Refonte du mécanisme de capacité français

Appel à contributions

Réponse d'EDF

23/09/2022

Avant-propos

Dans le cadre des réunions préparatoires précédant l'appel à contributions sur la réforme du mécanisme de capacité, RTE a présenté le 29 juin les principes envisagés pour le futur mécanisme en proposant notamment plusieurs modalités de définition de son périmètre et de fixation du prix de la capacité et en scénarisant la manière dont pourrait être notamment inséré le parc nucléaire. Ce choix méthodologique repose sur les prérequis exposés en séance par RTE d'assurer une juste allocation de la rémunération capacitaire, proportionnée aux nécessités de la sécurité d'alimentation (titres respectivement de la partie 3 et de sa 1ère sous-partie). Ces prérequis répondent à la préoccupation exprimée à plusieurs reprises dans la présentation et le document transmis aux participants (e.g. diapositive 19 « un coût maitrisé pour le consommateur ») qui reprennent pour partie les arguments développés par la CRE dans sa délibération du 23 septembre 2021 ainsi que par la Cour des Comptes dans son rapport d'évaluation des politiques publiques sur l'organisation des marchés de l'électricité rendu public sur son site le 5 juillet 2022, selon lesquels le mécanisme de capacité, par sa nature *market-wide,* générerait des transferts financiers massifs des consommateurs vers les producteurs d'une part, et constituerait une rémunération complémentaire injustifiée au titre de la sécurité d'alimentation pour certaines filières d'autre part. L'analyse de la Cour se focalisant uniquement sur le coût pour le consommateur, la réponse du Président d'EDF [(1)] a permis notamment de rappeler que **l'évaluation socio-économique faite dans les règles par RTE dans son REX a montré un gain net positif pour la collectivité**. Outre le fait que seule une approche socio-économique permet de fonder une décision de politique publique, ce qui devra sous-tendre l'analyse des différentes options mises en discussion par RTE, EDF souhaite rappeler que l'objet du mécanisme de capacité est la sécurisation de la puissance installée et disponible nécessaire au respect du critère de sécurité d'alimentation : son architecture doit répondre uniquement à cet objectif qui doit être strictement distingué de celui de régulation des revenus des opérateurs qui est une autre prérogative de la puissance publique.

Dans ce contexte, EDF souhaite rappeler quelques fondamentaux qu'elle juge nécessaires à la conduite d'une réflexion aboutie permettant une réforme efficace du mécanisme :

- Pour encadrer le risque de défaillance, la puissance publique instaure une obligation pour assurer que la puissance installée et disponible permet de respecter le critère de 3 heures par an en espérance. Cette obligation de capacité impose une contrainte aux exploitants de capacité (de production ou d'effacement), celle de maintenir en service le volume de capacités nécessaires pour assurer la sécurité d'alimentation des consommateurs français.

[1] : page 271 du rapport susmentionné de la Cour : « *Concernant le mécanisme d'obligation de capacité, l'appréciation de son efficacité devrait reposer sur une évaluation objective. EDF regrette que l'analyse de la Cour ne repose pas sur un bilan socio-économique du dispositif complet comparant les coûts pour la collectivité dans deux situations avec et sans mécanisme assurant la sécurité d'approvisionnement des consommateurs. Cette approche usuelle aurait permis d'éclairer sans ambiguïté la pertinence économique et l'impact pour les consommateurs de la mesure. La Cour met en avant un coût pour le consommateur et l'existence d'effets d'aubaine pour certaines filières de production : EDF ne partage pas ce diagnostic non étayé et relève que RTE, dans son retour d'expérience, a estimé que « le coût du mécanisme de capacité français s'établit au milieu de la fourchette des coûts portés par les consommateurs européens au titre de leurs mécanismes de capacités », qu'en contrepartie de son coût, il en résulte un gain net positif pour la collectivité et qu'il a eu un rôle avéré dans le maintien du niveau attendu de sécurité d'alimentation par les pouvoirs publics ».*

- Il résulte de cette obligation un risque d'occurrence des situations de défaillance et de pics de prix moindre que celui qui serait constaté en l'absence d'intervention publique se traduisant pour les producteurs et les consommateurs respectivement par des revenus et des prix moins élevés, ce qui doit être pris en compte dans le bilan économique du mécanisme.
- Il résulte également de ce choix qu'un bien économique nouveau, la garantie de capacité, est créé pour refléter la contribution au maintien de la sécurité d'approvisionnement qu'apportent les capacités certifiées. Il importe dès lors que la valeur de ce bien puisse se révéler via un processus concurrentiel de formation du prix, autrement dit sans considération de la filière ou du statut régulé ou non d'un actif donné. En effet, **sans les moyens autres que de pointe, le passage de cette pointe ne pourrait évidemment pas être assuré : chaque kW de garantie de capacité a ainsi la même valeur pour la sécurité d'alimentation, principe de non-discrimination entre les capacités qui fonde nombre de mécanismes mis en œuvre en Europe ou dans le reste du monde dans le respect du principe économique fondamental « d'un même prix pour un même bien ou service »**. C'est également une condition nécessaire pour que le mécanisme envoie des signaux d'investissement/déclassement pertinents, qui ne distordent pas le mix de production en faveur des actifs de pointe et garantissent ainsi que la sécurité d'approvisionnement est assurée au moindre coût pour la collectivité.
- En conséquence, EDF considère que le traitement **des éventuels effets distributifs du mécanisme de capacité appartient à la puissance publique et s'inscrit dans un cadre distinct. En particulier, ces effets ne sauraient être traités par des modifications *ad hoc* du mécanisme reposant sur des choix arbitraires de différenciation ex ante des prix de la capacité qui par ailleurs viendraient distordre le mécanisme de formation du prix de la capacité. Cette question relève en effet d'une refonte plus globale du design de marché** pour offrir une meilleure visibilité des revenus pour les producteurs et des prix pour les consommateurs, et des conditions plus propices à l'investissement dans les moyens de production comme dans l'électrification des usages, pour conduire la transition énergétique au moindre coût.

Les différentes configurations présentées par RTE lors du GT du 29 juin introduisent la possibilité de rompre le principe fondamental rappelé ci-dessus d'un prix unique pour tous les kW de puissance installée et disponible pour le respect du critère de sécurité d'alimentation en introduisant la notion de *capacity-wide* intégrant soit un critère d'éligibilité des filières selon qu'elles sont sous dispositif de soutien ou pas, soit un contrôle de la rémunération pour la différencier selon les filières. Outre que la décision de la Commission Européenne prévoit que la valeur des garanties de capacité n'est pas fixée administrativement, **les dispositifs envisagés par RTE reposent sur la régulation conjointe des volumes et des prix et conduisent de facto à une asymétrie des revenus pour les moyens nécessaires à la sécurité d'approvisionnement des consommateurs ainsi qu'à une distorsion de concurrence entre les technologies et les acteurs.** Cette orientation de RTE est *a priori* induite par l'hypothèse qu'une régulation dans la durée du nucléaire existant succède au mécanisme d'ARENH en vigueur jusqu'en 2025. La présente consultation est la refonte du mécanisme de capacité en vigueur pour améliorer son efficacité afin de sécuriser le besoin avant l'année de livraison (AL) et assurer la robustesse et la visibilité de la formation du prix de la capacité : la question de la régulation des revenus des acteurs est une autre question relevant d'autres instances d'instruction et d'autres outils.

Pour ces raisons, EDF demande que l'architecture *market-wide* reposant sur un fonctionnement en *pay as clear* sans discrimination ou restriction d'éligibilité liée à la technologie ou au statut des actifs soit (i) considérée comme une option à part entière (ii) évaluée objectivement au travers d'une analyse socio-économique telle que celle menée par RTE dans son REX[2].

[2] comme le précise RTE dans son REX : « le cadre d'analyse développé [dans le retour d'expérience] est à même d'alimenter cette étude et de répondre aux attentes réglementaires préalables à l'approbation d'un mécanisme

Les présentes réponses d'EDF aspirent à participer à la définition d'une architecture robuste du mécanisme de capacité afin d'assurer efficacement le respect du critère de sécurité d'alimentation, ni plus, ni moins. **EDF demande que la présente consultation soit uniquement consacrée à cet objectif et souhaite que les mécanismes alternatifs visant à limiter la rémunération capacitaire des moyens de production ou d'effacement soient écartés**.

de capacité au titre des aides d'état (Cf. Règlement européen 2019/943 sur le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité en prévision de la réforme du mécanisme à partir de l'AL 2026).

2. Rôle et objectifs

2.3 Evolution du contexte depuis la mise en oeuvre du mécanisme et enjeux de la prochaine décennie pour le futur mécanisme

Question n°1 : *Avez-vous des remarques sur ces éléments de contexte et sur ces perspectives ?*

D'une part, EDF partage les éléments d'analyse développés par RTE dans la description du contexte ayant prévalu à l'instauration du mécanisme de capacité français ainsi que son diagnostic sur la « relative incertitude » qui caractérise le mouvement de transition conséquent que devrait connaître le système électrique.

