

Janvier2026

Position de l'UFE sur le fonctionnement du mécanisme de capacité

Table des matières

| | |
|--|----|
| 1) La définition du besoin et l'expression de la demande | 1 |
| A - Besoin en capacité..... | 1 |
| B - Mécanisme de capacité et signaux d'investissements à long terme..... | 2 |
| 2) La constitution et l'expression de l'offre | 3 |
| A - Capacités éligibles, caractère <i>market wide</i> du mécanisme..... | 3 |
| B - Processus de certification | 5 |
| 3) Le fonctionnement des échanges | 6 |
| A - Nombre d'enchères..... | 6 |
| B - Conséquences de la variante et du calendrier des enchères envisagé..... | 7 |
| C - Participation transfrontalière | 8 |
| D - Marché secondaire..... | 9 |
| E - Pénalisation des écarts négatifs et rémunération des écarts positifs..... | 9 |
| 4) Le contrôle de la disponibilité, la rémunération capacitaire et les règlements financiers | 10 |
| 5) Le financement du mécanisme | 11 |
| A - Option quotes-parts fournisseurs et coût du mécanisme..... | 11 |
| B - Plage PP | 12 |

1) La définition du besoin et l'expression de la demande

A - Besoin en capacité

L'UFE souligne la nécessité que l'État fournit, au moins trois ans avant l'enchère PL-4, les niveaux de nouvelles capacités à sécuriser, afin de permettre aux développeurs, dont les projets impliquent

des cycles de développement importants, de prendre directement des décisions d'investissement à l'issue de l'enchère PL-4, en tenant compte des délais de permitting.

Par ailleurs, les acteurs de marché au sein de l'UFE estiment 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 (délestage de 2h par an en espérance) ;
- Le volume maximal susceptible d'être contracté à prix 0.

Les autres éléments devant être publiés, en lien avec la demande, incluent l'objectif public de développement des flexibilités décarbonées (Oflex) 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.

B - Mécanisme de capacité et signaux d'investissements à long terme

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 le parc existant, complété des appels d'offres par filière prévus, le cas échéant, pour atteindre les objectifs de la PPE ne permettrait pas de garantir le respect du critère de sécurité d'approvisionnement**, les acteurs de marché au sein de l'UFE jugent 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 actuellement envisagé pour le 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. Les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que **si le mécanisme de capacité possède cette faculté d'aide à l'investissement, les contrats pluriannuels sont à considérer uniquement si le critère de sécurité d'approvisionnement n'est pas satisfait sans l'émergence de capacités additionnelles qui requièrent 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, **les acteurs de marché au sein de l'UFE rappellent l'importance de garantir l'égalité de traitement entre toutes les capacités**. En particulier, les acteurs de marché au sein de l'UFE appellent à considérer l'impact de la mise en place de ces contrats et des plafonds de prix intermédiaire sur la pérennité économique des actifs de stockage existants. En effet, ces dernières seraient défavorisées par rapport aux nouvelles capacités alors qu'elles peuvent présenter des caractéristiques techniques équivalentes. Les acteurs de marché au sein de l'UFE invitent l'administration à mettre en œuvre les mesures appropriées.

S'agissant du seuil d'investissement minimum, les acteurs de marché au sein de l'UFE prennent note du montant unique fixé à 125k€/MW certifié. Cependant, ils invitent à introduire des durées de

contrat reflétant la durée de vie des différents actifs. En effet, un actif à durée de vie longue (par exemple 25 ans) qui peut fournir un service de sécurité d'approvisionnement pourrait proposer une annuité risquant d'être peu compétitive avec un contrat 10 ou 15 ans. Lorsque la durée d'un contrat pluriannuel est inférieure à la durée de vie d'un actif, le prix d'offre soumis à l'enchères sera artificiellement élevé dans la mesure où les exploitants doivent couvrir, sur une période plus courte, des coûts s'étalant sur une durée plus longue. En effet, plus la durée du contrat est décorrélée de la durée de vie de l'actif, plus le *missing money* à couvrir via la rémunération capacitaire pluriannuelle est important, sachant que les revenus capacitaires non sécurisés au-delà du contrat pluriannuel sont incertains et seront par ailleurs, sauf dérogation, soumis au plafond de prix intermédiaire applicable aux actifs existants. Les acteurs de marché au sein de l'UFE accueillent favorablement la possibilité pour les exploitants de fixer la durée du contrat, à condition qu'elle ne dépasse pas la durée d'amortissement du projet. Ils appellent toutefois à un allongement de la durée maximale actuellement fixée à 15 ans.

