira notamment de comparer les marges vues des Bilans Prévisionnels successifs avec la différence entre la certification et l'obligation France, à la fois en amont de l'année de livraison et à l'issue de l'année de livraison. Une fois les écarts quantifiés, il s'agira d'en identifier leur origine : différence sur la « date » de réalisation du diagnostic, différence sur les hypothèses de disponibilité entre la vision des producteurs, effets de simplifications dans la représentation de certaines filières dans le Bilan prévisionnel, simplifications dans l'établissement des paramètres, différence entre année civile (mécanisme de capacité) et année à cheval (Bilan prévisionnel), etc …

Questions 1.2 sur la cohérence entre le Bilan prévisionnel et le mécanisme de capacité

Partagez-vous l'intérêt d'analyse ex-post les écarts entre la vision de la sécurité d'approvisionnement véhiculée par le Bilan Prévisionnel et celle du mécanisme de capacité ? Identifiez-vous d'autres éléments de comparaison pertinents à analyser ? Avez-vous des éléments d'analyse à partager ?

1.3. Caractérisation et contrôle du produit « disponibilité »

Afin de fournir aux consommateurs une sécurité d'alimentation électrique, le mécanisme de capacité introduit une obligation pour les consommateurs de se couvrir en certificats de capacité rémunérant la disponibilité effective des capacités (lors des périodes de tension sur le système électrique). RTE est en charge de contrôler cette disponibilité via notamment le calcul du Niveau de Capacité Effectif. Il s'agit à la fois de s'assurer que la sécurité d'approvisionnement est assurée au niveau fixé par les pouvoirs publics mais aussi d'éviter une rémunération indue si des capacités n'étaient effectivement pas disponibles. La disponibilité effective peut être décomposée en deux blocs principaux : la puissance réalisée et la puissance disponible résiduelle. Cette deuxième composante représente une puissance proposée mais qui ne s'est pas traduit par de l'énergie produite ou effacée. Plusieurs dispositifs existent pour attester de la réalité de cette puissance : leur activation naturelle sur les marchés (e.g. sur le mécanisme d'ajustement quand l'offre correspondante est dans la préséance économique pour gérer une déséquilibre offre-demande), l'activation à la demande de RTE pour réaliser un test (situation où la capacité n'aurait pas été naturellement activée sur le marché) ou la réalisation d'audit, mais également d'éventuelles activations menées sur d'autres dispositif.

Des questions ont été soulevées par certaines parties prenantes sur la fiabilité effective des capacités certifiées dans le cadre du mécanisme de capacité et le niveau de contraintes sur les engagements de disponibilité. Dans le cadre du retour d'expérience, RTE propose :

- de cartographier le produit « disponibilité » valorisé sur les années de fonctionnement du mécanisme, filière par filière et dispositif de marché par dispositif de marché (MA, NEBEF, SSY, collecte ad hoc …) ;

  Il s'agit pour chaque filière d'établir comment la puissance totale certifiée se décompose entre les différentes formes d'engagement de disponibilité (offres sur le MA, engagement lié au dispositif NEBEF, collecte services systèmes, collecte ad hoc, etc.)
- de faire l'état des lieux sur les contrôles menés sur la puissance disponible via les tests menés dans le cadre du mécanisme de capacité ou via d'autres dispositifs.

Il s'agit notamment de restituer la part de la puissance valorisée qui a été réellement activée.

Questions 1.3 sur la caractérisation de la disponibilité

Partagez-vous l'intérêt de réaliser une analyse sur les modalités de mise à disposition des capacités et le niveau des contrôles effectués ? Préciser les aspects sur lesquels vous jugez utiles qu'elle soit complétée.