D'autre part, EDF estime que **la pénétration croissante de volumes d'énergies renouvelables intermittentes devrait se traduire par une plus grande volatilité des prix de marché** réduisant une visibilité déjà difficile des acteurs sur leur capacité à rentabiliser avec une rémunération raisonnable leurs investissements, voire simplement recouvrer les coûts qui résultent pour eux de l'exploitation des moyens de production (ou d'effacement) nécessaires à la sécurité d'alimentation. Par ailleurs, la pénétration croissante des EnR devrait (i) modifier les caractéristiques de la pointe à couvrir par le parc pilotable (ii) accroître le besoin de flexibilité nécessaire pour assurer l'équilibre offre/demande et renforcer les incitations pour les consommateurs à moduler leurs consommations.

Si le recours à un mécanisme de capacité est justifié dès lors que le niveau de capacité exigé pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement est supérieur à celui spontanément atteint par le marché, l'**évolution du système électrique à moyen terme ne fait que renforcer cette nécessité.** En outre, la sécurisation à l'horizon moyen terme des capacités nécessaires au respect du critère public de sécurité d'approvisionnement sera un levier essentiel pour l'accompagnement de la transition du secteur électrique et l'électrification des usages qui conduiront l'économie française à la neutralité carbone en 2050.

3. Rôle et objectifs du futur mécanisme de capacité

3.1 Continuer d'assurer la sécurité d'approvisionnement…

3.1.1 Rémunérer les capacités disponibles lors des périodes de tension pour le système électrique

Question n°2 : *Compte-tenu de ces éléments, quelle serait selon vous la meilleure façon d'atteindre cet objectif ? Le besoin à couvrir par le futur mécanisme devra-t-il continuer à être défini comme la pointe de consommation (mais de laquelle la contribution des capacités non pilotables pourrait être déduite) ou bien comme la pointe de consommation résiduelle ?*

EDF partage l'analyse de RTE selon laquelle le mécanisme de capacité a pour vocation fondamentale d'assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs en France, c'est-à-dire d'assurer le respect du critère traduisant le niveau de risque collectivement consenti en garantissant la présence et la disponibilité de suffisamment de capacités de production et d'effacement pour couvrir la consommation d'électricité avec un risque limité de devoir recourir à des moyens exceptionnels. Par ailleurs, les réflexions sur l'évolution du critère à moyen terme qui doivent accompagner l'évolution attendue du système électrique et le rôle croissant de l'électricité dans la satisfaction des besoins en énergie finale de notre économie renforcent la nécessité de réformer l'architecture du mécanisme de capacité au regard des principaux éléments de diagnostic mis en évidence par le REX, à savoir la **nécessité d'assurer que le besoin de capacité sera sécurisé avant toute année de livraison d'une part, de renforcer la solidité et l'efficacité du signal de prix d'autre part**.

A ce titre, à cadre de régulation long terme du marché européen inchangé, l'architecture appelée de ses vœux par EDF est **l'organisation d'une session unique de marché 3 ou 4 années en amont de l'année de livraison pour confronter la totalité du besoin de capacité assurant le respect du critère de sécurité d'alimentation (la « demande ») avec toute l'offre de capacité** de production ou d'effacement, existante ou nouvelle. Une deuxième session avant AL pourrait être organisée

uniquement en cas de révision à la hausse du besoin total de capacité, constaté 3 ou 4 années en amont de l'AL, pour permettre l'engagement de capacités supplémentaires.

En revanche, EDF préfère que soit utilisé le terme plus exact et précis de « pointe de consommation adressée aux capacités pilotables » à celui de pointe de consommation résiduelle. Ce terme permet en effet :

- De bien dissocier le volet pilotable de la demande pour l'intégrer au volet « offre de capacité » et le différencier de la notion de « consommation non flexible résiduelle » utilisée par RTE, ce que justifie par ailleurs l'objectif d'une plus grande participation de la demande aux équilibres offre/demande,
- Ne pas induire par l'adjectif « résiduel » l'idée que la consommation restant à couvrir renvoie à des volumes de capacités à la marge de ce qui est nécessaire.

Enfin, EDF souhaite que soit laissée ouverte la discussion sur la nature *market-wide* du mécanisme (voir l'avant-propos). A ce titre, EDF souhaite que soit clarifiée la définition retenue par le document d'une pointe de consommation restant à satisfaire par des moyens pilotables de telle sorte que toutes les capacités, existantes ou à venir, (i) conservent une obligation de participer (ii) reçoivent la même incitation à se rendre disponible indépendamment du type de filière ou de mode de rémunération.

Par ailleurs, compte tenu des enjeux que cela revêt pour tous les acteurs, EDF souhaite que les analyses sur l'évolution du paysage de défaillance conduites par RTE soient partagées et permettent rapidement de préciser la période et la durée d'engagement des capacités nécessaires pour couvrir les pointes de consommation qui devront être satisfaites ainsi que le volume du besoin renvoyant au nouveau concept de pointe de consommation adressée aux capacités pilotables.

3.1.2 Faire éventuellement émerger de nouvelles capacités lorsque celles-ci sont nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement

Question n° 3 : *Considérez-vous nécessaire de continuer à assigner comme rôle au futur mécanisme de capacité celui de faire émerger de nouvelles capacités ? Pour quelles raisons ?*

Le mécanisme de capacité a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs sur le territoire français. L'atteinte de cet objectif nécessite la sécurisation à l'horizon moyen terme (≤ 5 ans) des capacités nécessaires au respect du critère public de sécurité d'approvisionnement. A cet égard, EDF considère que le futur mécanisme doit permettre (i) la participation de l'ensemble des capacités existantes et (ii) l'émergence de capacités nouvelles sans distinction de filière ou de mode de rémunération. En particulier, EDF estime que toutes les capacités développées dans le cadre de dispositifs de soutien (EnR ou non) contribuent directement à la sécurité d'approvisionnement des consommateurs et doivent, à l'instar des capacités non-soutenues, participer explicitement à la sécurisation du besoin par le biais du mécanisme de capacité.

Les dispositifs de soutien contribuent au développement à long terme (> 10 ans) d'un parc répondant aux objectifs de structure de mix de la PPE à travers le développement ciblé de filières assurant, conformément à la SNBC, sa neutralité carbone en 2050. Au-delà du cadre actuel, **EDF souhaite que soient mis en place des instruments (par exemple contrats pour différence alloués via des appels d'offres) qui permettront le pilotage de l'ensemble du mix électrique, ce pilotage s'appuyant sur des trajectoires d'investissement qui devront intégrer la contrainte des ressources nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement.**

Néanmoins, EDF juge que **les dispositifs de soutien ne peuvent garantir seuls la sécurité d'approvisionnement des consommateurs**, que ce soit dans le cadre actuel ou dans le nouveau cadre qu'elle souhaite de ses vœux. Entre autres :

- Les objectifs actuels de développement des filières ne concernent qu'une partie du mix électrique. Par ailleurs, ces objectifs ne seront pas nécessairement atteints dans les délais impartis.
- Les trajectoires de développement des filières ne sauraient être ajustées, en fonction d'aléas de

court ou moyen terme affectant la consommation ou le parc de production, pour assurer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs à moyen terme, sous peine de ne plus offrir aux investisseurs une visibilité suffisante sur l'évolution à long terme du système électrique.

Dès lors, **le mécanisme de capacité reste un dispositif complémentaire indispensable à la garantie de sécurité d'approvisionnement des consommateurs**. En particulier, et si nécessaire, le mécanisme doit permettre l'émergence à moyen terme de capacités nouvelles ou rénovées : se priver de ce levier compromettrait l'objectif du mécanisme, quand bien même le niveau des investissements envisagés est marginal au regard de ceux induits par les dispositifs de soutien.

Dans l'affirmative, certaines filières pourraient-elles selon vous émerger dans des proportions excédant celles visées par les dispositifs de soutien ? Si oui, lesquelles, et dans quelles conditions ? Dans le cas contraire, quelles modalités devraient être prévues selon vous afin de permettre le respect du critère de sécurité d'approvisionnement ?

EDF considère que l'utilisation de contrats pluriannuels dans le cadre du futur mécanisme de capacité vise à permettre (i) la rénovation et/ou (ii) l'émergence de capacités. Sur ce second point, le dispositif pluriannuel serait susceptible de conduire à l'émergence de capacités « dans des proportions dépassant l'objectif d'un dispositif de soutien » si les principes ou paramètres utilisés pour leur sélection ou leur rémunération sont différents, attractifs et, justifiés par le besoin d'assurer la sécurité d'approvisionnement à moyen terme des consommateurs. Le mécanisme de capacité pourrait alors permettre, par exemple, de compenser le retard pris dans le développement d'une filière soutenue donnée en raison de contraintes industrielles, susceptible de menacer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, en accélérant la trajectoire de développement d'une autre filière non contrainte, et ce au moindre coût du fait de la neutralité technologique du mécanisme.

