

Mars 2025

# Consultation de la DGEC sur projet de réforme du mécanisme de capacité

## Réponse UFE

### Propos liminaire :

Le mécanisme de capacité a été institué par la loi NOME de 2010 pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France dans le cadre du marché européen. Le mécanisme a été mis en œuvre à compter de 2017 pour une durée de 10 ans.

Le mécanisme de capacité a été créé pour compléter les marchés de l'énergie afin de satisfaire le critère de sécurité d'approvisionnement. La définition du critère relève du code de l'énergie (article L. 141-7) et son niveau est fixé par le ministre en charge de l'énergie par voie réglementaire. Actuellement, le critère de sécurité d'approvisionnement est fixé à une durée moyenne de risque de recours de délestage inférieure à 2 heures par an en moyenne.

Le mécanisme de capacité actuel obéit à des principes fondamentaux :

- Il porte sur toutes les capacités : production, stockage et effacement situées en France ;
- Il rémunère de la même manière toutes les capacités qui contribuent à couvrir le niveau de demande d'électricité nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement ;
- Le prix de capacité est révélé par l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché de capacité ;
- Il repose sur un fonctionnement en *pays-as-clear* ce qui permet aux capacités offertes à un prix inférieur à la capacité marginale de percevoir des rentes inframarginales capacitaires ;
- Il est financé par les consommateurs à hauteur de leur contribution à la pointe électrique ;

Dans le cadre de la consultation sur le projet de réforme du mécanisme de capacité, l'UFE rappelle que la conception du futur mécanisme de capacité doit permettre de satisfaire le critère de sécurité d'approvisionnement tout en prenant en compte les enseignements du retour d'expérience sur les premières années de fonctionnement.

**Question 1 : Quelle méthodologie proposeriez-vous pour déterminer la courbe de demande dont l'objectif est d'assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement au meilleur coût ?**

**Question 2 : Quels éléments vous semble nécessaires que RTE et/ou la CRE publient régulièrement afin d'assurer la transparence sur la détermination du besoin en capacité, la sélection des heures de pointe, la fixation du prix et les échanges de gré à gré ?**

L'UFE souligne la nécessité que l'État fournisse, au moins trois ans avant l'enchère PL-4, les niveaux de nouvelles capacités à sécuriser, afin de permettre aux développeurs de prendre directement des décisions d'investissement à l'issue de l'enchère PL-4, en tenant compte des délais de permitting.

L'UFE estime que la courbe de demande doit être publiée dans un délai suffisamment long avant l'enchère, en particulier les points essentiels qui la définissent :

- Le volume minimum à contracter au plafond de prix
- Le volume cible pour atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement (2h de délestage/an) au prix reflétant la disposition à payer du consommateur éviter les coupures (VoLL)
- Le volume maximale susceptible d'être contracté à prix 0.

Les autres éléments devant être publiés, en lien avec la demande, incluent l'éventuel volume réservé aux "flexibilités" et la contribution des interconnexions.

En effet, il semble pertinent que l'ensemble des paramètres soient mis à disposition des acteurs et que leur mise à jour soit transparente et réactive, notamment pour permettre la construction de prix de fourniture pertinents et limiter les effets de régularisation.

La VoLL est un paramètre essentiel dont l'évaluation mériterait d'être mise à jour. En particulier, RTE utilise comme épisode d'interruption de référence une coupure d'une durée de 2 heures, avec un délai de prévenance la veille entre 18h et 20h. Il existe néanmoins toujours un risque que des délestages d'urgence, sans prévenance, soient utilisés en cas de dernier recours par le gestionnaire de réseau.

Il paraît également pertinent que RTE assure la transparence de l'ensemble des échanges de gré à gré sur le marché secondaire. Pour ce faire, l'ensemble des transactions des volumes, et des prix devront être disponibles de manière lisible et permanente sur une plateforme dont l'accès

serait continu, tout comme l'accès aux carnets d'ordre. En effet, l'actuel registre « Rega-RTE » utilisé dans le cadre des OPV (Offres publiques de Vente) à l'issue des dernières enchères pour une AL donnée dans le mécanisme actuel, n'est pas suffisamment lisible et n'assure donc pas une bonne visibilité sur les échanges.

**Question 3 : Quelles seront les modalités de répercussion, par les fournisseurs, des coûts du mécanisme aux consommateurs d'électricité consommant à la pointe ? Le mécanisme proposé modifiera-t-il, selon vous, les comportements de consommation à la pointe ? Quelles autres évolutions sont, selon vous, nécessaires pour inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes les plus tendues ?**

L'UFE invite désormais RTE à détailler les modalités de déclinaison opérationnelle du modèle quote-part fournisseur en précisant les rôles et responsabilités des parties, en particulier la temporalité des échanges, les flux financiers entre RTE, les fournisseurs et les clients (modalités de régularisation des montants facturés/collectés sur la base du réalisé ?), les modalités d'échange de données avec les GRD et enfin les développements SI nécessaires.

En particulier, l'UFE invite RTE à détailler précisément les délais de calcul/reconstitution de chacune des composantes qui seraient nécessaires au calcul des quotes-parts définitives de chaque fournisseur, dont l'optimisation, au bénéfice de l'ensemble des acteurs du dispositif, doit être recherchée. La loi de finances pour 2025 prévoit que le calcul de la quote-part fournisseur aux coûts supportés par RTE reposerait sur trois termes : (i) le « Montant à financer », (ii) la « puissance soutirée sur le système par l'ensemble des consommateurs » (« Puissance système »), (iii) la « puissance soutirée pendant la période de tension par contributeur » (« Puissance contributeur »). Pour permettre aux fournisseurs d'indexer le calcul de leur brique de coûts sur ces termes, il est crucial que le « Montant à financer » et la « Puissance système » soient figés et publiés de manière formelle au plus tard le 1er jour du mois précédant PL, de manière à constituer une référence objective, intégrable dans les SI des fournisseurs dans un délai suffisant pour assurer la facturation des premières consommations de PL.