1.4. Analyse coût-bénéfice du mécanisme de capacité pour la collectivité et les consommateurs

Le mécanisme de capacité français représente des enjeux économiques significatifs pour les acteurs concernés. De nombreuses analyses ont été menées préalablement à la mise en place du mécanisme permettant d'évaluer ces enjeux en termes de coûts et bénéfices pour la collectivité mais également au périmètre du consommateur. L'observation du fonctionnement du mécanisme et notamment le niveau de prix de la capacité permettent désormais d'apporter des éléments moins théoriques, à même d'éclairer les éventuels futurs débats sur l'évolution du mécanisme, mais aussi de contribuer à alimenter les besoins de justification auprès de la commission européenne, associés à l'ouverture des années de livraison.

La mise en place du mécanisme de capacité s'est accompagnée de plusieurs études menées par RTE (Rapport d'accompagnement des règles (2014), Analyse d'impact du mécanisme de capacité (2018)) et d'autres organisations (UFE-BDEW, FTI-CL, CEEM) visant à évaluer les coûts et les bénéfices de la mise en place d'un mécanisme de capacité pour la collectivité. Ces analyses ont été réalisées ex-ante sur des visions prospectives de l'évolution du système électrique, qui peuvent sembler aujourd'hui obsolètes. Une analyse ex-post, sur les trois premières années de fonctionnement, de ce qui s'est réellement passé (par comparaison à un scénario contrefactuel préalablement établi) est à même d'apporter des éclairages nouveaux en regardant à la fois le bénéfice créé et les coûts générés (dont les coûts de mise en œuvre opérationnel du mécanisme de capacité, qui sont traditionnellement omis mais qui peuvent désormais être estimés).

L'étude d'impact du mécanisme de capacité publiée par RTE début 2018 avait distingué le gain associé à la réduction de l'énergie non distribuée (lié à la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement) du gain associé à la maîtrise des coûts de financement à travers la réduction du risque engendrée par le mécanisme de capacité pour les nouveaux investissements, dans un scénario prospectif avec de forts besoins d'investissements exposés à la volatilités des prix de marché (investissements en CCG et TAC notamment). Ce second bénéfice était prépondérant dans l'analyse. Dans un contexte actuel où les besoins d'investissements en capacités exposés aux prix de marché sont limités, l'effet lié à la réduction du risque est susceptible de ne représenter que peu de valeur du point de vue collectif. En ce qui concerne les bénéfices de la réduction de l'énergie non distribuée, ceux-ci pourront être évalués à partir du scénario contrefactuel « sans mécanisme de capacité » proposés dans la partie 1.a.

L'ensemble de ces bénéfices seront comparés aux coûts induits par le mécanisme de capacité. Comme dans l'étude d'impact de 2018, ces coûts intègrent le coût des capacités que le mécanisme de capacité a contribué à maintenir dans le système électrique mais seront complétés des coûts estimés d'implémentation et de gestion opérationnelle du mécanisme de capacité.

Questions 1.4 sur l'analyse coûts-bénéfices pour la collectivité

Partagez-vous l'intérêt de réaliser une analyse sur les coûts et bénéfices du mécanisme de capacité, basée sur le fonctionnement observés sur les années passées ?

Selon vous, quelles composantes de coûts et de bénéfices sont à intégrer dans l'analyse ?

En particulier, pourriez-vous transmettre une estimation des coûts d'investissement et des coûts opérationnels générés chez vous par la mise en œuvre du mécanisme de capacité ?

Par ailleurs, considérez-vous que la mise en place du mécanisme de capacité à pas annuel et/ou de l'appel d'offres long terme se traduit-elle par une réduction du risque susceptible de créer un bénéfice ? Si tel est le cas, comment se matérialise-t-elle en pratique pour vous ?