Identifiez-vous d'autres filières susceptibles de se développer sur l'horizon considéré ?

De nouvelles installations de production d'électricité thermiques à combustible décarboné sont susceptibles de se développer sur la période 2025-2035. L'emploi de production électrique thermique à base d'hydrogène décarboné (ou de dérivés) paraît difficilement envisageable ne serait-ce que pour des questions de maturité technologique ou de disponibilité de volume d'hydrogène décarboné. Le recours à des bioénergies pour la production d'électricité, s'il pose des questions en termes de profondeur de gisement et d'usages concurrents, offre toutefois des solutions de décarbonation matures particulièrement adaptées pour répondre à des besoins d'extrême-pointe.

Le développement de ce type de filière pourrait nécessiter le recours à des dispositifs de soutiens publics. La possibilité d'émergence de nouvelles filières souligne toutefois l'importance d'un design du mécanisme de capacité qui soit résilient sur l'ensemble de l'horizon envisagé.

Question n°4 : *Considérez-vous nécessaire de conserver un dispositif pluriannuel dans le cadre du futur mécanisme ? Dans l'affirmative, quel type de dispositif souhaiteriez-vous privilégier ? (merci d'étayer vos raisons et les caractéristiques qu'un tel dispositif devrait avoir)*

EDF estime notamment que **le recours à des contrats pluriannuels doit être encouragé** (voir les réponses à la question n°3) dès lors que les 2 conditions suivantes sont réunies :

- La capacité engagée, nouvelle ou rénovée, répond à l'objectif de garantie d'approvisionnement des consommateurs sur l'horizon moyen terme étudié par le bilan prévisionnel.
- La capacité engagée, nouvelle ou rénovée, apporte à la collectivité des bénéfices économiques supérieurs sur sa période d'engagement (comme souligné par RTE lors du deuxième GT : l'engagement contractuel de capacités nouvelles ou rénovées ne doit pas s'opérer au détriment de capacités existantes plus bénéfiques pour la collectivité).

À ce stade, EDF ne peut se prononcer sur l'opportunité de recourir à une enchère séparée, semblable à l'AOLT prévue par le mécanisme actuel, ou à une enchère unique -telle que décrite par RTE dans son

appel à contribution- permettant de confronter des capacités existantes avec les capacités nouvelles ou rénovées. Seules des descriptions détaillées des modalités de construction de la courbe de demande et de sélection des capacités permettraient de se prononcer sur le type d'enchère à privilégier.

S'agissant des filières susceptibles d'émerger via le mécanisme de capacité sur l'horizon concerné :

- *Avec quelle anticipation le signal-prix devrait-il selon vous se former afin de permettre la réalisation des investissements ? Sur quelle(s) enchère(s) considérez-vous qu'une contractualisation pluriannuelle devrait être rendue accessible ?*

Dans l'hypothèse d'une enchère unique telle que décrite par RTE dans son appel à contribution, EDF estime que son organisation en AL-4 ou en AL-3 est un juste compromis entre la nécessité de disposer d'un délai suffisant pour la rénovation ou le développement de capacités autorisées par le cadre règlementaire et le besoin de réduire les incertitudes à moyen terme qui pèsent sur la programmation des arrêts des capacités pilotables.

- *Quelles durées de sécurisation seraient selon vous nécessaires pour chaque filière, et pour couvrir quels niveaux de coûts d'investissement ?*

EDF préconise des durées de sécurisation (i) adaptées aux coûts d'investissement (ii) ne dépassant pas la période de fonctionnement du futur mécanisme de capacité (i.e. des durées de sécurisation pouvant aller jusqu'à 7 ou 8 ans si des investissements sont consentis lors de la première année de fonctionnement du futur mécanisme).

- *Que pensez-vous de ces éléments de design ? D'autres éléments devraient-ils selon vous être également considérés ?*

EDF estime essentielle la question de l'articulation et de la cohérence entre les dispositifs de soutien et le mécanisme de capacité. Pour rappel, **EDF souhaite que soient mis en place des instruments (par exemple contrats pour différence alloués via des appels d'offres) qui permettront le pilotage de l'ensemble du mix électrique, ce pilotage s'appuyant sur des trajectoires d'investissement qui devront intégrer la contrainte des ressources nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement.**

4 Principes de fonctionnement du futur mécanisme de capacité

4.1 Périmètre des capacités participant au futur mécanisme de capacité

4.1.2 Le critère de participation au futur mécanisme ne se résume pas à la seule nécessité d'une rémunération capacitaire mais peut aussi comprendre le maintien d'incitations à la disponibilité

Question n°5 : *Que pensez-vous des critères de participation au mécanisme évoqués ci-dessus ? Considérez-vous que d'autres éléments doivent être pris en compte dans l'arbitrage de la participation des capacités au mécanisme ?*

EDF est favorable à un mécanisme *market-wide*, c'est-à-dire à un mécanisme ouvert à la participation de toutes les capacités existantes ou futures, sans distinction de filière ou de modalité de rémunération. En particulier, EDF estime que les capacités développées dans le cadre des dispositifs de soutien contribuent directement à la sécurité d'approvisionnement des consommateurs et doivent, à l'instar des capacités non-soutenues, participer explicitement à la sécurisation du besoin capacitaire par le biais du mécanisme de capacité.

EDF considère que les critères de simplification opérationnelle et d'incitations à la disponibilité devraient guider les choix d'architecture du futur mécanisme, à condition que :

- Les capacités nécessaires à la couverture du besoin national ex-ante défini par RTE soient contractualisées plusieurs années en amont de l'AL au travers d'une session unique de marché permettant la rencontre de toute l'offre avec toute la demande (le besoin) France.
- Les capacités nécessaires à la couverture du besoin national ex-ante perçoivent une rémunération capacitaire proportionnelle à leur disponibilité sans distinction de filière : le prix de la capacité reflétant le coût du dernier MW (dans l'ordre de mérite) de capacité nécessaire pour garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement voulu par la puissance publique.
- Le besoin national ex ante défini par RTE est couvert ex post par les fournisseurs ou les consommateurs au prorata de la contribution de la consommation de leur portefeuille aux périodes de pointe : leur responsabilité se limitant au financement du mécanisme.

Un signal unique d'incitation à la disponibilité devrait-il être conservé ? Si oui, selon vous, considéreriez-vous plus pertinent que le futur mécanisme demeure ouvert à toutes les capacités pour leur délivrer ce signal ou bien que celui-ci soit internalisé par chacun des dispositifs dédiés ?

EDF est favorable à l'utilisation d'un **signal d'incitation unique traduisant la disponibilité des moyens de production tout au long de l'hiver électrique de manière anticipée**, en amont de la session unique décrite ci-dessus, tout en conservant le contrôle sur le réalisé. En particulier, EDF souhaite que le signal actuel (notamment la méthode de placement des jours ainsi que le nombre réduit de jours du signal « PP2 ») soit remplacé par un signal incitant les exploitants à maintenir un niveau de capacité maximal de leurs actifs en cohérence avec le caractère imprévisible des périodes de forte tension du système électrique pendant l'hiver électrique, et plus encore plusieurs années en amont de celui-ci. Pour cette raison, EDF propose que les capacités soient certifiées et contrôlées sur la base d'une **disponibilité moyenne pondérée sur toute la période de l'hiver électrique** (par exemple, en pondérant la disponibilité de la capacité par le profil de consommation *ex ante* -pour la certification- ou ex-post -pour le contrôle- et hors effets calendaires : week-ends, jours fériés, vacances scolaires).

EDF propose notamment de **délivrer ce signal à l'ensemble des moyens de production, sans distinction de filière ou de mode de rémunération**. En particulier, les exploitants de nouvelles capacités qui, à compter de l'adoption du futur mécanisme de capacité, seront sélectionnées au titre d'un dispositif de soutien pourraient recevoir une incitation directe à se rendre disponibles tout au long de l'hiver électrique et notamment durant les périodes de pointe. A titre d'exemple, ces derniers pourraient percevoir une rémunération supplémentaire en cas d'écart positif entre leurs niveaux de capacité effectif et certifié ou, au contraire, se voir infliger une pénalité en cas d'écart négatif constaté.

Question n°6 : *Que pensez-vous de cette proposition visant à réduire le périmètre du futur mécanisme aux capacités pilotables ? Pensez-vous qu'il serait préférable d'opter pour une participation facultative plutôt qu'une exclusion par défaut des capacités non pilotables ? Voyez-vous d'autres possibilités à explorer ? Pensez-vous que la proposition d'une participation facultative pourrait être élargie à d'autres capacités ? Considérez-vous qu'il soit nécessaire de conserver une obligation de participer pour toutes les capacités ?*

EDF souhaite que toutes les capacités, existantes ou à venir, conservent une obligation de participer, et ce, indépendamment du type de filière ou de mode de rémunération.