S'agissant des nouvelles capacités de production nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, un temps de développement (étude de design et de permitting) d'un an (voire un peu moins) 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, **les acteurs de marché au sein de l'UFE souhaitent que, dans le cadre des travaux du Bilan prévisionnel 2025 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).

RTE a identifié un besoin minimal d'actifs « créateurs nets d'énergie » pour permettre d'atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement. Ces actifs sont définis comme des moyens de production non contraints par des contraintes de stock à l'échelle de la journée ou de la semaine. De plus RTE souligne une forte incertitude quant à l'estimation de la contribution des actifs se rechargeant en soutirant sur le système électrique lors des périodes de pointe. Dans ce cadre, les acteurs de marché au sein de l'UFE prennent acte de la proposition de RTE d'introduire, lors de l'enchère PL-4 pour la PL2030/2031, un volume maximal de capacités pluriannuelles à stocks courts.

Concernant la mise en place d'un coefficient par filière évolutif sur la durée du contrat pluriannuel, **les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que cette mesure ferait varier la rémunération du lauréat et porterait fortement atteinte à la visibilité sur la rémunération de l'exploitant.** Bien que le coefficient filière dépende non pas de la performance d'un actif en particulier, mais bien du mix électrique dans lequel il s'insère (qui évolue chaque année), les acteurs de marchés au sein de l'UFE soulignent que l'absence de visibilité sur les fourchettes d'évolution des coefficients par filière accroît l'incertitude concernant les revenus capacitaires, ce qui peut compromettre la décision finale d'investissement.

2) La constitution et l'expression de l'offre

A - Capacités éligibles, caractère *market wide* du mécanisme

Les acteurs de marché au sein de l'UFE défendent 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.

Ils rappellent que dans leurs réponses à la consultation publique de la DGEC de mars 2025, 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 devrait être introduit.

À la suite des arbitrages présentés par la DGEC le 15 mai 2025, l'UFE prend acte de l'introduction d'un plafond de prix intermédiaire pour les actifs existants, avec l'ouverture de dérogations en cas de non-couverture de leur *missing money*. Les acteurs de marché au sein de l'UFE rappellent que le plafond de prix intermédiaire doit en tout état de cause rester technologiquement neutre et accueille favorablement l'absence de différenciation entre les filières. 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*. En effet, si le plafond de prix intermédiaire était inférieur au *missing money* d'une centrale existante nécessaire à la sécurité d'approvisionnement, cela compromettrait sa viabilité économique et conduirait à son arrêt malgré son intérêt pour la collectivité.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE sont donc 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 marché au sein de l'UFE appellent ainsi à envisager des solutions alternatives qui ne contraignent pas la liberté des acteurs notamment la fixation du prix au niveau de l'offre la plus élevée lorsque la demande en capacité n'est pas entièrement satisfaite par le parc existant (plutôt qu'au niveau d'un plafond administré – ce qui permet que le prix reflète toujours un *missing money* réel, et assure effectivement sa couverture).

A défaut, la proposition actuelle de plafond intermédiaire pour les capacités existantes, fixé à un niveau normatif réputé correspondre au *missing money* le plus élevé des actifs existants devrait nécessairement être accompagnée des conditions suivantes :