1.5. Coût du mécanisme de capacité pour les consommateurs

La mise en place du mécanisme de capacité se traduit par un nouveau poste de coût pour les consommateurs. Les estimations, comme celles présentées dans le Market Monitoring Report annuel de l'ACER se basent sur une représentation simplifiée du fonctionnement du marché français sans tenir compte de ses spécificités (notamment l'ARENH). Une analyse précise, prenant en compte le fonctionnement réel du marché français et les historiques d'approvisionnement en capacité des fournisseurs sera réalisé, sur la base d'analyse des échanges de certificats (échanges lors des enchères, gré-à-gré, ARENH, …) et des prix associés. L'analyse s'intéressera notamment au coût du mécanisme

de capacité transféré au niveau des acteurs obligé, selon leur modalité d'approvisionnement et selon leur portefeuille client. Le mode de transfert des fournisseurs auprès des consommateurs (hors consommateurs au TRV dont la formule est connue) fait par ailleurs l'objet d'une analyse par la CRE, dans le cadre du rapport sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel.

Les résultats pourront être mis en perspective en les comparant à d'autres pays européens.

Questions 1.5 sur l'analyse du coût pour le consommateur

Partagez-vous l'intérêt de réaliser une analyse sur le coût pour le consommateur ? Avez-vous des recommandations concernant la méthodologie à utiliser ?

2. Articulation du mécanisme de capacité avec la feuille de route climat énergie

Le mécanisme de capacité français a été conçu comme un outil visant à répondre à l'enjeu de sécurité d'approvisionnement en respectant le principe de neutralité technologique dans le cadre imposé par la feuille de route énergie climat (e.g. mise en place d'un critère portant sur les émissions CO_2 dans le cadre de l'AOLT). Il repose également sur une obligation légale que toute capacité de production en France se certifie pour participer au marché, participant ainsi au financement d'autres dispositifs de soutien non cumulables avec l'AOLT (e.g. obligation d'achat pour les énergies renouvelables). Enfin, par nature, la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement participe également à l'accompagnement de la politique de déclassement des centrales au charbon en place, à la fois à travers le mécanisme à pas annuel mais aussi et notamment via l'expression d'un besoin pour de nouvelles capacité dans les appels d'offres long terme organisés en 2019.

Les études mentionnées dans cette partie visent à explorer les enjeux de rémunérations spécifiques aux technologies compatibles avec la feuille de route climat énergie du gouvernement, dont notamment les effacements et les actions de maitrise de la pointe de consommation, les capacités de stockage et les énergies renouvelables.

2.1. Contributions du mécanisme de capacité à la transition énergétique

Afin de clarifier le rôle du mécanisme de capacité dans un contexte de transition énergétique, RTE propose de décliner des analyses selon deux approches :

- ***Dans quelle mesure le mécanisme de capacité contribue à l'émergence et/ou au maintien et/ou au développement de moyens compatibles avec les ambitions affichées par la politique énergie climat du gouvernement ?*** Cette analyse s'intéressera notamment à quantifier la rémunération apportée par le mécanisme de capacité pour les flexibilités suivantes : effacements tarifaires, effacements valorisées explicitement et capacités de stockage. Il s'agira notamment de s'assurer que cette rémunération peut se traduire par le maintien en service ou le développement de ces technologies.
- ***Dans quelle mesure le mécanisme de capacité participe-t-il au financement des énergies renouvelables ?*** L'approche retenue d'un mécanisme sur toute la capacité apporte une valorisation capacitaire à tous les moyens disponibles lors des heures critiques et participe ainsi au financement des filières des énergies renouvelables et des nouvelles flexibilités, laquelle rémunération est déduite des autres dispositifs de soutien versées à ces technologies. RTE propose de quantifier cet effet dans le cadre du retour d'expérience.

Questions 2.1 sur l'articulation entre le mécanisme et la feuille de route climat énergie

Partagez-vous l'intérêt d'analyser l'articulation du mécanisme de capacité avec la feuille de route énergie climat du gouvernement ? Disposez-vous d'éléments quantitatifs à même d'alimenter cette analyse ?