EDF est notamment favorable à un dispositif simple incitant les installations faisant l'objet d'un dispositif de soutien et dont la puissance installée est supérieure à 100 kW à maximiser leur disponibilité tout au long de l'hiver électrique en percevant une rémunération supplémentaire en cas d'écart positif entre leurs niveaux de capacité effectif et certifié (voir réponse à la question 5).

En revanche, et compte tenu des difficultés opérationnelles liées à la certification des installations dont la puissance installée est inférieure à 100 kW, EDF propose de recourir exceptionnellement, et pour chacune des filières concernées, à une certification globale selon une méthode normative permettant de révéler leur contribution à la couverture du besoin exprimé par RTE.

Question n°7 : *Que pensez-vous des schémas envisagés pour articuler un éventuel dispositif de régulation du nucléaire avec le futur mécanisme de capacité ? Dans la mesure où elle fait également l'objet d'un dispositif de soutien lui assurant la couverture de ses coûts et qu'une incitation à la disponibilité pourrait utilement continuer à lui être délivrée, considérez-vous que ces principes de participation pourraient aussi s'appliquer à la filière effacement ?*

Comme pour l'ensemble des capacités, soutenues ou non-soutenues, **EDF est favorable à la pleine participation du parc nucléaire au mécanisme de capacité dans l'éventualité d'un futur dispositif de régulation** (option 3), afin qu'il contribue au même titre que les autres filières à la formation du prix de la capacité et soit exposé aux incitations associées. En fonction du schéma retenu, différentes options de prise en compte des recettes capacitaires (prévisionnelles ou réalisées) devront être analysées au regard du cadre nouveau qui sera mis en œuvre en veillant à conserver les incitations véhiculées par le mécanisme. L'option 1 consistant en une estimation normative de la disponibilité du nucléaire à retrancher du besoin à couvrir n'est pas souhaitable étant donné qu'elle reporterait sur RTE l'évaluation de ce paramètre que l'exploitant est le plus à même d'anticiper et qu'elle gommerait toute incitation; l'option 2 qui consiste en un mécanisme réduit à la certification (i.e. exposant le parc nucléaire aux pénalités en cas d'indisponibilité sans l'exposer aux recettes capacitaires valorisant sa disponibilité) l'est encore moins, puisqu'elle conduirait mécaniquement l'exploitant à réduire son niveau de certification afin de minimiser son exposition aux pénalités.

EDF considère que ces principes s'appliquent à la filière effacement de façon identique, l'importance de préserver les incitations de disponibilité véhiculées par le mécanisme de capacité étant même accrues étant donné le coût d'activation très élevé (et difficile à objectiver) de certains effacements, qui réduit le rôle du signal-prix de l'énergie pour assurer cette disponibilité.

4.1.3 Périmètres possibles du futur mécanisme de capacité

Question n°8 : *Auriez-vous une préférence entre un modèle « capacity-wide » et un modèle « capacity-wide assorti de critères d'éligibilité » ? D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ?*

Les dispositifs envisagés par RTE reposent sur la régulation conjointe des volumes et des prix et conduisent à une asymétrie des revenus pour les moyens nécessaires à la sécurité d'approvisionnement des consommateurs ainsi qu'à une distorsion de concurrence entre les technologies et les acteurs. Pour ces raisons, EDF demande que l'architecture *market-wide* reposant sur un fonctionnement en *pay as clear* sans discrimination ou restriction d'éligibilité liée à la technologie ou au statut des actifs soit (i) considérée comme une option à part entière (ii) évaluée objectivement au travers d'une analyse socio-économique telle que celle menée par RTE dans REX (voir avant-propos).

Dans un modèle avec critères d'éligibilité, lesquels considéreriez-vous pertinents ?

Le règlement n° 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité a introduit des limites d'émission de CO2 auxquelles toutes les capacités doivent se conformer à partir de l'AL 2025 pour être certifiées dans le cadre du mécanisme de capacité.

EDF estime que ces contraintes sont suffisantes et que l'adoption de restrictions supplémentaires est susceptible de compromettre le respect, à moyen terme, du critère de sécurité d'approvisionnement des consommateurs définis par les pouvoirs publics et de dégrader le bénéfice attendu du futur mécanisme pour la collectivité.

4.1.4 Une rémunération capacitaire proportionnée aux nécessités de la sécurité d'approvisionnement

Question n°9 : *Partagez-vous ces constats ? Selon vous, serait-il préférable de conserver un fonctionnement en pay-as-clear ? Dans le cas contraire, quels contrôles pensez-vous nécessaires dans un fonctionnement en pay as bid ? Identifiez-vous des contextes particuliers dans lesquels un fonctionnement en pay as bid vous semblerait pertinent ?*

EDF partage les constats de RTE sur les conséquences d'une rémunération de type *pay as bid* sur les stratégies d'offre des détenteurs de capacité et leurs effets néfastes sur la lisibilité de la formation du prix de la capacité. **EDF souhaite le maintien d'un mécanisme *pay as clear*** assurant aux capacités contractualisées un revenu proportionnel au service rendu au système électrique en matière de respect du critère de défaillance. Enfin, EDF rappelle que -toutes choses égales par ailleurs- les fonctionnements en *pay as bid* et en *pay as clear* conduisent en théorie à des rémunérations capacitaires identiques : avec un fonctionnement en *pay as bid,* chaque opérateur de capacité anticipant le coût du dernier kW retenu.

Question n°10 : *Seriez-vous favorables à l'introduction de plafonds de prix intermédiaires ? Dans l'affirmative, auquel de ces quatre niveaux faudrait-il selon vous les définir ? Seriez-vous favorables à la définition de plafonds de prix intermédiaire par par type de technologie ? Considérez-vous que des plafonds de prix intermédiaires différenciant capacités existantes et nouvelles capacités seraient plus adaptés ? Lequel de ces quatre niveaux vous semblerait le plus approprié pour les nouvelles capacités, d'une part, et pour les capacités existantes, d'autre part ?*

Pour rappel, EDF estime qu'un mécanisme *market-wide* a pour effet de :

- Eviter les distorsions de la concurrence entre les technologies ainsi qu'entre les capacités existantes, rénovées et, nouvelles.
- Rémunérer chaque exploitant proportionnellement au service rendu au système électrique en matière de respect du critère de défaillance (respect du principe économique fondamental « un bien/un prix », induisant que tout kW de puissance garantie reçoit le même prix).

A contrario, l'introduction d'un plafond de prix intermédiaire visant à limiter le prix des capacités existantes offertes est susceptible de compromettre le fonctionnement du futur mécanisme en :

- Entravant la sélection et l'engagement contractuel des capacités existantes utiles au respect, sur l'horizon moyen terme, du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.
- Favorisant l'émergence non justifiée de capacités nouvelles ou rénovées au risque de réduire les bénéfices du mécanisme pour la collectivité.

En particulier, **si la valeur du prix intermédiaire déterminée par les pouvoirs publics est inférieure au revenu capacitaire minimal permettant le maintien en service d'une capacité existante alors elle pourra être mise sous cocon ou faire l'objet d'un déclassement préjudiciable à la collectivité**. Or, ce revenu capacitaire minimal est déterminé d'une part par des anticipations de revenu énergie qui doivent être laissées à l'appréciation de l'exploitant – libre de les prendre en compte avec le niveau de risque qu'il souhaite – et d'autre part par des anticipations de coûts fixes évitables qui ne peuvent être estimés de façon fiable que grâce à une connaissance fine des programmes de maintenance à mener et peuvent varier significativement d'une année à l'autre. Cela exclut toute tentative de détermination normative de ce revenu capacitaire minimal. Il faut aussi noter que les coûts de maintenance intégrés au calcul du *missing money* des actifs peuvent inclure des investissements de jouvence qui se rentabilisent sur plusieurs années et ne sont intégrés qu'à hauteur de leur coût annualisé; dans ce cas, le fait de toucher sur une année donnée un revenu capacitaire supérieur au *missing money* calculé ne traduit en aucun cas un effet d'aubaine, mais seulement la sécurisation anticipée partielle de son retour sur investissement, qui reste incertain étant donné qu'il n'a aucune garantie sur les années suivantes. Plus largement, la différenciation entre actifs existants et nouvelles capacités pose la question même de la définition de ces dernières : à quel moment une nouvelle capacité devient-elle une capacité existante et se voit donc imposer un plafond de prix intermédiaire ? Comment s'assurer, à ce moment-là, que l'actif a couvert ses investissements initiaux et que faire si ce n'est pas le cas ?

En tout état de cause, **on ne saurait considérer comme légitime de priver un actif de la possibilité de recouvrer ses coûts complets, dans la durée, via le plafonnement de ses revenus capacitaires** (voir avant-propos).