- Le calcul du *missing money* ne doit pas être circonscrit au manque à gagner entre les revenus issus des marchés de gros de l'électricité et des services systèmes, et le coût fixes d'exploitation de l'installation. Il doit également prendre en compte les CAPEX de maintenance qui sont nécessaires au maintien en activité de l'actif sans toutefois répondre aux critères qui permettraient de requalifier l'actif en nouvelle capacité (*cf.supra*) ;
- L'estimation des revenus que l'installation peut percevoir sur les marchés de l'énergie est incertaine et difficile à anticiper. Par conséquent, il est indispensable que les hypothèses de revenus retenues par RTE fassent l'objet d'une concertation et soient présentées de manière transparente. Pour les actifs de pointe en particulier, les revenus sont extrêmement volatils et fréquemment nuls. Concernant les revenus issus de pics de prix très élevés mais extrêmement rares, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que ceux-ci résultent d'événements exceptionnels et ne constituent pas une base fiable pour estimer la rentabilité d'un actif.
- Le *missing money* doit également prendre en compte un rendement du capital. Une hypothèse de rentabilité (IRR ou WACC) pourrait être publiée et concertée avec les acteurs de marché.
- 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, les acteurs de marché au sein de l'UFE rejoignent 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.

B - Processus de certification

Les acteurs de marché au sein de l'UFE comprennent 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, ils soulignent deux inconvénients majeurs :

- **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 et donc à se priver de capacités disponibles pour la sécurité d'approvisionnement. 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.**
- **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 entraînerait 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 potentiellement 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.

Au sujet des effacements diffus, les acteurs de marché au sein de l'UFE approuvent la prise en compte de la thermo-sensibilité dans la méthodologie de certification. 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.

Par ailleurs, dans un objectif d'amélioration de l'efficacité du traitement des données de consommation des acteurs, de réduction des coûts d'implémentation du mécanisme pour la collectivité et de renforcement de la robustesse de l'évaluation de la thermosensibilité de la consommation électrique sur le RPD, les acteurs de marché au sein de l'UFE demandent la suppression du seuil de thermosensibilité actuellement en vigueur qualifiant par défaut les sites d'une puissance moyenne supérieure à 175kW comme non-thermosensibles. De plus, le recours à une puissance moyenne telle relevée sur la PL comme critère de thermosensibilité limite grandement la capacité du fournisseur à facturer le coût de la capacité au plus proche de la consommation, étant donné que, pour une partie de son portefeuille, il n'est pas en mesure de déterminer si le site est thermosensible ou non.

A propos de la certification normative :

- Les acteurs de marché au sein de l'UFE accueillent favorablement la refonte de la certification normative qui n'impose pas de d'incompatibilités techniques à l'éligibilité de ces capacités aux contrats pluriannuels.
- Ils approuvent 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, ils 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, les acteurs de marché au sein de l'UFE invite RTE à réfléchir sur l'élaboration d'un seuil de puissance au-delà duquel les sites renouvelables seraient soumis à une certification standard.

Ils saluent 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 d'actifs.

Par ailleurs, ils accueillent **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.

3) Le fonctionnement des échanges

A - Nombre d'enchères

Les acteurs de marché au sein de l'UFE prennent acte de la volonté de la DGEC d'organiser deux périodes d'enchères en PL-4 et PL-1.

Ils rappellent 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, et en vertu du droit au maintien des conventions légalement conclues, la seconde enchère ne devrait pas conduire à remettre en cause la contractualisation ayant eu lieu lors de l'enchère principale. **Dès lors, ils accueillent favorablement l'arbitrage présenté par la DGEC, prévoyant le maintien des engagements de disponibilité contractualisés en PL-4 sans révision à la baisse en PL-1.**

Les acteurs de marché au sein de l'UFE prennent acte de la nouvelle proposition de RTE concernant le cadre de soutien aux flexibilités décarbonées. Étant donné que le volume réservé en PL-1 pour ces capacités dépendra du volume déjà retenu lors de l'enchère en PL-4, ils partagent l'analyse de RTE selon laquelle ce volume (Vflex) pourrait être nul. Les acteurs de marché au sein de l'UFE relèvent que la possibilité d'un Vflex nul pourrait introduire un risque de freiner le développement

d'une partie des capacités de la filière effacement. En effet, ces capacités peuvent émerger à très court terme, au plus proche de la PL. Ils soulignent également le besoin de visibilité autour Oflex et demandent à ce que cet objectif soit défini en amont de PL-4.