2.2. Appel d'offres long terme

Les appels d'offres long terme ont été conceptualisés pour faire émerger de nouvelles capacités utiles au respect du critère de sécurité d'approvisionnement à moyen terme. Avec l'introduction d'un seuil d'émission CO_2 applicable aux capacités éligibles pour assurer sa cohérence avec le projet de PPE, les potentiels lauréats de cet appel d'offres sont de facto compatibles avec les objectifs exprimés dans la feuille de route énergie climat du gouvernement. RTE propose d'interroger la capacité de l'AOLT dans sa configuration actuelle à faire émerger des nouvelles flexibilités et/ou des énergies renouvelables, notamment sur les questions de temporalité, de conditions d'éligibilité et d'articulation avec le dispositif de base du mécanisme de capacité. Le périmètre des analyses à mener pourra être défini sur la base des résultats des premiers AOLT.

Questions 2.2 sur l'appel d'offres long-terme

Partagez-vous l'intérêt de faire porter le retour d'expérience sur l'appel d'offres long terme ? Quels aspects de cet appel d'offre vous semble à analyser ?

3. Comportement des acteurs et efficacité des incitations en place

L'architecture décentralisée du mécanisme de capacité français a constitué un sujet de débat important lors de la construction du mécanisme. Ce choix initial fait encore l'objet de discussion, comme en témoigne les demandes de la Commission de régulation de l'énergie et l'Autorité de la concurrence pour que ce choix d'architecture soit réétudié.

Le caractère décentralisé du mécanisme de capacité français le distingue des autres mécanismes mis en place en Europe et résulte d'une volonté de responsabiliser directement les fournisseurs et les consommateurs, au-delà du simple financement de leur obligation de capacité. Ce choix d'une architecture décentralisée ainsi que celui de valoriser des capacités selon leur disponibilité réelle ont fait l'objet de justifications théoriques, notamment dans le rapport publié par RTE en 2014[4]. Les éléments de justification portaient notamment sur l'intérêt de la responsabilisation des acteurs côté offre (fournisseurs, consommateurs) pour maîtriser la consommation à la pointe et de l'ensemble des acteurs (côté offre et demande) pour estimer (et affiner leur estimation au fil de l'eau) sur leur disponibilité et leur consommation effective lors des jours de pointe permettant que le système soit dimensionné au plus juste et ainsi de limiter le coût.

Les éléments théoriques ayant conduit à ces choix peuvent aujourd'hui être confrontés à l'observation du fonctionnement réel du mécanisme de capacité français. Notamment, l'analyse du comportement des acteurs (capacité des acteurs obligés à prévoir leur obligation et temporalité de la couverture, actions de maîtrise de la pointe et développement des effacements « implicites », capacité des exploitants de capacités à prévoir leur disponibilité et temporalité de la couverture, formation du prix, …) peut contribuer à valider ou invalider les hypothèses ayant conduit aux choix initiaux. **RTE propose de mener des analyses sur les comportements des acteurs** (de façon globale et non nominative) **du mécanisme de capacité afin d'apporter d'alimenter le débat sur l'architecture de marché.**

3.1. Comportement et incitations – acteurs obligés

Le bon fonctionnement d'un dispositif décentralisé repose sur l'hypothèse que la somme des anticipations individuelles de consommation, si les acteurs obligés sont en capacités de mener ces calculs, est plus juste qu'un calcul centralisé mené à la maille France. Le retour d'expérience devra pouvoir analyser la capacité des acteurs obligé à effectuer des anticipations fines et d'analyser, de manière plus générale, la stratégie de couverture des acteurs obligés afin d'apporter des éléments d'éclairage sur le fonctionnement du marché de capacité depuis son lancement.

[4] Mécanisme de capacité – Rapport d'accompagnement de la proposition de règles

Afin d'estimer la capacité des acteurs obligés à anticiper individuellement leur niveau d'obligation à couvrir, RTE propose de comparer la trajectoire des anticipations des acteurs obligés (pré-estimation d'obligation, niveau de couverture) à l'obligation estimée et/ou définitive ex-post, par type d'acteur. Par ailleurs, RTE propose également de mettre en regard, la somme des anticipations individuelle à la maille France avec les niveaux de prévision d'obligation France déduites des analyses du bilan prévisionnel. En cas d'écart avéré, RTE proposera des analyses à même d'expliquer ces écarts.