Pour ces raisons, EDF estime que :

- **Le recours à un plafond de prix intermédiaire est une mesure contre-productive.** En outre, elle ne facilite pas la lisibilité dans la formation du prix.
- Le recours à un unique prix administré dont la valeur, conformément à l'article 8.2.2. des règles du mécanisme de capacité actuel, correspond « au revenu capacitaire annuel minimal qui permet d'assurer la viabilité économique du développement ou du maintien en service des capacités nécessaires au respect […] du critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics […]» est une mesure suffisante pour la sélection et l'engagement contractuel des capacités.

Question n°11 : *Seriez-vous favorables à l'introduction d'un dispositif d'options de fiabilité ? Conduirait-il selon vous à augmenter effectivement les missing money et, si oui, dans quelles proportions ? Vous semblerait-il plus à même que des plafonds de prix intermédiaires de proportionner la rémunération capacitaire à la couverture des coûts ? Doit-il selon vous nécessairement s'accompagner d'un mécanisme de stop-loss ? Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?*

Ce système, qui repose sur le plafonnement des revenus de capacité au regard des revenus "exceptionnels" perçus par les exploitants sur les marchés de l'énergie au cours de l'AL se heurte à une série d'écueils susceptibles de compromettre sérieusement sa mise en œuvre, notamment :

- **Le dispositif ne tient pas compte des actions de couverture de l'exploitant de capacité sur les marchés de l'électricité.** Par définition, ces actions visent à réduire leur exposition à la volatilité des prix sur le marché de court-terme et ainsi à sécuriser pour partie leurs revenus de moyen terme. A contrario, à niveau de couverture inchangé, l'introduction d'une option de fiabilité est de nature à augmenter significativement l'exposition de l'exploitant au risque prix (en l'espèce, ce risque ne peut être couvert par les acteurs sur les marchés). En effet, en cas d'activation du dispositif, l'exploitant serait alors redevable d'un montant (ou revenu « exceptionnel ») proportionnel à son engagement contractuel en capacité alors qu'il s'est déjà engagé à vendre une partie de sa production sur les marchés à terme de l'électricité. En particulier, le montant du remboursement augmente avec le niveau de couverture de son portefeuille : ce qui paradoxalement l'incite à réduire sa couverture.
- Le dispositif repose sur la fixation, en amont de la session de marché, d'un prix d'exercice dont la valeur est établie pour refléter le coût variable (en €/MWh) de la capacité marginale (le dernier MW de capacité nécessaire pour garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement). Alors que cette valeur devrait jouer un rôle clé dans l'estimation du missing-money des capacités offertes, l'évolution récente des prix de l'électricité montre qu'il est illusoire de fixer une telle valeur plusieurs années avant l'AL (les prix de référence fixés respectivement à 125 €/MWh et 300 €/MWh en Italie et en Belgique sont actuellement très éloignés des coûts variables des moyens marginaux). En particulier, une sous-estimation de cette valeur est contre-productive : elle de nature (i) à pénaliser illégitimement les exploitants (ii) à désoptimiser le programme de production du parc (en modifiant la stratégie d'offre des capacités de pointe sur les marchés court terme et notamment la gestion des capacités à contrainte de stock) (iii) à générer des coûts supplémentaires pour le système électrique.
- Le dispositif réduit l'espérance globale des revenus sur le marché énergie. En première estimation, et malgré la mise en œuvre inévitable d'un *stop-loss* (sinon les pertes sont potentiellement illimitées) tel que le montant remboursé par l'opérateur ne puisse pas dépasser son revenu de capacité, **EDF estime que sa mise en œuvre modifierait sensiblement la valorisation de l'ensemble des capacités offertes sur le mécanisme.** A titre d'exemple, EDF estime que l'introduction d'une option de fiabilité assortie d'un dispositif de *stop-loss* dont le prix d'exercice correspond au coût variable de la capacité marginale en J-1 et le prix de

référence correspond au prix spot de l'électricité induirait un missing-money supplémentaire pour toutes les capacités comparable à l'écart entre le coût fixe -ou le coût complet- et le missing-money de la capacité marginale appelée.

Question n°12 : *Qu'en pensez-vous ? Seriez-vous favorables à la combinaison d'un dispositif d'options de fiabilité et de plafonds de prix intermédiaires ? Quelle fréquence de révision des valeurs de prix d'exercice et de niveau du plafond de prix intermédiaire vous semblerait à privilégier, le cas échéant ?*

EDF n'est ni favorable au dispositif de plafonds de prix intermédiaires (voir réponse à la question 10) ni au dispositif d'options de fiabilité (voir réponse à la question 11).

Si cet objectif était recherché, le futur mécanisme vous semblerait-il un outil pertinent pour assurer une rémunération proportionnée des installations, au-delà de la seule rémunération capacitaire ?

EDF estime que cette question dépasse le cadre de la consultation sur la réforme du mécanisme de capacité et devrait être traitée séparément.

Question n°13 : *Que pensez-vous de l'utilisation de derating factors ?*

Dans les règles de certification actuelles, le derating factor prend la forme d'un coefficient filière (Cfilière) qui vient abattre la capacité disponible des capacités sur les périodes de pointe. Ce coefficient filière était, jusqu'à l'AL 2019, uniquement appliqué aux filières certifiées selon la méthode normative (fil de l'eau, éolien on/offshore, solaire). Depuis les Règles V3 du 21/12/2018, un coefficient filière a été appliqué à la filière nucléaire pour les AL 2020 et suivantes. EDF s'était alors exprimée à propos de l'application d'un coefficient Cfilière du nucléaire à 0,95 pour préciser que les aléas et indisponibilités lors des périodes de pointe faisaient déjà l'objet de rééquilibrage conformément aux règles du mécanisme de capacité.

EDF réitère que **l'application d'un tel coefficient d'abattement n'est justifiée que pour les filières dont la certification se fait selon la méthode normative**. Avec une certification basée sur le réel et une déclaration de la disponibilité de chaque installation par les acteurs, les aléas sont déjà intégrés par les acteurs au niveau de chaque actif.

Dans une perspective de refonte complète du mécanisme, **EDF s'est déjà dit favorable à une certification au niveau de la disponibilité moyenne sur toute la période d'hiver (hors week-end, vacances scolaires et jours fériés) et ce pour toutes les filières pilotables** (voir réponses aux questions 5 et 6). Il est important qu'un Cfilière soit maintenu pour les filières non pilotables, au regard du lien croissant entre faible production renouvelable, tout particulièrement éolienne, et défaillance.

Partagez-vous l'intérêt de centraliser davantage la certification du niveau de capacité disponible afin d'assurer un meilleur pilotage de la sécurité d'approvisionnement ?

Le REX 2018-2020 sur le mécanisme de capacité (graphique de la section 4.1.5.1 page 36) a montré la convergence de la vision centralisée de la disponibilité du parc français (vision BP de RTE) et le niveau de capacité effectif établi dans le mécanisme de capacité. EDF rappelle que le nombre de garanties de capacités en circulation n'est pas un bon indicateur de la vision décentralisée de la disponibilité des actifs (graphique de la section 4.1.5.1 page 36). Seule la disponibilité prévisionnelle est pertinente pour évaluer un éventuel biais d'optimisme des exploitants de capacités.

Par ailleurs, **EDF s'interroge sur l'intérêt d'imposer un niveau de certification** aux exploitants qui les exposent de façon arbitraire au risque de règlement des écarts. A minima, EDF souhaite que l'exploitant puisse revoir à la baisse le niveau des capacités certifiées dès lors que les indisponibilités qu'il anticipe sont justifiées. Pour cette raison, EDF estime que seule la solution laissant à l'exploitant la responsabilité de déclarer son niveau de disponibilité peut être réellement envisagée.

Si oui, seriez-vous favorable à un fonctionnement basé sur le calcul de derating factors ? Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?

EDF est défavorable à centraliser davantage la définition du niveau de disponibilité les actifs. En effet, l'exploitant dispose de la meilleure information, installation par installation, quant au fonctionnement de ses moyens de production. En revanche, **EDF est favorable à une certification de tout le portefeuille dont le niveau serait plafonné** à hauteur de la somme des capacités installées abattues d'un plafond de certification par filière.

Question n°14 : *Quelle solution préféreriez-vous ?*

EDF n'est pas favorable à la proposition avec un haut degré de centralisation et privilégie plutôt un niveau de certification laissé à la main des exploitants dans la limite des paramètres définis par le BP de RTE.

Ces coefficients devraient-ils constituer une obligation de certification ou plutôt un plafond de certification ?

Ces coefficients devraient constituer un plafond de certification (voir réponse à la question 13).

Quelle méthodologie de calcul considéreriez-vous pertinente pour déterminer ces coefficients ?

EDF privilégie une approche historique par filière pour le calcul du *derating factor* avec exclusion des situations d'aléas exceptionnelles.

Considéreriez-vous préférable de conserver un tunnel de certification, qui serait le cas échéant adapté pour éviter les écarts avec le Bilan prévisionnel ?