Les fournisseurs appliqueraient la même méthodologie de répercussion de l'obligation de capacité sur la consommation prévisionnelle du client. En concentrant la répercussion de l'obligation dans ses offres sur les cadrans concernés (HP pour les HP/HC, HPH pour les 4 postes, etc...), le fournisseur permettra de transmettre le signal envoyé par le mécanisme. Par ailleurs les fournisseurs incluent des régularisations de l'obligation de capacité sur la base de la consommation réelle lors jours PP tirés.

De manière générale, réduire les plages horaires d'obligation permettrait également de concentrer le signal tarifaire et de promouvoir la modification des comportements des consos pendant les heures de pointe.

**Question 4 : Quelle temporalité de prélèvement des fournisseurs puis de rémunération des producteurs vous semble la plus adaptée, à compter de l'enchère sélectionnant les capacités et jusqu'à l'issue de la période de livraison ?**

L'UFE rappelle qu'un transfert de trésorerie défavorable aux détenteurs de capacité (qui assurent la sécurité d'approvisionnement) ne fait pas partie des objectifs de la refonte du mécanisme de capacité. Dans le mécanisme tel qu'envisagé, si les acteurs obligés n'ont plus la charge de contractualiser leurs besoins de capacités pour couvrir la consommation de leurs portefeuilles, les exploitants perdent un à deux ans de trésorerie, essentiels à l'équilibre économique de certains. Les acomptes prévus dans la loi peuvent remédier à cette situation.

Les deux solutions présentées aujourd'hui sont les suivantes : (i) la mise en place d'un mécanisme de préfinancement par un acteur externe, et (ii) le versement d'un acompte sur les prélèvements des fournisseurs permettant un paiement partiel des producteurs lors des enchères. La première option implique la création de garanties contractuelles pour les exploitants retenus aux enchères, tandis que la deuxième nécessite des précisions importantes concernant le montant et les modalités de versement de l'acompte.

S'il devait rester certaines capacités qui soient rémunérées a posteriori, l'UFE alerte par ailleurs sur les risques de décalage de paiement liés à un décalage du calcul du  $V_{dispo}$ . En effet, entre mars et juin, RTE est supposé faire le calcul du  $V_{dispo}$  des exploitants de capacité, puis émettre un bordereau sur la base duquel ces derniers émettront une facture (elle-même acquittée par RTE selon les délais légaux en vigueur) :

- RTE, dans sa présentation, ne précise pas si l'échéance de « juillet » correspond à l'échéance pour l'émission du bordereau ou pour le paiement de la facture. L'UFE appelle à clarifier ce point dans les GT à venir.
- Compte tenu des délais actuellement observés pour le calcul du NCE par RTE, l'UFE s'interroge sur la capacité de RTE à calculer le  $V_{dispo}$  en l'espace de 3 mois (avril/mai/juin) et serait favorable à prévoir des garanties pour encadrer ce délai.

Afin de limiter le décalage dans le temps de la rémunération des détenteurs de capacités et l'impact de trésorerie, l'alternative décrite ci-après pourrait être considérée. En amont de la période de livraison, le fournisseur fait une pré-estimation de la consommation de son parc client grâce aux outils de RTE (comme pratiqué actuellement dans le mécanisme en cours). Ensuite, au plus proche de la livraison, le fournisseur procède à un paiement mois par mois du cout de la

capacité à RTE, aligné avec la facturation de ses clients. Après avoir perçu le versement, RTE est en mesure de rémunérer mois par mois également les producteurs. A la fin de la période la livraison, une régularisation en AL +1 est effectuée par rapport au montant estimé en premier. Cela permet de moins fragiliser la trésorerie des producteurs sans imposer aux fournisseurs un paiement en AL-4.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE demandent de répartir exceptionnellement pour l'année 2027 l'ensemble des jours PP entre janvier et février pour faciliter la gestion des contrats de fourniture 2026 et la transition entre les deux versions du mécanisme.

**Question 5 : Les modalités de certifications des capacités existantes ou nouvelles (production, stockage et effacement) vous semblent-elles pertinentes ? Considérez-vous qu'il existe des barrières à l'entrée pour la participation effective de l'ensemble des capacités ?**

L'UFE comprend le besoin opérationnel pour les gestionnaires de réseau d'organiser des périodes de certification en amont de chaque enchère et le contrôle que RTE veut apporter sur les engagements de capacité sur le marché secondaire en exigeant, pour avoir accès à ce dernier, une participation des capacités aux enchères.

Cependant, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent deux inconvénients majeurs :

- qu'une certification de toutes les capacités existantes en PL-4 serait prématurée car certaines contraintes ne sont pas connues à cet horizon de temps, contraignant les acteurs à adopter des marges de prudence. Ces volumes de prudence, en cas d'évolution favorable de la disponibilité prévisionnelle d'actifs, pourraient être certifiés post enchère PL-4 et participer au marché secondaire.
- que cela oblige par ailleurs les acteurs avec une forte croissance de puissance installée à une approximation de leurs MW disponibles.