La couverture de l'obligation par les acteurs obligés avant l'année de livraison contribue au bon fonctionnement du mécanisme de capacité. RTE propose donc d'analyser la temporalité des actions de couverture des acteurs obligés par taille, type d'acteur concerné, etc.

Questions 3.1 sur le comportement et les incitations pour les acteurs obligés

Partagez-vous l'intérêt d'analyser la capacité des acteurs obligés à anticiper leur obligation individuelle, et à en comparer la somme à une anticipation centralisée (prévision d'obligation) ? Par ailleurs, jugez-vous utile que RTE puisse analyser la temporalité de couverture des acteurs obligés ? Ainsi que la stratégie de couverture de leur obligation anticipée ?

3.2. Comportement et incitations – exploitants de capacité

Le dispositif de contrôle de disponibilité mis en place dans le cadre du mécanisme de capacité français avait pour objectif que les acteurs puissent transmettre dès que possible la meilleure information à leur disposition sur leur niveau de disponibilité (frais de rééquilibrages croissant). Cette approche a été couplée, suite à la décision d'approbation de la Commission européenne, par la mise en place d'un certain nombre de contrôle afin d'éviter que les acteurs disposant d'un pouvoir de marché n'en abuse en cherchant à tendre ou allonger artificiellement le marché (tunnel de certification, notion de volume cumulé de rééquilibrage). Le retour d'expérience devra pouvoir interroger la valeur ajoutée de ces dispositifs apportant des éléments d'analyse sur le comportement des exploitants de capacités évoluant dans le cadre incitatif en place.

Afin d'estimer la capacité d'anticipation de la disponibilité par les exploitants de capacité, il est proposé de regarder la trajectoire de la prévision de disponibilité des acteurs (NCC), de la comparer à la disponibilité effective (NCE), par filière et par type d'acteur.

L'efficacité des dispositifs visant à inciter les acteurs à fournir leur meilleure prévision de disponibilité (dispositif de rééquilibrage « payant ») et à éviter de manipuler le marché (tunnel de certification) devra aussi être évaluée. RTE propose de partager un bilan sur :

- les demandes de dérogation au tunnel de certification ;
- les demandes de rééquilibrage menées.

Il s'agira notamment d'assortir ces bilans d'éventuelles analyses sur l'efficacité de ces dispositifs incitatifs en place.

Enfin, en cohérence avec ce qui est proposé sur la couverture des acteurs obligés, RTE propose de présenter des analyses sur la temporalité des mise en vente des garanties de capacité par type d'acteur (acteur intégré, taille du RPC), ce afin d'apporter des éléments d'éclairage sur le fonctionnement du marché.

Questions 3.2 sur le comportement et les incitations pour exploitants de capacité

Partagez-vous l'intérêt d'analyser la capacité des exploitants de capacités à anticiper leur disponibilité et à la communiquer, dès que possible, au marché ? Par ailleurs, l'analyse de l'efficacité des dispositifs incitatifs en place vous semble-t-elle utile à mener dans le cadre de ce retour d'expérience ?

3.3. Formation du prix de la capacité

La compréhension de la formation du prix de la capacité constitue une des principales attentes des différentes parties prenantes. La Commission de régulation de l'énergie (cf. rapport Fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel – CRE, Juillet 2019) a mené des analyses sur la formation du prix de la capacité et a conclu que la temporalité du mécanisme, la multiplicité des enchères et les contraintes d'offre conduisent les acteurs à s'éloigner du cadre théorique d'intervention sur le marché de capacité.

Ces analyses menées par la CRE ont aussi permis de fournir des éléments sur les niveaux théoriques des prix et identifier la compatibilité de ces niveaux avec les prix réellement observés. Le travail que RTE pourra faire ne visent pas à reproduire ces analyses mais à apporter des compléments, en considérant d'autres stratégies de couverture sur les marchés énergie par les acteurs, en tenant compte de revenus annexes (revenus sur le MA et la contractualisation des réserves) et de filières pouvant présenter des « missing-money » non nuls (effacement, cogénération). RTE proposera également une évaluation du prix enchère par enchère sur la base du registre de certification à date et étudiera l'évolution de ce prix en le comparant aux résultats des sessions de marché organisé.