Comme souligné à l'occasion du REX du mécanisme de capacité, les marges d'acceptabilités du tunnel de certification actuel se sont avérées mal calibrées et entraînent un très grand nombre de demandes de dérogations. Le tunnel de certification a été maintenu dans les règles V4 car imposé par le cadre réglementaire actuel. **La refonte du mécanisme est l'occasion de revoir en profondeur le mode de certification des actifs de production pour des modalités moins complexes et plus efficaces.**

Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?

EDF n'a pas de remarques complémentaires.

Question n°15 *: Partagez-vous l'intérêt que présenterait le maintien d'un contrôle de disponibilité ex post ?*

EDF est favorable au maintien d'un contrôle de *ex-post* afin de s'assurer que toutes les capacités rémunérées respectent leur engagement de disponibilité. Celui-ci devrait cependant éviter les écueils des contrôles prévus dans le mécanisme actuel en termes de complexité et de sensibilité à des situations exceptionnelles.

D'une manière générale, la sécurité d'approvisionnement des consommateurs étant assurée dès lors que le critère statistique de 3 heures de défaillance en espérance est respecté a priori, il est anormal que les détenteurs de capacité se trouvent pénalisés du fait de la situation conjoncturelle rencontrée dont ils ne sont nullement responsables, comme ce fut par exemple le cas en 2020 avec la crise sanitaire et le placement des jours de pointe entièrement concentré sur les deux premières semaines du mois de décembre. Les évolutions mises en œuvre depuis janvier 2022 pour une meilleure visibilité de la répartition des jours PP1/PP2 limitent le risque de voir l'observation ex-post de la disponibilité réduite à une situation particulière trop éloignée de la vision en espérance.

Pour ces raisons, EDF réitère sa proposition d'observer *ex-post* la disponibilité des moyens de production en fonction de leur disponibilité moyenne sur l'ensemble de la période d'hiver (voir réponse à la question n°5) .

Un modèle de contrôle de type load following vous semblerait-il préférable ? Avez-vous une préférence parmi les modalités exposées ?

EDF se questionne sur l'exemple donné à la page 38 du rapport à propos du *load following* : *« l'engagement de capacité pourrait par exemple être modulé en fonction du niveau de consommation*

nationale (par exemple, si 70% de la capacité globale contractualisée est nécessaire pour couvrir le niveau de demande, chaque capacité doit produire/s'effacer à hauteur de 70% de son engagement). »

Sur la base de cet exemple, EDF comprend que (i) le niveau nécessaire d'engagement de capacité serait établi ex-post à partir de la consommation réalisée (ii) l'exploitant serait incité à produire sur les marchés de l'énergie alors que tout ou partie de la capacité contractualisée renvoie à des moyens de production ou d'effacement dont le fonctionnement n'est pas économique. Pour ces raisons, **EDF n'est pas favorable à un contrôle de type *load following* et souhaite que les capacités soient contrôlées sur la base d'une disponibilité moyenne pondérée sur toute la période de l'hiver électrique** (voir réponse à la question n°5).

Quel(s) critère(s) faudrait-il selon vous considérer pour sélectionner les périodes de contrôle de la disponibilité ?

Avec toutes les réserves exprimées à la question 2, EDF est favorable à un critère de tension basée sur les pointes de consommation adressées aux capacités pilotables.

Considéreriez-vous nécessaire de conserver une plage horaire de contrôle figée (tel qu'aujourd'hui [7h ; 15h] et [18h ; 20h]) ? Considéreriez-vous plus pertinent que cette plage horaire puisse varier en fonction des besoins pour le système électrique, moyennant toutefois une certaine complexité ?

Des évolutions ont été apportées dans les règles V4 pour donner davantage de visibilité aux acteurs sur la répartition des jours de pointe PP1/PP2. L'abandon des plages horaires prédéfinies aurait l'effet inverse en ajoutant de l'incertitude alors même qu'est observée une bonne stabilité dans le profil journalier des heures de pointe. Par ailleurs, EDF s'interroge sur les implications d'une variation de la plage horaire de contrôle sur la définition du besoin de capacité : les périodes de pointe sont en effet dimensionnantes pour l'anticipation du besoin de capacité. Enfin, l'incitation à réduire les consommations sur les périodes de pointes nécessite, pour être efficace, visibilité et stabilité sur la durée pour permettre une adaptation des comportements des consommateurs.

EDF est donc favorable à la conservation d'une plage horaire de contrôle figée. Si toutefois une révision des périodes de pointe devait être appliquée, celle-ci devrait faire l'objet d'une concertation et rester stable une fois les capacités certifiées.

D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ?

EDF n'a pas de commentaires additionnels.

***Question n°16 :** Voyez-vous d'autres enjeux à instruire quant à la participation des capacités au futur mécanisme de capacité ?*

Sans préjuger de l'architecture du futur mécanisme de capacité, EDF tient à rappeler que le maintien sur les marchés de l'énergie d'un niveau de capacité suffisant pour garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement des consommateurs voulu par la puissance publique a pour conséquence la réduction des revenus prévisionnels en énergie des producteurs. Du point de vue de l'exploitant de capacité, une condition nécessaire à la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité est la compensation de ces mêmes pertes par des revenus capacitaires.

Le mécanisme de capacité reposant sur une architecture *market-wide* vise à s'assurer que l'ensemble des décisions de maintien, développement ou déclassement de capacités qui sont prises (i) conduisent au niveau de capacité total suffisant pour garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement voulu par la puissance publique et (ii) préservent la structure du mix optimale (i.e. entre capacités de pointe et de base). Cette architecture conduit notamment à rémunérer chaque exploitant proportionnellement au service rendu au système électrique en matière de limitation à 3 heures en espérance du risque de défaillance.

Ainsi, s'il appartient à RTE d'identifier et de justifier les conditions nécessaires et suffisantes qui permettront de maintenir un niveau de capacité national assurant le respect du critère de sécurité

d'approvisionnement tout en maîtrisant le coût pour le consommateur, EDF estime que seule une architecture *market-wide* est susceptible de répondre aux attentes de l'ensemble des acteurs.

4.2 Centralisation de la demande et financement du futur mécanisme de capacité

4.2.1 Centraliser la définition du besoin de capacité : pertinence et méthodologie

Question n°17 : *Compte-tenu de ces éléments, seriez-vous favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin de capacité ? Si oui, sous quelles conditions ? Si non, pourquoi ?*

EDF est favorable à la définition centralisée du besoin de capacité national.

Pour rappel , le mécanisme de capacité a pour objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs sur le territoire français. L'atteinte de cet objectif nécessite la sécurisation à l'horizon moyen terme (≤ 5 ans) des capacités nécessaires au respect du critère public de sécurité d'approvisionnement. En particulier, le besoin de capacité national est une grandeur exogène qui doit être fixée plusieurs années avant l'AL à partir du Bilan prévisionnel et traduite sous la forme de garanties de capacité. Le recours à une architecture décentralisée, et par conséquent à une grandeur endogène exprimée par les acteurs obligés, compromet l'objectif premier du mécanisme ainsi que la lisibilité de la formation des prix : l'agrégation des obligations individuelles exprimées par les acteurs ne peut, par définition, égaler le niveau d'obligation national *ex ante* défini par RTE de sorte que tout écart peut conduire au déclassement prématuré de capacités existantes ou à un surinvestissement en capacités nouvelles.

Une fois ce besoin déterminé une première fois pour une année donnée, considérez-vous que des réactualisations seraient nécessaires ? Si oui, à quelle fréquence ?

Voir réponse à la question n°20.

Question n°18 : *Que pensez-vous de ces méthodologies ? Selon vous, quelle serait la méthodologie à privilégier ? Voyez-vous d'autres méthodologies possibles à instruire ?*

EDF considère qu'il est opportun de maintenir un système prévoyant, plusieurs années avant AL, l'engagement contractuel de capacités existantes nouvelles ou rénovées dans le but de garantir la sécurité d'approvisionnement des consommateurs.

A ce titre, EDF estime que le recours à des contrats pluriannuels doit être encouragé dès lors que les deux conditions suivantes sont réunies :

- La capacité engagée, nouvelle ou rénovée, répond à l'objectif de garantie d'approvisionnement des consommateurs sur l'horizon moyen terme étudié par le bilan prévisionnel.
- La capacité engagée, nouvelle ou rénovée, apporte à la collectivité des bénéfices économiques supérieurs sur sa période d'engagement (comme souligné par RTE lors du deuxième GT : l'engagement contractuel de capacités nouvelles ou rénovées ne doit pas s'opérer au détriment de capacités existantes plus bénéfiques pour la collectivité).