Au global, les dispositions proposées à date réduiraient de plus de 90 % les fenêtres de certification ce qui entrainerait deux risques distincts : d'une part, les acteurs pourraient, via la possibilité de certifier des capacités en projet, anticiper à la hausse la certification de leurs actifs ce qui donnerait lieu à l'existence de capacités certifiées mais non présentes, augmentant artificiellement l'offre de capacité pour la sécurité d'approvisionnement, et d'autre part, des capacités présentes mais non certifiées, ce qui diminue l'efficacité économique du dispositif.

Par conséquent, les acteurs de marché au sein de l'UFE suggèrent d'étendre la fenêtre de certification post enchère PL-4 et PL-1. Les capacités certifiées après le guichet en PL-1 pourraient ensuite être offertes sur le marché secondaire pour aider les acteurs qui souhaitent se rééquilibrer pour satisfaire leurs engagements de disponibilités.

Dans ce cadre, plusieurs aménagements sont possibles :

- Etendre la période de certification afin que des capacités certifiées post enchère aient accès au marché secondaire.
- Retarder le plus possible l'enchère de PL-1 pour capter l'ensemble des capacités disponible pendant la PL,
- Améliorer les conditions de certification en projet (changement de la garantie bancaire, changement des documents justificatifs, etc) afin de faciliter pour les exploitants la certification de projet futurs,
- Introduire la possibilité d'anticiper la certification de certains sites (sur la base par exemple d'une demande de raccordement)

Au sujet des effacements diffus, l'UFE approuve la prise en compte de la thermo-sensibilité dans la méthodologie de certification telle qu'elle a été présentée par RTE au GT du 13/11/2024 avec un calcul du gradient normalisé par le nombre de sites rattachés à l'EDC à chaque instant. L'élaboration d'un gradient de thermo-sensibilité normalisé pour chaque EDC permet ainsi d'estimer au plus proche de la réalité la puissance disponible des EDC d'effacement à température extrême. La participation des effacements diffus au mécanisme de capacité permet aux consommateurs de valoriser leur flexibilité côté fourniture ou exploitant, contribuant ainsi à la sécurité d'approvisionnement.

A propos de la certification normative,

- L'UFE accueille favorablement la refonte de la certification normative qui n'impose pas d'incompatibilités techniques à l'éligibilités de ces capacités aux contrats pluriannuels.
- L'UFE approuve également la démarche de simplification du processus de certification pour les filières renouvelables et les capacités sous OA. Le calcul du volume certifié se faisant sur la base de la puissance installée anticipée plutôt que sur la puissance réalisée permet de réduire la charge opérationnelle de la certification pour les exploitants.
- Cependant, les acteurs de marché au sein de l'UFE s'interrogent sur la robustesse du contrôle effectué lors de la PL. En effet, un contrôle des courbes de comptage pendant le mois pour attester de l'existence d'un site ne reflète pas intégralement la disponibilité de la centrale pendant les périodes de tension sur le système électrique. La méthodologie telle qu'envisagée ne semble pas suffisamment encourager les exploitants à être disponible lors des périodes de pointes. Dans ce cadre, afin que les sites renouvelables les plus faibles puissent toujours bénéficier de la simplification du processus de certification, l'UFE invite RTE et la DGEC à réfléchir sur l'élaboration d'un seuil de puissance au-delà duquel les sites renouvelables seraient soumis à une certification standard.

L'UFE salue positivement qu'un titulaire de périmètre de certification (TPC) puisse gérer des EDC en portefeuille pour tenir compte du foisonnement dans les évolutions de disponibilité

prévisionnelle d'actifs au cours de la période séparant l'enchère principale de la PL.

Par ailleurs, l'UFE accueille favorablement la possibilité de créer des EDC en projet (sans liste définie de PDL), à l'instar de ce qui existe en Belgique. Cela autorise ces EDC en projet à se présenter sur l'enchère PL-4 et, après un guichet de vérification de la réalisation de l'EDC, de permettre son échange sur le marché secondaire.

L'UFE rappelle qu'une EDC est soit une EDC de production, soit une EDC d'effacement. Or certains sites ont à la fois une capacité de soutirage et d'injection (sites sur le résidentiel disposant de PV par exemple). Dès lors, un site certifié dans une EDC de production ne peut plus être certifiée dans une EDC d'effacement dans le mécanisme actuel. Cette barrière a été identifiée mais n'est pas levée dans le mécanisme en cours d'étude car les règles de certification interdisent la possibilité de certifier un site dans une EDC de type production et de type d'Effacement. Cette situation limite le développement de la flexibilité diffuse, les sites étant intégrés dans le périmètre d'une EDC de type production (Obligation d'Achat). L'UFE invite RTE et la DGEC à lever cette barrière dans le nouveau mécanisme en cours de construction.

L'UFE souligne que la variante et le calendrier des enchères envisagé soulèvent un certain nombre d'interrogations tant sur son efficacité que sur ses conséquences pratiques :

- Le volume réservé concerne à la fois le stockage et l'effacement, vraisemblablement sur le modèle de l'AOFD. Les contraintes et les atouts des deux filières peuvent pourtant être différents :
  - Une partie des capacités de la filière effacement peuvent effectivement émerger à très court terme, au plus proche de l'hiver. Ainsi dans le mécanisme de capacité actuel, la certification a lieu en octobre AL-1, pour une participation aux enchères en décembre AL-1 et une période de livraison qui commence dès janvier AL. La proposition de RTE d'anticiper le guichet en janvier A-1 soit 11 mois avant le début de la période de livraison convient mal à ces capacités.
- Une partie des capacités de stockage, quant à elles, peuvent avoir une durée de développement beaucoup plus longue (délai des travaux de raccordement, et de construction) et un niveau d'investissement élevé. D'autres capacités de stockage (de plus faible puissance) peuvent présenter des similarités avec les capacités de la filière effacement. Du point de vue de la réactualisation du besoin, ce calendrier ne nous paraît pas non plus optimal, la situation sur la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver à venir pouvant évoluer lors de l'été précédent.
- Enfin, la période hivernale envisagée par RTE pour les certifications et enchères est déjà une période très chargée (e.g. certification en décembre/janvier et enchère en mars pour PL-1 avec une certification en février (ou mai) et enchère en octobre pour PL-4). Il serait souhaitable de tenir compte de cette charge opérationnelle dans le positionnement des périodes de certification et enchère (en les rapprochant de la PL).