Pour cela, RTE propose de reconstituer une courbe d'offre et de demande théorique sur la base des fondamentaux et de l'ensemble des informations disponibles à la date des enchères. Sur la base de ces éléments, des variantes s'éloignant du cadre théorique pourront être testées dans l'objectif d'apporter une meilleure compréhension du résultat des enchères aux acteurs.

Questions 3.3 sur la formation des prix

Partagez-vous l'intérêt de mener des analyses sur la formation des prix ? Avez-vous des suggestions de méthode ? Dans l'objectif de reconstituer une courbe d'offre théorique, êtes-vous disposés à mettre à dispositions des informations sur les coûts des moyens de production et d'effacements ?

3.4. Incitations relatives aux signaux PP1/PP2

Le mécanisme de capacité renvoie des incitations pour les acteurs obligés lors des jours de pointes PP1, et des incitations aux exploitants de capacité et responsables de périmètres de certification lors des jours de pointe PP2.

Afin d'interroger l'efficacité des incitations en place, RTE propose d'analyser la pertinence de ses signaux à travers deux approches :

- **Analyse des tirages passés :** RTE propose d'analyser les tirages effectués dans le passé pour notamment les mettre en regard des conditions du système électrique, des stocks et des autres signaux (e.g. Tempo). Ces analyses pourront notamment interroger le choix des critères de tirages retenus en regard des incitations souhaitables et la question de la cohérence entre les signaux PP* et les autres signaux ;
- **Impact sur les comportements des acteurs :**
    - analyse de l'impact du tirage d'un jour PP1 sur la consommation ;
    - analyse de l'impact du tirage d'un jour PP2 sur la disponibilité proposée sur les marchés de l'énergie (disponibilité totale, justesse des activations, ratio réalisé/disponibilité par technologie, prix d'offres).

Ces analyses pourront notamment interroger le choix d'avoir des signaux PP1 et PP2 différenciés.

Questions 3.4 sur les signaux PP1 et PP2

Partagez-vous l'intérêt d'analyser les tirages PP1 et PP2 passés pour les mettre en regard des conditions du système électrique et analyser l'impact que leur tirage a pu avoir sur le système électrique ?

4. Modalités opérationnelles et enjeux de complexité en regard des enjeux de précision

Il ressort des échanges ayant lieu dans le cadre de la concertation que le mécanisme de capacité est considéré comme complexe à la fois sur le plan réglementaire et sur les aspects opérationnels de son implémentation. Cette complexité perçue s'explique par plusieurs raisons :

- Le « produit » sur lequel porte le mécanisme de capacité

Par nature, le mécanisme de capacité porte sur un objet qui est plus complexe que le marché de l'énergie : la disponibilité des capacités à délivrer de l'énergie est plus difficile à quantifier que l'énergie produite, qui ne nécessite que les données de comptage[5]. Des dispositifs de contrôles (qui sont aussi nombreux que les modes de mise à disposition d'une puissance – sur le MA, les services systèmes, via la production effective, via NEBEF, etc.) sont donc nécessaires et des dispositions pour traiter les situations où la disponibilité déclarée n'est pas effectivement lors la sollicitation doivent être définies (avec des coefficients d'abattement, etc.).

- Le choix d'un mécanisme « optimisé », prenant en compte les spécificités des capacités

Le mécanisme de capacité français a été conçu de manière à éviter un surdimensionnement en capacité du système électrique en tenant compte de façon aussi précise que possible de la contribution de chaque capacité à la sécurité d'approvisionnement : Ainsi, la prise en compte des disponibilités effectives (hors EnR) des contraintes de stock, de l'effet de la thermosensibilité visent à prendre en compte de façon précise la contribution de chaque capacité à la sécurité d'approvisionnement et la capacité globalement disponible.