Pour ces raisons, **EDF souhaite que la méthodologie n°3 soit privilégiée pour justifier l'émergence de capacités nouvelles.**

Par ailleurs, EDF estime nécessaire le recours à un algorithme permettant la sélection d'un nombre entier d'offres qui maximise le surplus économique, le plus à même de répondre aux enjeux liés à la couverture du besoin national. En particulier, EDF juge (i) paradoxal d'accepter partiellement une offre, qui plus est la capacité marginale permettant de couvrir le besoin national : seule la contractualisation de toute la capacité marginale permet d'éviter la mise sous cocon ou le déclassement d'une capacité existante et d'assurer l'investissement dans une capacité rénovée ou nouvelle (ii) nécessaire de justifier la contractualisation de la capacité marginale d'un point de vue économique de sorte que le coût du nouvel entrant (ou du maintien de la capacité existante) reflète le coût de la défaillance : c'est aussi pour cela qu'**EDF considère que** l'élaboration d'une courbe de

demande répondant aux exigences de **la méthodologie n°2 est adaptée au besoin de contractualisation des capacités existantes**.

Enfin, EDF considère que la fixation du prix de la capacité au niveau de la dernière offre retenue plutôt qu'au niveau du prix plafond en situation de pénurie (i.e. lorsque le volume offert par les capacités certifiées ne suffit pas à répondre à la demande nationale) ne remettrait pas en cause l'efficacité du mécanisme et serait de nature à répondre aux préoccupations relatives à la légitimité de certaines rentes infra-marginales capacitaires dans un système très tendu – le prix plafond ayant vocation à continuer à s'appliquer au niveau des offres.

4.2.2 Centraliser la contractualisation du besoin en capacités

Question n°19 : *Dans le cas où vous seriez favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin, seriez-vous également favorables à une contractualisation des capacités nécessaires à la couverture de ce besoin de manière centralisée (option 1) ? Si non, préféreriez-vous conserver une architecture décentralisée ? Dans ce cas, partagez-vous l'intérêt des modalités proposées (bouclage centralisé – option 2 – ou prescription centralisée – option 3) visant à assurer la bonne sécurisation de toutes les capacités avant le début de la période de livraison ainsi qu'une meilleure lisibilité du prix ? Dans l'affirmative, laquelle vous semblerait préférable ?*

EDF est favorable à une architecture centralisée reposant sur la contractualisation (i.e. la sélection et l'engagement des capacités) des capacités plusieurs années en amont de l'AL. Cette option 1 assure (i) la sécurisation complète des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement -en cohérence avec les trajectoires de consommation utilisées par RTE dans ses Bilans prévisionnels- (ii) la lisibilité dans la formation du prix de la capacité. Elle répond ainsi aux principaux écueils mis en évidence dans le REX et simplifie grandement la mise en œuvre du futur mécanisme. En particulier, et contrairement aux options 2 et 3, elle ne fait pas appel aux acteurs obligés de sorte que le recours à un marché de gré- à-gré -entre acteurs obligés- ou à des sessions d'enchères organisées -entre acteurs obligés et responsables de périmètre de certification- à des fins de rééquilibrage est inutile.

4.2.3 Définir un mode efficace d'organisation des échanges

Question n°20 : *Seriez-vous favorables à la tenue de plusieurs enchères ? Deux suffiraient-elles ? Si le mécanisme ne visait pas l'émergence de nouveaux moyens, une seule enchère suffirait-elle ? A quelle échéance les/l'organiser ?*

EDF considère qu'**un mécanisme *market-wide* dont l'architecture repose sur l'organisation, 3 ou 4 années en amont de l'AL, d'une session unique de marché confrontant l'ensemble des moyens de production et d'effacement –existants ou à venir– avec la demande nationale anticipée par RTE** permettrait :

- De sécuriser en amont d'AL le volume de capacité nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement des consommateurs défini par les pouvoirs publics.
- De révéler un signal prix robuste en amont d'AL (i.e. peu ou pas sensible aux aléas conjoncturels, connu et, le même pour toutes les parties prenantes).

Par ailleurs, et seulement en cas de révision à la hausse du besoin estimé par RTE, EDF considère qu'une seconde session pourrait être organisée en AL-1 pour permettre l'engagement de capacités supplémentaires. En effet, le mécanisme de capacité ayant vocation à sécuriser la capacité nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement plusieurs années en amont de l'AL, EDF estime que cette nouvelle session ne doit pas conduire à la révision des engagements de capacité contractualisés lors de la première session.

Seriez-vous favorables à un passage en année à cheval et à sa combinaison avec une enchère proche de la période de livraison ?

EDF est favorable à un passage en année à cheval. Cette mesure est en adéquation avec les enjeux soulevés par le passage de l'hiver. Par ailleurs, et a l'instar du décret n° 2022-1233 modifiant le plafond

d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, il serait opportun d'adapter les contraintes environnementales portant sur les années civiles à des périodes de 12 mois commençant, par exemple, autour de mi-septembre.

Question n°21 : *Que pensez-vous de ces propositions de répartition du volume à couvrir entre les différentes enchères ? Compte-tenu de ces éléments, quelle serait, selon vous, une répartition optimale de la couverture du besoin entre les deux enchères ? Pensez-vous qu'en cas de réactualisation à la baisse du besoin, il soit souhaitable que les engagements contractualisés sur la première enchère puissent être révisés ?*

EDF souligne qu'un dispositif visant à répartir ou réserver un volume minimum de capacité à contractualiser en dehors de l'enchère principale préconisée ci-dessus serait contre-productif. En particulier ce dispositif serait préjudiciable :

- à la collectivité. La réservation d'un volume minium de capacité peut conduire à (i) la contractualisation différée de capacité à un prix supérieur au coût du dernier MW issu de la rencontre de toute l'offre avec le besoin national anticipé (ii) la mise sous cocon ou la fermeture anticipée de capacité de pointe pourtant utile au respect du critère de sécurité d'approvisionnement.
- à la lisibilité dans la formation du prix de la capacité. Par construction, la réservation d'une quantité minimale de capacité fait que le prix de la capacité ne peut plus refléter le coût du dernier MW issu de la rencontre de toute l'offre avec le besoin national anticipé. Dans ces conditions, les exploitants ne seraient plus tenus d'offrir leurs capacités en se fondant notamment sur leurs missing money (ce point renvoie à l'un des principaux écueils du REX).

Hormis les enjeux de réactualisation du besoin, pensez-vous qu'il serait nécessaire de réserver un volume minimum de capacités à contractualiser sur la seconde enchère, eu égard notamment à la temporalité de développement des effacements ? Si oui, pourquoi et quel serait ce volume ?

EDF n'est pas favorable à la réservation d'un volume minimum de capacités à contractualiser sur la seconde enchère (voir réponse à la question n°21). Par ailleurs, les concertations en cours sur le dispositif d'Appels d'Offres Effacement ont montré que des durées d'engagement supérieures à un an étaient possibles avec des durées pouvant atteindre 5 ans, pour des sites tertiaires et industriels, et 10 ans pour des sites majoritairement résidentiels. En 2019, l'AOLT avait aussi permis de contractualiser des nouvelles capacités d'effacement pour une durée fixe de 7 ans. Pour cette raison, **la réservation d'un volume à contractualiser uniquement en AL-1, dédié aux capacités d'effacement, ne semble pas justifiée**.

Question n°22 : *Dans le cas où la contractualisation du besoin en capacités ne serait pas centralisée, verriez-vous un inconvénient à la disparition d'un marché de gré-à-gré entre offre et demande ? A l'inverse, dans le cas d'une contractualisation centralisée avec le maintien des acteurs obligés (modèle n°1 ci-après), une possibilité d'échanges en gré-à-gré entre acteurs obligés vous semblerait-elle devoir être conservée ? Le prix de ces échanges devrait-il selon vous être encadré afin que le consommateur supporte in fine le seul prix de l'enchère ? De la même façon, une possibilité d'échanges en gré-à-gré vous semblerait-elle devoir être conservée entre exploitants ?*

EDF tient tout d'abord à souligner son souhait de voir supprimée la qualité d'acteur obligé. EDF exprime par conséquent son opposition au modèle n°1 (voir réponse à la question 23). En cohérence, EDF soutient la proposition d'une centralisation de la contractualisation des capacités nécessaires à la couverture du besoin national défini par RTE (voir réponse à la question 19).

La centralisation du mécanisme (en particulier, la définition du besoin et la contractualisation des capacités), outre sa simplicité de mise en œuvre par rapport au mécanisme actuel, apporte l'assurance d'une sécurisation complète des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, sans générer de risque de rééquilibrage de la part des acteurs obligés (maintenus dans le modèle n°1). L'existence d'un marché de gré-à-gré entre exploitants et acteurs obligés, ainsi qu'entre acteurs obligés, de même

que la multiplication des sessions d'enchères organisées à des fins de rééquilibrage des acteurs, ne trouvent dès lors plus de justification. L'organisation d'une enchère centralisée et la suppression de la qualité d'acteur obligé apparaissent même souhaitables pour (i) concentrer toute l'offre et toute la demande sur une session unique de marché et (ii) assurer la lisibilité recherchée du prix de la capacité. Par ailleurs, **seuls les échanges de gré-à-gré entre exploitants seraient maintenus à des fins de rééquilibrage avant et pendant l'année de livraison**.