Ils constatent 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 (1,138 GW) de puissance raccordée fin 2025.

Les acteurs de marchés au sein de l'UFE soulignent qu'il semble primordial, pour l'émergence d'un prix de la capacité robuste et lisible, que l'enchère PL-4 regroupe la grande majorité de la demande.

A propos du principe de clearing sur la seconde enchère (PL-1), et dans l'hypothèse d'un Vflex positif, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent l'importance de préserver la cohérence d'ensemble du signal prix. En cohérence avec le principe de neutralité technologique, ils appellent à une réflexion sur les mécanismes permettant d'assurer une convergence des conditions de rémunération entre les différentes catégories de capacités et de garantir une valorisation optimale de toutes les formes de contribution à la sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, les acteurs de marché au sein de l'UFE accueillent favorablement l'intégration expresse des effacements indissociables de la fourniture dans le nouveau mécanisme, et les modalités retenues à cette fin. En effet, 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.

B - Conséquences de la variante et du calendrier des enchères envisagé

Les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent 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 « Oflex » concerne à la fois le stockage et l'effacement. 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.
- 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.
- 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 + 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).**

S'agissant du calendrier de démarrage, RTE a présenté une proposition dont l'objectif est double : réduire les contraintes opérationnelles liées à la certification des capacités tout en permettant une

convergence rapide vers un rythme nominal. Dans ce cadre, RTE propose d'organiser une unique enchère en juillet 2026 pour l'hiver 2026-2027 (au lieu de 5 enchères précédemment) et organisera la première enchère PL-4 avec la possibilité éventuelle de bénéficier de contrats pluriannuels pour l'hiver 2030-2031 en fin d'année 2026. **Les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que les modifications apportées permettront ainsi de bénéficier d'un retour d'expérience plus complet sur les premières enchères du mécanisme.** Cependant, ils souhaitent faire remarquer que l'organisation d'une enchère en juillet pour une livraison l'hiver suivant réduit la capacité des fournisseurs à répercuter le prix de capacité dans leurs offres. Ils tiennent également à faire remarquer que le calendrier prévisionnel ne permet pas de faire émerger un signal prix continu de la capacité entre les hivers 2026-2027 et 2029-2030. En effet, au cours des trois premières années du mécanisme, le prix de capacité pour l'hiver à venir ne sera connu qu'à quatre mois de l'échéance.

Concernant la temporalité de réévaluation du besoin *market wide* à la hausse en cas de tension sur l'équilibre offre-demande avant PL-1, les acteurs de marchés au sein de l'UFE souhaitent que RTE puisse exprimer son besoin proche de l'enchère PL-1, de manière à affiner ses modélisations au plus proche des besoins réels du système électrique.

C - Participation transfrontalière

Les acteurs de marché au sein de l'UFE prennent acte que les futurs mécanismes de capacité mis en place par les Etats membres devront être ouverts à l'application d'une participation explicite approfondie des capacités transfrontalières.

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.**

A la suite des arbitrages présentés par la DGEC le 15 mai 2025, les acteurs de marché au sein de l'UFE accueillent favorablement la disposition prévoyant que les capacités transfrontalières soient rémunérées au prix marginal local (si celui-ci est inférieur au prix de clearing français). L'intégration de capacités étrangères au mécanisme de capacité français, dans la limite de leur *Maximum Entry Capacity*(MEC), pourrait permettre de diminuer son coût global.

S'agissant du processus de pré-sélection des capacités étrangères aux frontières, les acteurs de marché au sein de l'UFE souhaitent soulever plusieurs difficultés :

- Lorsque le volume offert ne permet pas d'atteindre la MEC, le volume résiduel est déduit de la courbe de demande principale, ce qui revient à considérer implicitement que ce volume contribue à la sécurité d'approvisionnement, alors même qu'il n'est pas économiquement mobilisable ; dans ce cas, le volume résiduel devrait être pris en charge par les capacités situées en France.
- Par ailleurs, le prix marginal transfrontalier ne peut pas être acceptable si le volume offert lors de la présélection est inférieur à la MEC. À défaut, les capacités étrangères devraient bénéficier du prix d'équilibre de l'enchère principale.
- Enfin, les capacités transfrontalières devraient pouvoir participer à l'enchère PL-1, comme elles sont autorisées à participer au marché secondaire.