Pour terminer, les acteurs de marché au sein de l'UFE attirent l'attention sur le fait que le temps de développement de certaines capacités est substantiellement inférieur à quatre ans. Par conséquent, ils souhaitent s'assurer que les règles de certification des capacités permettent à ces capacités de participer aux enchères en PL-4.

**Question 6 : L'architecture proposée vous semble-t-elle permettre une juste prise en compte des capacités transfrontalières compte tenu de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement en France ?**

L'UFE prend acte que les futurs mécanismes de capacités mis en place par les Etats membres devront être ouverts à l'application d'une participation explicite approfondie des capacités transfrontalières. L'UFE n'est pas opposée a priori à l'option des pré-enchères mais souhaite que ce sujet, qui a fait l'objet de peu d'échanges, soit approfondi en concertation afin de prendre la mesure des nombreux paramètres qu'il implique, notamment celui d'assurer que la participation explicite approfondie sera encadrée par un principe de réciprocité à chaque frontière.

Les modalités de participation transfrontalière devront tenir compte de la dynamique de convergence des périodes de défaillance entre pays voisins, qui s'accélère avec l'intégration des marchés de l'énergie. Pour garantir une égalité de traitement vis-à-vis des capacités nationales, le régulateur devra être en mesure d'exercer un contrôle sur les offres soumises par les capacités étrangères dans le cadre de ses pouvoirs en matière d'abus de marché.

**Question 7 : L'organisation en deux enchères, un et quatre ans avant la livraison, avec la possibilité de transactions gré à gré, vous semble-t-elle pertinente ? Permet-elle, selon vous, une transparence en matière de fixation du prix de la capacité ? Avez-vous des commentaires sur la transition prévue entre les deux mécanismes qui pourrait conduire à une seule enchère PL-1 pour les hivers 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029 ?**

L'UFE ne prend pas position sur le fait d'organiser une enchère unique ou deux périodes d'enchères en PL-4/PL-3 et PL-1.

Dans l'hypothèse où l'architecture retenue reposerait in fine sur l'organisation de deux enchères comme l'envisageait RTE dans sa note de design, l'UFE rappelle que le mécanisme de capacité ayant vocation à sécuriser la capacité (existante et en projet) nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement plusieurs années en amont de la PL, la seconde enchère ne devrait pas conduire à remettre en cause la contractualisation ayant eu lieu lors de l'enchère principale.

Lors du GT du 6 juin 2024, la DGEC et RTE ont fait part d'une variante pour prendre en compte les évolutions sur les flexibilités apportées par la révision du règlement Electricité dans le cadre de la réforme du market design. Cette variante repose sur les principes suivants :

- une première enchère autour de PL-4, au périmètre market-wide
- une deuxième enchère autour de PL-1, au périmètre market-wide comme dans la note de design mais avec un volume réservé aux flexibilités (effacements et stockage), les autres capacités pouvant être retenues en fonction du besoin résiduel

L'UFE prend acte de la proposition de RTE consistant à réserver un volume aux flexibilités (effacement, stockage) à l'enchère de PL-1 en accord avec les objectifs gouvernementaux.

L'UFE ne prend pas position sur l'une ou l'autre des options mais souligne que si la variante venait in fine à être retenue, l'organisation des enchères doit garantir un accès équitable aux différentes technologies de flexibilités décarbonées aux enchères. En outre, il est nécessaire que le volume réservé au sein de l'enchère PL-1 pour les flexibilités et annoncé avant l'enchère de PL-4 constitue un volume maximal dont il conviendra de défalquer les volumes ayant clearé en PL-4 dès lors que ces filières peuvent aussi chercher à sécuriser des contrats pluriannuels en PL-4, et ce afin que d'autres capacités puissent répondre au besoin résiduel de l'enchère PL-1.

De plus, l'UFE remarque que si le dispositif envisagé permet de continuer à apporter aux effacements explicites un soutien analogue à celui de l'AOFD, il en écarte totalement les effacements indissociables de la fourniture qui ne peuvent pas participer aux enchères et sont donc valorisés au coût moyen du mécanisme, comme une réduction de la contribution à la pointe du fournisseur (ce qui représente une baisse substantielle de l'incitation à la mise en place de ces offres, sans nécessairement refléter l'effort réaliser par les clients de chaque fournisseur). Les EIF ont fait la preuve des services qu'ils peuvent rendre au système et devraient être soutenus comme les EE, afin de permettre le développement de ces offres par les fournisseurs d'énergie. Dans ce contexte, sous réserve d'une certification adaptée tout en respectant le principe de neutralité technologique, l'UFE considère pertinent et nécessaire d'intégrer expressément les EIF dans le nouveau mécanisme de capacité.