Ceci permet d'obtenir un diagnostic le plus juste possible sur la sécurité d'approvisionnement et la cohérence avec le Bilan prévisionnel et ainsi d'éviter tout surcoût dérivant d'un potentiel surdimensionnement, mais également pour renvoyer les incitations les plus justes possibles à l'ensemble des acteurs.

- L'encadrement des comportements des acteurs et les exigences de la DG concurrence de la Commission européenne

Le bon fonctionnement du mécanisme repose sur le fait que les acteurs adoptent un comportement vertueux du point de vue de la concurrence et ce afin que les interactions des acteurs de marché assurent une optimisation du surplus collectif. Différentes dispositions visent à cet objectif et ont été en grande partie introduites dans la décision de la DG concurrence de la commission européenne lors de l'approbation du mécanisme de capacité, en 2016. Il s'agit de dispositions sur les obligations de ventes

[5] Sauf pour les effacements de consommation où une courbe de référence « sans effacements » doit être reconstituée.

de certificats aux différentes enchères pour certains acteurs, d'encadrement des puissances certifiées (tunnel de certification et dispositifs encadré de dérogation, des modalités et frais de rééquilibrages, etc.).

4.1. Diagnostic sur la complexité

Afin de rationaliser les débats sur la complexité perçue du mécanisme et de cibler quels aspects du mécanisme sont sources de complexité, RTE propose d'identifier un certain nombre d'indicateurs quantitatifs à même de mesurer les enjeux de complexité liés au mécanisme :

- les personnes mobilisées et les coûts associés au bon fonctionnement du mécanisme, par type de métier et par sujet et pour les différentes parties prenantes ;
- la volumétrie de sollicitation de la part des parties prenantes et les délais de réponse par type de sujets ;
- la volumétrie des contestations des acteurs (en nombre et en euros) et la répartition des contestations selon la nature des questions.

Questions 4.1 sur le diagnostic sur la complexité du mécanisme

Partagez-vous l'intérêt d'objectiver le débat sur la complexité du mécanisme en identifiant les thématiques ou dispositifs les plus complexes du mécanisme en place et des indicateurs objectifs ? En particulier, pourriez-vous partager, dans le cadre de cette concertation, des éléments quantifiés sur les ressources et les investissements que votre entreprise a mobilisé sur les différents volets du mécanisme (obligation, certification, échanges…) et dans les différents type de tâches (règlementaire, fonctionnement SI, gestes opérationnel) ?

La complexité du mécanisme de capacité a-t-elle participé à entrainer des erreurs chez vous ? Si oui, sur quel sujet ? Avez-vous d'autres indicateurs à proposer à RTE pour identifier les principales sources de complexité du mécanisme ?

4.2. Enjeux de complexité en regard de la précision des incitations pour la sécurité d'approvisionnement

Il apparait qu'un certain nombre de dispositions considérées comme complexe dans le mécanisme de capacité, ont été mises en place afin d'optimiser le mécanisme : justesse des incitations, précision dans le reflet de la contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement (pour la certification), dans la contribution au besoin de capacité (pour l'obligation). Afin que le retour d'expérience puisse constituer un outil d'aide de prise à la décision pour la mise en place d'éventuelles mesures de simplification du

mécanisme, RTE propose de mettre en regard la complexité de certains dispositifs par rapport aux enjeux associés. En particulier, RTE propose d'analyser les dispositions suivantes :

- méthodes de calcul de la disponibilité « par le réalisé » vs « normative » (i.e. basée sur les historiques) ;
- modalités de prise en compte de la thermo-sensibilité (pour la certification et l'obligation) ;
- prise en compte des contraintes de stock

Cette liste sera complétée selon les retours sur les sources de complexité.

Questions 4.2 sur l'arbitrage entre complexité et précision du mécanisme

Partagez-vous l'intérêt d'analyser certaines dispositions potentiellement complexes au regard de l'intérêt en termes de précision qu'elles apportent ?