D - Marché secondaire

Dans son rapport d'accompagnement de la proposition de règles sur la réforme du mécanisme de capacité, RTE indique que : « *Pour ajuster leurs engagements (à la hausse ou à la baisse), les TPC ont ainsi la possibilité de s'échanger des engagements de disponibilité sur le marché secondaire.* »

L'UFE accueille favorablement l'ouverture en continu du marché secondaire jusqu'à sept jours ouvrés à l'issue 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.

Par ailleurs, les acteurs de marché au sein l'UFE demandent 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 complèterait 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.

E - Pénalisation des écarts négatifs et rémunération des écarts positifs

Les acteurs de marché au sein de l'UFE invitent 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 d'enchérir le coût du mécanisme (en dissuadant les exploitants d'engager la meilleure estimation de la disponibilité de leurs actifs). Les acteurs de marché au sein de l'UFE sont favorables à la proposition de RTE qui vise à indexer la valeur du coefficient k en fonction de l'écart du TPC pour se conformer au CISAF. En effet, lorsque l'écart est au moins égal à la moitié du volume contractualisé par le TPC, le coefficient k sera égal à 1 et le TPC se verra appliquer une pénalité correspondant à 100% de sa rémunération.

Par ailleurs, à l'instar du dispositif de « mise au pot » existant dans la version actuelle du mécanisme de capacité, **les acteurs de marché au sein de l'UFE invitent 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, les acteurs de marché au sein de l'UFE accueillent favorablement le calcul d'un prix de référence des écarts propre à chaque TPC pour chaque PL. Il serait défini comme la moyenne des prix pondérés par les volumes de chaque enchère.

4) Le contrôle de la disponibilité, la rémunération capacitaire et les règlements financiers

Le contrôle de la disponibilité dans le mécanisme actuel est sophistiqué, ce qui conduit à plusieurs recalculs successifs (Vdispo estimé, Vdispo définitif) et des délais importants, le cycle de financement d'une PL pouvant s'étendre sur deux ans (facturation des écarts au plus 18 mois après la PL). Or la plupart des capacités à partir d'un certain niveau de puissance est tenue de déclarer sur REMIT leur capacité disponible.

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 Vdispo 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 J-1 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 ;

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 ≤ 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.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE rappellent 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.

5) Le financement du mécanisme

A - Option quotes-parts fournisseurs et coût du mécanisme

Les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent la nécessité que les dispositions retenues incitent les consommateurs à la maîtrise de leur consommation à la pointe.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE sont favorables au modèle dit « quote-part fournisseur » qui repose sur une quote-part du coût du mécanisme, allouée à chaque fournisseur en fonction de la consommation de son portefeuille. Cette option laisse plus de liberté aux fournisseurs pour répercuter à leurs clients le coût de la capacité que chacun génère. En particulier, elle permet aux fournisseurs de développer des offres innovantes combinant les signaux de prix énergie et capacité et s'adaptant aux attentes et profils des consommateurs ciblés. De plus ce modèle permet de conserver les modalités de facturation actuelle et ne nécessite pas les évolutions SI significatives de l'option alternative terme tarifaire, qui étaient sources de délais problématiques au regard de l'échéance de 2026, et de coûts importants qui interrogeaient au regard de l'amélioration attendue.

S'agissant du calcul de la puissance estimée des contributeurs pour la PL2026-2027, les acteurs de marché au sein de l'UFE s'interrogent sur L'utilisation de l'obligation estimée AL 2024 comme base de calcul. En effet, les portefeuilles et la définition des heures PP auront profondément évolué. Ils soulignent qu'il serait nécessaire de recalculer la puissance estimée sur la base de données plus récentes, d'une simulation réaliste des heures PP sur la période considérée, et de fournir cette information à titre indicatif aux contributeurs.