S'agissant du calendrier de démarrage, RTE ambitionne d'établir un « rythme de croisière » dès la PL 2030-2031 en organisant près de 5 enchères entre 2026 et 2027. Dans un contexte où le calendrier de la réforme ajoute des incertitudes à la date de démarrage du nouveau mécanisme, l'UFE s'interroge sur l'opportunité de détendre la contrainte et de planifier le rythme de croisière pour les PL suivantes (PL 2031-2032 ou 2032-2033).

L'UFE s'interroge aussi sur la détermination du niveau du volume réservé. En effet d'une part RTE indique que le volume X réservé à la deuxième enchère devra être très limité au regard du besoin total, et d'autre part, la note précise que « le volume réservé pour cette seconde enchère est défini en cohérence avec les objectifs nationaux de développement des « flexibilités ». Or les

objectifs de la PPE sont de 6.5 GW pour la filière effacement et même si la PPE ne fixe pas d'objectif chiffré pour le stockage stationnaire par batteries, la filière représente environ 0.7 GW sur le mécanisme actuel. Ainsi ce volume pourrait s'élever entre 7% et 8% du besoin total. Par ailleurs, si la variante 2 venait à être retenue, l'UFE souligne que le volume réservé aux flexibilités décarbonées en PL-1 devra être défini dès PL-4 en accord avec les objectifs nationaux.

**Question 8 : La priorité accordée aux flexibilités décarbonées vous semble-t-elle nécessaire pour permettre leur développement ? Le cas échéant, quelles filières vous semblent nécessiter cette priorité : effacements, stockage, autre ?**

L'UFE rappelle qu'elle soutient le principe de la neutralité technologique, selon lequel la refonte du mécanisme de capacité ne doit pas favoriser ni discriminer une technologie par rapport à une autre. Par conséquent, comme développé à la question 7, l'UFE ne prend pas position sur le type d'enchère retenu.

L'UFE constate par ailleurs que le cadre actuel permet l'émergence de certaines flexibilités décarbonées, puisque le stockage électrique par batteries lithium-ion est en croissance depuis plusieurs années, avec désormais plus de 1 GW de puissance raccordée.

A propos du principe de clearing sur la seconde enchère (PL-1), l'UFE, en cohérence avec le principe de neutralité technologique, n'est pas en faveur de l'émergence de deux prix de clearing distincts pour les flexibilités et les autres capacités.

En effet, si le volume réservé aux flexibilités n'était pas entièrement satisfait, les autres capacités non-lauréates pourraient participer à la seconde enchère en PL-1. Dans ce cas, deux prix de clearing distincts pourraient émerger. Or, si les flexibilités ne sont pas retenues à un prix inférieur au prix de clearing des autres capacités, alors toutes les capacités ne bénéficieront pas de la rémunération au prix de la capacité marginale révélée par l'enchère, un principe économique que l'UFE défend.

**Question 9 : Ce mécanisme vous semble-t-il conduire à une rémunération des exploitants/installations de capacité, proportionnée à leur contribution à la sécurité d'approvisionnement ?**

Comme indiqué à la question 8, l'UFE défend un principe market wide en pay-as-clear selon lequel toutes les capacités utiles à la couverture du besoin national ex-ante reçoivent la même rémunération, égale au prix du dernier MW de capacité nécessaire pour garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement voulu par la puissance publique.

Certains des dispositifs envisagés par RTE conservent la nature market wide du mécanisme mais en introduisant soit un critère d'éligibilité des filières selon qu'elles sont ou non sous dispositif de soutien, soit un contrôle de la rémunération visant à la différencier entre les filières. Les acteurs de marché au sein de l'UFE rappellent que dans leurs réponses à l'appel à contributions de RTE de septembre 2022, ils avaient indiqué n'être pas favorable à l'introduction de plafonds de prix intermédiaires en soulignant que ce dispositif conduit notamment à une asymétrie des revenus capacitaires pour les moyens nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et fausse ainsi la concurrence entre les technologies, les acteurs et les actifs. Les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent de nouveau qu'aucun plafond de prix différencié entre capacités existantes et nouvelles ne doit être introduit.

Si, malgré les observations faites précédemment, un plafond de prix intermédiaire venait à être mis en place, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que le dispositif doit s'assurer que le niveau de rémunération des actifs est pertinent et non déconnecté de la réalité du missing money. A ce titre, la proposition de plafond intermédiaire pour les capacités existantes fixé au niveau du missing money le plus élevé (en-dessous du prix de clearing) doit nécessairement être accompagnée des conditions suivantes :

- Le calcul du missing money ne doit pas être circonscrit au manque à gagner entre l'équilibre de prix sur les marchés de gros de l'électricité et le coût moyen de production de l'installation. Il doit également prendre en compte l'incitation aux investissements nécessaires au repowering d'une part et à la décarbonation d'autre part ;
- Les principes du calcul, les paramètres et les résultats doivent être communiqués de manière claire et transparente, en amont ou au plus tard au moment de l'enchère

Toutefois, l'UFE rejoint les pouvoirs publics sur le fait que les capacités ne doivent pas bénéficier d'une double rémunération de capacité. A l'instar de l'actuel dispositif de soutien aux effacements qui se présente comme un complément de rémunération par rapport au prix de référence issu du mécanisme de capacité, il s'agira ainsi de prévoir une articulation du mécanisme de capacité avec les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et le futur dispositif de régulation du nucléaire.

