

## DÉLIBÉRATION N°2026-42

### **Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 février 2026 portant proposition de méthodologie d'établissement des courbes de demande et des paramètres du rapport de paramétrage du mécanisme de capacité**

**Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.**

Dans le cadre de la refonte du mécanisme de capacité français, RTE a, par un courrier daté du 22 janvier 2026 et reçu le même jour, transmis à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) son rapport méthodologique d'établissement des courbes de demande et des paramètres du rapport de paramétrage du mécanisme de capacité, conformément aux articles L. 316-4 et R. 316-3 du code de l'énergie. La présente délibération porte sur les aspects méthodologiques de détermination des paramètres qui conditionneront le dimensionnement du nouveau mécanisme, et constitue la proposition de la CRE au ministre chargé de l'énergie. L'ensemble de ces éléments méthodologiques a été concerté avec les acteurs par RTE, lors d'un processus mis en place depuis 2022. Dans les délais qui lui ont été impartis, la CRE a également organisé un atelier avec les acteurs pour présenter ses premières orientations sur la méthodologie et le paramétrage. La CRE prévoit une consultation plus approfondie concernant les éléments méthodologiques à pérenniser pour les prochaines périodes de livraison au cours du premier semestre 2026. Certains éléments méthodologiques pourront donc évoluer pour les prochaines enchères, en intégrant les enseignements issus de la consultation.

## Sommaire

<b>1. Contexte et cadre juridique.....</b>	<b>3</b>
1.1. Principes du mécanisme de capacité.....	3
1.2. Rappel du cadre juridique sur le nouveau mécanisme de capacité .....	3
1.3. Cadre juridique pour la méthodologie de paramétrage .....	4
<b>2. Démarche méthodologique de dimensionnement et présentation des paramètres du mécanisme de capacité.....</b>	<b>5</b>
2.1. Démarche méthodologique .....	5
2.2. Présentation des paramètres .....	5
<b>3. Méthodologie relative à la certification .....</b>	<b>6</b>
<b>4. Contribution des pays européens à la sécurité d'approvisionnement.....</b>	<b>8</b>
<b>5. Courbe de demande en capacités .....</b>	<b>9</b>
<b>6. Prix plafond intermédiaire.....</b>	<b>14</b>
6.1. Niveau du PPI .....	14
6.2. Eléments nécessaires à la constitution d'un dossier de demande de dérogation et modalités d'approbation .....	16
<b>Proposition de la CRE.....</b>	<b>20</b>

## 1. Contexte et cadre juridique

### 1.1. Principes du mécanisme de capacité

L'article 19 de la loi de finances pour 2025 a réformé l'actuel mécanisme de capacité français. Le nouveau mécanisme de capacité est régi par les articles L. 316-1 à L. 316-13, et R. 316-1 à R. 316-42 du code de l'énergie. Par une décision du 22 décembre 2025 (SA.117564), la Commission européenne a autorisé le nouveau mécanisme de capacité français pour une durée de dix ans, du 1<sup>er</sup> novembre 2026 au 31 mars 2036.

Celui-ci prend la forme d'une rémunération octroyée aux exploitants de capacités de production, de stockage ou d'effacement de consommation, instaurée pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement en électricité au moindre coût. Ce critère de sécurité reflète un optimum entre la perte économique pour les consommateurs face à un épisode de défaillance, d'une part, et le coût pour s'en prémunir, d'autre part. Le critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique retenu à l'échelle nationale est tel que la durée moyenne de défaillance annuelle est inférieure à trois heures et la durée moyenne de recours au délestage pour des raisons d'équilibre offre-demande est inférieure à deux heures<sup>1</sup>.

L'instauration d'un mécanisme de capacité est conditionnée à l'identification de difficultés d'adéquation entre l'offre en capacité et la demande d'électricité en période de tension, au regard du bilan prévisionnel pluriannuel, établi chaque année par RTE, au titre de l'article L. 141-8 du code de l'énergie, et des études d'adéquation à l'échelle européenne, mentionnées à l'article 23 du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après « Règlement électricité »).

### 1.2. Rappel du cadre juridique sur le nouveau mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est désormais centralisé et le besoin en capacité pour assurer la sécurité d'approvisionnement est contractualisé par RTE. Le ministre chargé de l'énergie fixe une courbe de demande administrée, sur proposition de la CRE, sur la base d'un rapport de RTE (article L. 316-4 du code de l'énergie).

La rémunération versée aux exploitants de capacités de production, de stockage et d'effacement de consommation en contrepartie de leurs engagements de disponibilité est financée par une taxe de répartition des coûts du mécanisme de capacité (articles L. 316-2 et L. 316-6 du code de l'énergie). La taxe, dont le montant unitaire est établi par la CRE, est répartie entre tous les contributeurs sur la base de leur consommation durant cette période (article L. 322-15 du code des impositions sur les biens et services).