A défaut, dans l'éventualité du maintien de la qualité des acteurs obligés, la question de l'accès aux garanties de capacités à des fins de rééquilibrage demeure : la suppression d'un marché de gré-à-gré entre acteurs obligés et exploitants supposerait la mise en place d'un cadre garantissant une liquidité suffisante sur les enchères ainsi qu'une temporalité des échanges adaptée pour permettre aux acteurs obligés de couvrir au plus juste leur niveau d'obligation en amont de l'année de livraison.

4.2.4 Nature des acteurs portant le financement du futur mécanisme

Question n°23 : *De manière générale, souhaiteriez-vous conserver un mécanisme fondé sur une obligation de capacité ?*

Selon EDF, la contribution de chaque consommateur au financement de la sécurité d'approvisionnement du système électrique ne nécessite pas de passer par une mécanique d'obligation de capacité telle qu'elle est appliquée dans le mécanisme actuel. Le REX mené par RTE a mis en exergue la complexité du dispositif d'obligation, opérationnellement lourd et coûteux pour l'ensemble des parties prenantes, sans plus-value avérée par rapport à un système centralisé, et possiblement sujet à des stratégies de couverture détournant le mécanisme de sa vocation première.

Sans remettre en cause les fondamentaux d'une architecture reposant sur le principe d'une régulation par les quantités (le retour d'expérience publié par RTE en 2021 rappelle à juste titre que « le choix d'une régulation par les quantités assure d'atteindre le dimensionnement recherché du parc de capacité »), EDF considère que le même objectif est plus sûrement assuré par l'instauration d'un critère en quantité défini une fois pour toute, permettant de croiser toute l'offre et toute la demande. Les capacités lauréates détiennent ainsi l'assurance de la couverture de leur coût en amont de l'année de livraison, en contrepartie de leur engagement, pour chaque année de livraison où elles sont retenues, à respecter en espérance le critère statistique de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics. EDF est par conséquent favorable à la suppression du principe d'obligation de capacité et du statut d'acteur obligé afférent, tel que cela est envisagé dans les modèles de financement proposés par RTE reposant sur les fournisseurs (modèle 2) ou directement sur les consommateurs (modèle 3). EDF est en revanche opposée à la mise en œuvre du modèle n°1 (voir infra).

Les modèles 2 et 3 permettent en effet d'assurer que les capacités sélectionnées en amont de l'AL à hauteur du besoin national anticipé par RTE reçoivent une rémunération proportionnelle au service rendu au système électrique à travers le respect du critère de sécurité d'approvisionnement et niveau approprié des marges.

Si vous êtes un fournisseur, considérez-vous également le mécanisme actuel comme un levier de différenciation concurrentielle ? Dans l'affirmative, le modèle 2 vous paraît-il conserver un espace concurrentiel suffisant ? (si votre réponse contient des éléments confidentiels, merci de le préciser)

EDF considère que les choix d'architecture du mécanisme de capacité doivent être guidés avant tout par l'objectif de politique publique de sécurisation de l'approvisionnement en électricité des consommateurs, s'agissant d'un mécanisme répondant à un objectif de politique publique de sécurisation de l'approvisionnement en électricité des consommateurs. L'objectif du mécanisme doit être concrétisé par une incitation à la maîtrise de la consommation pendant les périodes de tension du système électrique et non pas par une incitation à l'élaboration d'une stratégie visant à minimiser le coût de couverture de l'obligation.

L'architecture du futur mécanisme doit donc s'attacher à maintenir un signal efficace à destination des consommateurs pour les inciter à maitriser leurs consommations durant les périodes de pointe en offrant un cadre favorable à l'émergence des effacements implicites, en cohérence avec les objectifs poursuivis par les pouvoirs publics (objectifs PPE et nouveau régime de soutien aux effacements en cours d'élaboration).

Le modèle 2, en retenant une proratisation du financement des capacités sur la base des consommations des portefeuilles clients des fournisseurs lors des périodes de pointes, répond à cet objectif en les incitant à mettre en place des actions d'accompagnement de leurs clients pour la réduction de leurs consommations à la pointe, notamment au moyen d'offres d'effacement indissociable de la fourniture.

Il est en de même du modèle n°3, dont les modalités de répercussion directe du coût de la capacité au consommateur via la facturation d'un terme tarifaire devraient permettre de conserver un signal incitatif à la maitrise des consommations de pointe par les consommateurs. De ce point de vue, les conditions de mise en œuvre du modèle, en particulier la nature et le mode de calcul du véhicule tarifaire, nécessitent d'être précisées et concertées.

Quel modèle préférez-vous et pour quelles raisons ? D'autres modèles vous sembleraient-ils devoir être envisagés ? Verriez-vous un enjeu spécifique en termes de temporalité du mécanisme et d'avance de trésorerie (i.e. un paiement pendant ou après l'AL vous semblerait-il possible ?)

EDF considère que les critères de simplification opérationnelle et d'incitations à la modulation des consommations au bénéfice du système électrique (couverte ex ante du besoin national défini par RTE au pro rata de la contribution des consommateurs aux périodes de pointe) **doivent guider les choix d'architecture du futur mécanisme.**

C'est pourquoi **EDF porte sa préférence sur le modèle n°3 (mécanisme reposant directement sur les consommateurs) : ce modèle apporte en effet la plus grande transparence au consommateur sur sa contribution au financement de la sécurité d'approvisionnement**. Par ailleurs, EDF comprend que ce modèle permet d'éviter toute avance de trésorerie par le fournisseur en tant que collecteur de la contribution financière des consommateurs au mécanisme. Comme indiqué en réponse à la question précédente, EDF conditionne toutefois sa préférence pour le modèle n°3 au recours à un terme tarifaire conservant un signal incitatif à la maîtrise des consommations de pointe par les consommateurs.

A défaut, EDF reste favorable au modèle 2 qui permet de conserver un caractère incitatif à la maîtrise des consommations à la pointe par les consommateurs et leurs fournisseurs. EDF souhaiterait disposer de précisions sur la temporalité du mécanisme selon ce modèle (facturation par RTE au fournisseur du coût de la capacité estimé de son portefeuille prévisionnel, et processus de régularisation selon la clé de répartition définitive entre fournisseurs du coût de la capacité sur la base des consommations réelles de leurs portefeuilles).

EDF considère que le modèle 1 doit être écarté pour les raisons suivantes :

- La première variante consistant à laisser aux acteurs obligés la charge d'estimer leur niveau d'obligation et d'en assurer la couverture n'apporte pas de réponse à l'écueil majeur que le REX a permis de mettre en évidence, qui tient dans l'impossibilité, sinon fortuite, de sécuriser toute la capacité avant AL pour satisfaire le besoin national défini par RTE. En effet, l'agrégation de l'anticipation par les acteurs des obligations individuelles décentralisées ne peut égaler le niveau d'obligation national ex ante défini par RTE que par le fruit du hasard.
- Si la seconde variante consistant à confier à RTE la répartition entre acteurs obligés des garanties nécessaires à la couverture de leur obligation individuelle permet d'assurer la couverture du besoin national défini par RTE, EDF considère que le maintien d'un processus décentralisé complexe et coûteux n'apporte aucun bénéfice au système.

4.2.5 Répercuter justement et efficacement le coût du mécanisme de capacité

Question n°24 : *Avez-vous une préférence pour l'une de ces modalités de ciblage des périodes de pointe pour le calcul de la clé de répartition du coût du mécanisme ? D'autres modèles vous semblerait-il devoir être considérés ?*

EDF considère qu'il est nécessaire de retenir un signal dynamique permettant de transmettre aux consommateurs le signal de tension sur le réseau au plus proche du temps réel, et de les inciter à réduire leurs consommations lors des périodes de pointe. C'est pourquoi **EDF est favorable à la définition ex ante d'une plage horaire et de jours de pointe en J-1.**

Question n°25 : *Vu d'aujourd'hui, jugeriez-vous nécessaire de continuer à prendre en compte la thermosensibilité de la consommation dans le calcul de la contribution de chaque acteur au risque de défaillance ? Si oui, dans l'objet d'atteindre un compromis pertinent entre incitations et simplification, quelles modalités de prise en compte de la thermosensibilité vous sembleraient pertinentes ? Voyez-vous d'autres modalités possibles de prise en compte de la thermosensibilité ?*

La prise en compte de la thermo-sensibilité repose sur une méthode normative permettant de s'affranchir des variations de température régionales et temporelles observées durant une vague de froid. Dans ces conditions, et comme le souligne RTE dans sa présentation, cette méthode permet de "refléter la juste contribution de chaque consommateur à la pointe". A cet égard, et **en l'absence d'une analyse détaillée permettant de définir le meilleur compromis entre le niveau de précision attendu par les acteurs et le niveau de simplification souhaité par RTE, EDF estime qu'il est prudent de ne pas modifier cette méthode.**