**Question 10 : Les contrats pluriannuels vous semblent-ils suffisants pour susciter les investissements dans des nouvelles installations de production ? Par ailleurs ces contrats pluriannuels doivent-ils selon vous être ouverts aux capacités de flexibilités décarbonées ou aux capacités bénéficiant d'autres mesures de soutien (moyens bénéficiant par exemple de compléments de rémunération ou de l'obligation d'achat ou, le cas échéant, flexibilités prioritaires lors de l'enchère AL-1, etc.) ?**

Le mécanisme de capacité a pour objectif de sécuriser en amont de la période de livraison la capacité nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Cette sécurisation s'opère en engageant les capacités existantes et en donnant si nécessaire un signal à l'émergence de nouvelles capacités. La refonte du mécanisme de capacité doit permettre d'apporter les solutions pertinentes pour continuer à assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France dans le cadre du marché européen.

Dans ce cadre, dans le cas où les appels d'offres par filière prévus pour atteindre les objectifs de la PPE ne permettraient pas de garantir le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, l'UFE juge utile de prévoir un dispositif pluriannuel. Ce dispositif pluriannuel aurait ainsi vocation à répondre au besoin de couverture de la sécurité d'approvisionnement mais ne se substituerait pas aux appels d'offres dédiés à l'atteinte des objectifs PPE de chaque filière.

Le design actuel du mécanisme de capacité donne la possibilité de développer des capacités à long terme. Dès lors, le mécanisme de capacité a la faculté de soutenir les investissements nécessaires à travers le dispositif des contrats pluriannuels. L'UFE souligne que si le mécanisme de capacité possède cette faculté d'aide à l'investissement, les contrats pluriannuels sont à considérer uniquement si la satisfaction du critère de sécurité d'approvisionnement nécessite l'émergence de capacités et un soutien à long terme.

Dans l'hypothèse d'un risque sur la sécurité d'approvisionnement qui entraînerait les pouvoirs publics à considérer la mise en place de contrats pluriannuels, l'UFE enjoint les pouvoirs publics à se montrer particulièrement attentifs à l'égalité de traitement entre différentes capacités. En effet, certains acteurs ont pris des décisions d'investissement récentes, en amont de la refonte du mécanisme de capacité. Les décisions d'investissement pour les capacités de production dépendent d'hypothèses économiques sur un grand nombre d'années. La différence de traitement entre des actifs de même technologie évoluant sur des marchés peu profonds introduirait ainsi un risque de manque de rémunération pour les actifs précédemment développés sans soutien public. Ainsi la décision d'allouer une rémunération pluriannuelle à certains actifs devrait systématiquement s'accompagner d'un diagnostic sur la pérennité économique des actifs existants et le cas échéant conduire à des mesures appropriées.

Par ailleurs, les acteurs de marché au sein de l'UFE proposent que les capacités existantes nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, connaissant des investissements substantiels (les critères de seuil €/MW seraient à définir) nécessitant une visibilité à long terme (augmentation de puissance, révision majeure (major overhaul), prolongation de la durée de vie, décarbonation des actifs...) soient considérées comme de nouvelles capacités.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE invitent à considérer dans les capacités éligibles au soutien pluriannuel, les sites industriels qui s'engagent dans l'électrification de leurs procédés (par exemple remplacement d'une chaudière à gaz par une chaudière électrique) à hauteur des

nouvelles capacités d'effacement générées par l'investissement.

S'agissant de la durée de ces contrats pluriannuels, les acteurs de marché au sein de l'UFE invitent à introduire des durées de contrat de 15 voire 20 ans en plus des durées de 7 et 10 ans évoquées en GT RTE. En effet, un actif à durée de vie longue qui peut fournir un service de sécurité d'approvisionnement pourrait proposer une annuité risquant d'être peu compétitive avec un contrat 10 ans. L'éligibilité à ces durées de contrat additionnelles de 15 voire 20 ans pourraient alors être conditionnées au seuil d'investissement ou à un critère de durée de vie de l'actif. Dans sa communication sur le cadre des aides d'État pour soutenir le Pacte pour une industrie propre, la Commission européenne souligne que, dans les États membres où les trois plus grandes entreprises actives dans la production d'électricité couvertes par le mécanisme de capacité contrôlent au moins 75 % de la production nationale installée, la durée minimale des contrats de long terme pour les capacités faisant l'objet d'un investissement supérieur au seuil (à définir) est de 10 ans. L'UFE souligne que ce critère pourrait restreindre les contrats pluriannuels sur des durées de 5 ou 7 ans par exemple.

S'agissant des nouvelles capacités de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, un temps de développement (étude de design et de permitting) de deux à trois ans selon les actifs est nécessaire en amont des enchères pour que les développeurs de projets puissent engager la décision d'investissement aussitôt la capacité sélectionnée à l'enchère. Cela requiert donc nécessairement une certaine visibilité en amont des enchères. Ainsi, quel que soit le schéma retenu pour ce dispositif pluriannuel, l'UFE souhaite que, à la suite de la publication du Bilan prévisionnel 2023 de RTE, l'Etat décide du niveau de risque (les hypothèses de consommation et de production) à couvrir et du niveau de capacité à sécuriser avec le mécanisme de capacité a minima trois ans en amont des enchères, en clarifiant les conditions de contractualisation envisagées (plafond de rémunération, durée de contrat, critères d'éligibilité).

**Question 11 : Selon quels principes fixeriez-vous le plafond de prix intermédiaire afin de ne pas impacter la concurrence sur les marchés de l'énergie (par exemple sur le marché de l'équilibrage) ?**

Comme développé à la question 9, les acteurs de marché au sein de l'UFE ne sont pas favorables à l'introduction de plafonds de prix intermédiaires.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE sont opposés à ce que RTE fixe en lieu et place des acteurs de marchés une estimation de missing money de court terme qui servirait de plafonnement pour le clearing voire les offres des acteurs : cela conduirait à des valeurs de plafond normatives voire arbitraires qui ne pourront pas rendre compte de l'équilibre économique des installations (par exemple CAPEX de maintenance ponctuels, de la nécessité desquels l'exploitant industriel est

seul à même de juger).