Avez-vous des remarques ou propositions sur les périmètres des dispositions à considérer ?

4.3. Temporalité du mécanisme de capacité

La temporalité du mécanisme de capacité est longue : un exercice s'étend sur 7 années en régime nominal, de 4 années avant la livraison (pour la certification et les premiers échanges) à 3 années après la livraison (pour les règlements financiers définitifs). Cette temporalité, dont l'objectif était à la fois d'envoyer des signaux économiques suffisamment longtemps à l'avance et d'effectuer des règlements financiers sur les données les plus fiables possibles (après la reconstitution temporelle du dispositif de responsable d'équilibre) peuvent participer à l'accumulation d'enjeux variés sur différents exercices à mener en parallèle et peut se traduire par une complexité de gestion pour les acteurs et l'émergence de coûts induits par des incertitudes financières sur le moyen terme (e.g. coûts de trésorerie).

S'agissant de la temporalité du mécanisme de capacité, RTE identifie deux axes à approfondir via les travaux menés dans le cadre du REX :

- des enjeux de justesse du diagnostic vis-à-vis de la temporalité ex-ante : Avec l'expérience de paramétrage proposée par RTE fin 2019 pour les années de livraison 2021 et 2022, RTE identifie que la fixation de certains paramètres 4 ans à l'avance est de nature à créer un écart entre le diagnostic initial (en AL-4) et l'année de livraison. Dans ce contexte et sur la base des analyses de cohérence menées entre la vision du bilan prévisionnel et du mécanisme de capacité, RTE propose d'interroger la temporalité de fixation de certains déterminants du mécanisme, comme les paramètres du mécanisme de capacité et les éléments dimensionnant l'organisation de l'appel d'offres long terme;

- des enjeux liés aux délais techniques et opérationnels : RTE propose de cartographier tous les délais existants, de questionner leur raison d'être et d'identifier les perspectives d'évolution de cette temporalité dont notamment :
    - la certification – [AL-4; AL] + délai variable (multi-GR, dérogation au tunnel etc …)
    - le calcul du NCE estimé – 30/06/AL+1
    - le calcul du NCE définitif – 01/03/AL+3
    - le calcul de l'obligation estimée – 31/12/AL+1
    - le calcul de l'obligation définitive – 1/03/AL+3
    - les règlements financiers – [20/03/AL+3; 10/07/AL+3].

Questions 4.3 sur la temporalité du mécanisme

Partagez-vous l'intérêt de requestionner la temporalité du mécanisme de capacité ? Quels aspects vous semble à analyser en particulier ?

4.4. Participation transfrontalière

Sur la base de la récente publication du paquet énergie propre et l'expérience de négociation d'accords bilatéraux avec les GRT voisins, RTE propose de faire le bilan sur l'introduction de la participation transfrontalière dans la perspective d'amorcer une réflexion sur :

- des modalités de participation transfrontalière directe ne nécessitant pas la mise en place d'accord bilatéraux, ce afin de respecter l'obligation de mise en œuvre de la participation transfrontalière directe dans un contexte de négociation incertain;
- des perspectives d'amélioration de l'articulation de la procédure approfondie avec le marché;
- les enjeux d'européanisation des mécanismes capacité.

Questions 4.4 sur les modalités de participation transfrontalière

Partagez-vous l'intérêt de requestionner les modalités de participation transfrontalière, au regard du fonctionnement constaté ?

5. Autres contributions

Le périmètre des analyses proposées ci-dessous a vocation à être adapté sur la base des retours formulés par les acteurs dans le cadre de la présente concertation. Les acteurs sont ainsi invités à nous faire parvenir toute proposition sur le cadrage du retour d'expérience qui ne correspondrait à aucun des sujets identifiés par RTE via le présent document.

Questions 5 générale sur le périmètre du retour d'expérience

Quelles évolutions proposez-vous sur le périmètre du retour d'expérience du mécanisme de capacité ?