En particulier, les acteurs de marché au sein de l'UFE invitent 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. Dans ce cadre, ils souhaiteraient notamment que RTE organise une présentation par Enedis d'une étude de cas du fonctionnement du calendrier à pointe mobile. L'un des enjeux est que chaque consommateur (y compris les consommateurs profilés) supporte le coût lié à sa consommation réalisée sur les heures PP de la période PL.

Les acteurs de marché au sein de l'UFE souhaitent souligner que le calendrier de communication du quotient par la CRE est incompatible avec les délais de prévenance des consommateurs que doivent respecter les fournisseurs. Ainsi les règles prévoient que la CRE communique au plus tard le 1er octobre pour une application au 1er novembre, ne laissant pas aux fournisseurs la possibilité matérielle d'accompagner les clients dans les délais usuels, d'autant que les fournisseurs ont eux-mêmes besoin d'un délai de mise en œuvre compte-tenu notamment des volumétries clients à informer. Par ailleurs, donner de la visibilité aux acteurs semble également important. Une communication, en juillet, au plus près du résultat des enchères est ainsi souhaitable, elle permettrait aux acteurs d'intégrer au plus tôt dans leurs offres de marché et lors de l'actualisation du TURPE au 1er août, le prix de la capacité.

Par ailleurs, les règles en l'état ne permettent pas aux fournisseurs de répercuter au client, au plus proche de la consommation, le coût exact de leur contribution au Montant à financer qu'il génère. En effet, la mise à disposition tardive de certains paramètres (quotient et puissance sur les plages PP extrapolée à température extrême) et des données précises de consommation des clients sur les heures PP contraignent les fournisseurs à prévoir, selon les segments de clients concernés :

- Soit des mécanismes de régularisation ex post lourds et inenvisageables pour de nombreux

- clients,
- Soit de facturer le coût de la capacité sur la seule base d'éléments prévisionnels, conduisant le fournisseur à porter un risque d'écart qui se répercute par un surcoût visant à le couvrir dans les prix proposés.

Pour éviter cela il serait nécessaire que le gradient de température extrême soit figé pour la période de livraison avant le démarrage de cette dernière (par exemple en utilisant le gradient constaté l'année précédente) et que les gestionnaires de réseau transmettent les consommations des heures PP. En effet, l'absence de mise à disposition systématique des consommations des heures PP par les GRD nuit à l'objectif de transmission d'un signal de tension précis, ciblé sur les heures de plus forte tension au consommateur. Les fournisseurs se voient contraints d'étaler le coût de la capacité sur un plus grand nombre d'heures, rendant la facturation de la capacité moins précise pour le client.

B - Plage PP

S'agissant plus spécifiquement du mécanisme de capacité et de l'introduction d'un unique signal PP, les acteurs de marché au sein de l'UFE :

- Accueillent favorablement la création d'un unique signal PP, répondant ainsi au besoin de simplification entre les différents signaux utilisés pour l'incitation à la disponibilité des capacités et de la maîtrise de la demande (jours PP2, jours PP1, Jours Tempo Rouge, Ecowatt). En effet, l'établissement d'un signal unique améliore significativement la lisibilité pour le consommateur et les opérateurs d'effacements.
- Soulignent l'approche prudente de la définition de la période de livraison envisagée, qui s'étend du 1^{er} novembre au 31 mars. Au vu des résultats du BP 2035 et de la concentration de la quasi-totalité du risque de défaillance sur les mois de décembre, janvier et février, les acteurs de marché suggèrent de limiter la période de livraison à l'hiver électrique de décembre à février.
- Prennent acte du choix de la plage horaire 7-10h et 17-20h. L'UFE souligne la cohérence de la plage horaire proposée avec l'interdiction de placement des heures creuses du TURPE et les heures pleines des jours TEMPO. Par ailleurs, ils soutiennent l'idée de réaliser un retour d'expérience ainsi que la possibilité d'ajuster ces paramètres dans un délai de 5 ans afin de prendre en compte les évolutions du système électrique.
- Soutiennent la proposition de fixation du nombre de jours de période de pointe à 22 jours ouvrés sur la base des données des Bilans Prévisionnels. La volonté d'assouplir les contraintes de tirage, notamment en autorisant le tirage des jours PP pendant les périodes de vacances scolaires, met en évidence la volonté de faire évoluer le critère de tirage vers la consommation résiduelle.
- Invitent RTE à envisager une règle de répartition des jours PP sur la période de livraison, comme l'établissement d'un nombre de jour minimal à tirer par mois, afin d'éviter que RTE soit contraint de tirer des jours PP alors que le système électrique n'est pas sous tension.
- Suggèrent à RTE de considérer une avance du signal de tirage en J-1 à 7h30. Cela permettrait aux exploitants d'avoir une meilleure visibilité des capacités qui pourront se rendre disponibles.
- Encouragent RTE à étudier la possibilité d'un signal (voir d'un pré-signal) envoyé avant le J-1 à 9h30 afin de mieux mobiliser les capacités et les consommateurs : RTE semble avoir les moyens de prévoir les jours PP avec quelques jours à l'avance (notamment au travers de