Les acteurs de marchés au sein de l'UFE appellent ainsi à envisager des solutions alternatives qui ne contraignent pas la liberté des acteurs.

### **Question 12 : Considérez-vous les contrôles de disponibilité envisagés, dans la continuité du mécanisme actuel, satisfaisants ?**

Le contrôle de la disponibilité dans le mécanisme actuel est très sophistiqué, ce qui conduit à plusieurs recalculs (NCE estimé, NCE provisoire et NCE définitif) et des délais excessivement longs (juin AL +1, décembre AL +2, mars AL +3). Or la plupart des capacités à partir d'un certain niveau de puissance est tenue de déclarer sur REMIT leur capacité disponible. Les acteurs de marché au sein de l'UFE invitent RTE à permettre, pour les exploitants qui le souhaitent, que le contrôle de disponibilité puisse faire appel aux données sur REMIT.

Malgré la complexité du contrôle, le dispositif actuel ne différencie pas dans son système de pénalité des cas où la capacité est effectivement indisponible pendant les heures PP des cas où la capacité est disponible mais calculée comme une capacité indisponible pour des raisons de déclaration. A titre d'exemple, voici trois pénalités prévues aujourd'hui qui sont disproportionnées :

- Les pénalités liées aux écarts de périmètres entre EDC d'une part et EDE/EDA d'autre part. Sur des périmètres diffus impliquant de nombreux sites de tels écarts peuvent exister. Ils ne méritent pas de mettre à 0 l'énergie disponible résiduelle d'une EDC qui n'a pas été activée. Cette pratique des règles actuelles conduit à des coûts opérationnels très élevés pour les opérateurs d'effacement exploitants sans être justifiée par un coût ou un manque de capacité pour le système électrique. Ainsi pour une EDC de 40 MW mettant à disposition sa capacité toute l'année via une EDA mais activée une seule fois, la présence d'un site de 50 kW de puissance souscrite dans l'EDA non certifié dans l'EDC conduit à un NCE quasi nul alors qu'il ne s'agit que de 50 kW ;
- Les pénalités pour non-activation sur une heure donnée malgré un prix de marché day-ahead supérieur au prix collecté pour l'EDC. Elles conduisent aujourd'hui à une mise à 0 de l'énergie disponible résiduelle toute l'année quelle que soit la performance des activations à d'autres heures de l'année. Il faudrait plutôt considérer ce genre de cas comme une activation à 0 sur la période où le site aurait dû s'activer ;
- Enfin, les cas de non-collecte des EmaxJ et EmaxH pour une EDC donnée, qui conduisent à la non-considération par RTE des offres réalisées en l'absence de ces contraintes de stock alors que celles-ci sont bien réalisées. Ce problème sera résolu à l'avenir par la disparition des collectes.

Les méthodes de contrôle du réalisé disponibles peuvent constituer des barrières à l'entrée si

elles ne sont pas adaptées à certaines filières/technologies/types de clients. L'introduction prochaine dans les règles NEBEF de la méthode des panels est un élément positif pour réduire cette barrière. En effet, la méthode des panels permet d'évaluer précisément les effacements des sites raccordés en BT  $\leq 36$  kVA, notamment les clients résidentiels, avec des conditions d'application plus souples que les autres méthodes de contrôle du réalisé. Elle sera un facteur clé de développement des flexibilités en diffus. Les processus de certification des flexibilités diffuses devront également être simplifiés.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE recommandent d'appliquer des contrôles de disponibilité simplifiés non seulement pour les ENR diffuses, mais également pour la flexibilité diffuse.

**Question 13 : Quels critères d'émissions envisageriez-vous au regard des objectifs de sécurité d'approvisionnement et de décarbonation du mix électrique ?**

**Question 14 : Avez-vous d'autres remarques ?**

**Marché secondaire :**

Dans sa note de design du futur mécanisme de capacité, RTE indique que :

*« En cas d'aléas de disponibilité le rendant intégralement ou partiellement incapable d'honorer son engagement, l'exploitant pourrait céder tout ou partie de celui-ci sur un marché secondaire ouverts aux exploitants (cela entraînerait à nouveau une mise à jour de son contrat) [...]. Le marché secondaire serait clos la veille du début de la période de livraison : toute la capacité nécessaire serait contractualisée en amont de cette dernière. »*

L'UFE accueille favorablement le maintien du marché secondaire pendant toute la durée de la période de livraison. En effet, il est essentiel que, sans remettre en cause le volume contractualisé, les acteurs puissent continuer à échanger sur le marché secondaire pour rééquilibrer leurs positions et ainsi gérer les aléas pendant la période de livraison. Cette proposition pourrait être étendue au-delà de la PL de façon à permettre aux acteurs de se rééquilibrer sur la base du niveau d'engagement estimé par RTE (Cf. dispositif prévu dans le cadre du mécanisme de capacité actuel avec un rééquilibrage autorisé jusqu'en AL+1).

Par ailleurs, l'UFE demande qu'une enchère organisée facilitant les échanges entre exploitants et pouvant se tenir en PL-1 soit étudiée par RTE afin de faciliter le rééquilibrage de leurs engagements. Ce dispositif, quelles qu'en soient les modalités, ne devra pas nuire à la couverture du besoin national par RTE. Il compléterait l'échange « en continu » permis par le marché secondaire et pourrait également avoir un intérêt en PL+1 au moment où RTE notifie le niveau d'engagement effectif.