son dispositif EcoWatt). Or un pré-avis de quelques jours d'un jour PP peut avoir un effet significatif sur le volume d'effacement réalisé le jour PP. Concernant la prise en compte ou non des jours pré-signalés en J-3 mais non confirmés en J-1 dans le calcul du Vdispo pour une PL donnée, ils sont favorables à l'option consistant à considérer tout pré-signalement comme ferme (prise en compte du jour pré-signalé mais non confirmé dans le calcul de la disponibilité) dès lors que cette option s'accompagne d'un plafond pour le nombre de jours pouvant être pré-signalés, ou d'un calcul du Vdispo sur la base des 22 meilleurs jours par exemple.

- Rappellent que la solution envisagée permet une cohérence parfaite entre les jours PP et les jours TEMPO Rouge. Par conséquent, les deux signaux se basant sur la même version des données de prévision et sur un critère de consommation résiduelle, l'utilisation d'un même algorithme permettrait ainsi d'envoyer un signal unique aux consommateurs. Par conséquent, ils soulignent que les consommateurs ayant souscrit à l'offre TEMPO pourraient potentiellement être plus réceptifs aux signaux PP que ceux que ceux bénéficiant d'une autre offre de fourniture.
- **Invite RTE à reconnaître la contribution effective de chacune des filières à la sécurité d'approvisionnement** durant les périodes de forte tension, notamment via une réévaluation des coefficients d'abattement Kj et Kh ou de leur équivalent dans le futur mécanisme.

De manière plus générale, RTE identifie un besoin en actifs flexibles à stock long en 2030-2035 (dans le Bilan Prévisionnel publié en septembre 2025, pour pallier l'absence de vent pendant plusieurs jours par exemple : « *Les analyses du Bilan prévisionnel 2025 mettent en évidence que ces bouquets doivent nécessairement inclure des moyens pouvant être mobilisés pendant des épisodes « longs » de tension sur le système électrique (plusieurs jours de vague de froid sans vent) et n'étant donc pas limités par des contraintes de stock à l'échelle de la journée ou de la semaine. Ces moyens de production pilotables peuvent inclure (i) des barrages hydrauliques disposant de capacités de stockage très importantes, dépassant plusieurs dizaines d'heures de production (STEP de type « hebdomadaire », augmentations de puissance de barrages existants...), (ii) de nouveaux moyens de pointe (turbines à combustion, centrales thermiques à cycle combiné, conversion de moyens existants...) ou (iii) une assurance sur une disponibilité hivernale du parc nucléaire supérieure à celle des dernières années. Sous n'importe quelle configuration, un talon minimal de ces capacités sans contrainte de stock « court » est nécessaire pour respecter strictement le critère de sécurité d'approvisionnement.* ». 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. En application de cette analyse, les acteurs de marché au sein de l'UFE invitent RTE à s'assurer que le design du mécanisme de capacité et les arbitrages proposés (volume maximum d'actifs à stock courts pour la PL 2030/2031, coefficients par filières évolutifs, *derating factors*), permettent effectivement l'émergence d'actifs flexibles à stock long.

Enfin, ils soulignent 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.