Il serait souhaitable de permettre à des EDC de se certifier ou recertifier uniquement à la hausse en dehors des guichets de certification, potentiellement dans la limite d'un % des volumes totaux certifiés par le TPC si RTE souhaite exercer un contrôle sur ces certifications hors guichet.

En effet, l'impossibilité de faire certifier ou recertifier à la hausse des capacités en dehors des guichets de certification précédant chacune des deux enchères est susceptible de réduire la liquidité sur le marché secondaire et notamment sur la période comprise entre les enchères PL-4 et PL-1.

De plus, l'UFE propose d'autoriser les restitutions d'engagements PL-4 à l'enchère PL-1 (les volumes restitués étant ajoutés dans la demande exprimée par RTE en PL-1), au prix d'une pénalité inférieure à celle qui est encourue en allant aux écarts, et dans des conditions encadrées pour éviter des comportements opportunistes. En cas d'aléa de disponibilité subi, il y aurait bien incitation à le révéler et à permettre la re-contractualisation du volume manquant en PL-1, le risque et le surcoût associés étant partagés entre les exploitants de capacité et les consommateurs avec un bilan probablement favorable pour les consommateurs puisque cela limiterait la prime de risque incluse dans les offres des exploitants de capacité en PL-4.

#### **Signaux PP :**

De manière plus générale, RTE identifie un besoin en actifs flexibles à stock long en 2030-2035 (dits « investissements sans regrets ») dans le Bilan Prévisionnel publié en septembre 2023, pour pallier l'absence de vent pendant plusieurs jours par exemple. Pour autant, le besoin en sécurité d'approvisionnement lié à ce type d'actifs n'est pas reflété dans les signaux PP à date, qui ont plutôt tendance à raccourcir dans la journée dans le design proposé. Les actifs flexibles à stock long peuvent voir leur contribution au besoin en sécurité d'approvisionnement reflété de plusieurs manières : plage horaire PP, intensité de tirage des PP sur la période d'engagement ou encore via les abattements de capacité pour les actifs à stock. Pour répondre au manque de signal clair envoyé aux actifs flexibles à stock long, l'UFE invite RTE à faire évoluer l'un de ces paramètres en cohérence avec le besoin identifié dans le BP.

Enfin, l'UFE souligne que l'introduction d'un signal unique des jours PP doit refléter le plus fidèlement possible les tensions du système électrique et traduire les besoins de (i) maintenir un niveau de disponibilité maximal des actifs et (ii) d'inciter les consommateurs à la maîtrise de leur consommation.

#### **Pénalisation des écarts négatifs et rémunération des écarts positifs :**

L'UFE invite RTE et les pouvoirs publics à prévoir un coefficient de pénalisation (coefficient  $k$ ) des écarts négatifs incitatif sans être dissuasif afin d'éviter le risque de surenchérir le coût du mécanisme (en dissuadant les exploitants d'engager la meilleure estimation de la disponibilité de leurs actifs). RTE envisage aussi d'attribuer une valeur comprise entre 0,2 et 0,4 au terme  $k$ , qui reflète à la fois le niveau de tension sur la sécurité d'approvisionnement et l'ampleur de

l'écart d'un acteur dans le futur mécanisme. Si la fourchette basse de cette plage de valeur s'inscrit dans la continuité du mécanisme actuel, la fourchette haute marquerait un durcissement notoire du régime de pénalité.

Par ailleurs, à l'instar du dispositif de « mise au pot » existant dans la version actuelle du mécanisme de capacité, l'UFE invite RTE à considérer un mécanisme avec rémunération des écarts positifs (via un montant financier compensateur issu du fond dédié au règlement des écarts, sous réserve des montants versés par les acteurs en écart négatif)

Concernant les pénalités et le système de règlement des écarts, l'UFE estime que les 3 premières options proposées par RTE (le prix de référence des pénalités est soit celui de l'enchère PL-4, soit de l'enchère PL-1, soit le plus élevé des deux enchères) ne répondent pas à l'enjeu. En effet, les capacités étant retenues lors d'enchères différentes, il semble peu pertinent que des acteurs puissent être pénalisés de façon proportionnelle au prix d'une enchère à laquelle ils n'ont pas participé (la logique étant ici celle d'une pénalisation pour non-respect de l'engagement de disponibilité de l'actif, et non d'une compensation du coût de satisfaction de l'engagement par un autre actif – puisqu'il n'existe pas de mécanisme d'« équilibrage en capacité »). En particulier, l'option consistant à indexer les pénalités sur l'enchère PL-1 serait la pire car elle ne permettrait pas aux acteurs répondant en PL-4 d'anticiper leur risque au moment de la réponse à l'enchère. L'option 4 qui est celle d'une moyenne des prix pondérés par les volumes de chaque enchère est probablement susceptible de convenir au plus grand nombre.

Il est toutefois regrettable sur le principe qu'un acteur puisse être pénalisé même partiellement au niveau d'un prix qu'il n'aura pas touché, la variante B d'organisation des enchères pouvant donner lieu à la fixation du prix de l'enchère PL-1 au plafond technique de l'enchère si l'on s'en tient aux niveaux de prix atteints sur l'AO Flexibilités Décarbonées.

Ainsi, une autre option consisterait à calculer un PRPE individuel pour chaque acteur. En effet, RTE aura a priori à sa disposition toutes les informations nécessaires au calcul de cette pénalité individualisée lors du règlement financier.