RTE joue un rôle central dans le fonctionnement du nouveau mécanisme, en ce qu'il certifie les capacités sur le réseau public de transport (articles L. 316-8 et L. 321-16 du code de l'énergie), organise les procédures concurrentielles de sélection (article L. 316-6 du code de l'énergie), constate et perçoit le produit de la taxe (article L. 321-17 du code de l'énergie), assure le versement de la rémunération aux exploitants, calcule les écarts et recouvre le cas échéant les pénalités financières appliquées aux exploitants (article L. 321-16-1 du code de l'énergie).

Par le décret n°2025-1441 du 31 décembre 2025 relatif au mécanisme de capacité institué pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité, le Gouvernement a précisé les modalités d'application des dispositions législatives contenues dans le code de l'énergie. La CRE a rendu un avis favorable sur le projet de décret le 16 octobre 2025<sup>2</sup>.

---

<sup>1</sup> Arrêté du 5 août 2022 relatif au critère de sécurité d'approvisionnement électrique mentionné à l'article L. 141-7 du code de l'énergie

<sup>2</sup> [Délibération n° 2025-236 de la CRE du 16 octobre 2025 portant avis sur le projet de décret pris en application de l'article L. 316-13 du code de l'énergie](#)

Ce décret précise les principes d'évaluation et de définition du besoin en capacités de production, de stockage et d'effacement de consommation (articles R. 316-3 et R. 316-4 du code de l'énergie), les contributions transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement française (articles R. 316-5 à R. 316-13 du même code), la certification des capacités (articles R. 316-14 à R. 316-20 du même code), les procédures de sélection des capacités (articles R. 316-21 à R. 316-28 du même code), les écarts et les règlements financiers (articles R. 316-29 à R. 316-34 du même code) et enfin le dispositif de contractualisation pluriannuelle (articles R. 316-35 à R. 316-42 du même code). L'article 3 du décret adapte le cadre réglementaire pour les premières périodes de livraison.

L'article R. 316-2 du code de l'énergie prévoit qu'un arrêté du ministre chargé de l'énergie, pris sur proposition de RTE, après avis de la CRE, précise les règles du mécanisme de capacité. Ces règles, transparentes et non-discriminatoires précisent les dispositions relatives aux périodes de livraison et à la période de tension du système électrique, à la certification des capacités, au contrôle de l'effectivité des engagements de disponibilité, à la participation des capacités aux enchères, au marché secondaire, à la collecte de la taxe auprès des contributeurs, au versement de la rémunération capacitaire et à la participation des Etats interconnectés. La CRE a rendu un avis favorable sur le projet de règles transmis par RTE<sup>3</sup>.

### **1.3. Cadre juridique pour la méthodologie de paramétrage**

Le besoin en capacités de production, de stockage et d'effacement de consommation, matérialisé par une courbe de demande, et comprenant les paramètres économiques et techniques des enchères, est arrêté par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la CRE, formulée sur la base des éléments transmis par RTE dans son rapport de paramétrage (articles L. 316-4 et R. 316-3 du code de l'énergie).

RTE doit élaborer, dans son rapport de paramétrage, au moins trois projets de courbes de demande pour chaque enchère relative à une période de livraison et préciser les paramètres économiques nécessaires à l'organisation des enchères ainsi que les paramètres techniques permettant d'établir le niveau de certification des différents types de capacités (article R. 316-3 du code de l'énergie).

Les courbes de demande et les paramètres du rapport de paramétrage sont établis au moyen d'une méthodologie approuvée par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la CRE, formulée sur la base d'un rapport établi par RTE (articles L. 316-4 et R. 316-3 du code de l'énergie).

La méthodologie contient des éléments concernant les paramètres économiques d'élaboration des courbes de demandes comme le prix plafond global au-delà duquel aucune offre ne peut être soumise aux enchères (article R. 316-23 du code de l'énergie).

Elle contient également des éléments concernant l'établissement des paramètres techniques et économiques des enchères dans le rapport de paramétrage et notamment :

- la valeur globale des contributions transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement et les coefficients de répartition de cette valeur globale par Etat interconnecté au réseau métropolitain continental (article R. 316-5 du code de l'énergie) ;
- le cas échéant, la prise en compte normative des capacités situées sur le territoire d'un Etat participant interconnecté pour les capacités bénéficiant de soutiens de cet Etat en cas d'application de la procédure approfondie de participation transfrontalière (article R. 316-10 du code de l'énergie) ;
- les coefficients de certification permettant de prendre en compte les caractéristiques de commandabilité des capacités et les contraintes techniques diverses affectant la contribution de ces capacités à la réduction du risque de défaillance (article R. 316-15 du code de l'énergie) ;

---

<sup>3</sup> [Délibération n°2026-24 de la CRE du 27 janvier 2026 portant avis sur le projet d'arrêté pris en application de l'article R. 316-2 du code de l'énergie précisant les règles du mécanisme de capacité](#)

- le prix plafond intermédiaire des capacités existantes retenues lors des enchères applicable à l'ensemble des capacités de production et de stockage, ainsi que les éléments nécessaires à la constitution d'un dossier de demande de dérogation et des modalités d'approbation d'une dérogation (article R. 316-24 du code de l'énergie) ;
- le volume maximal total de nouvelles capacités pouvant bénéficier d'une rémunération pluriannuelle (article R. 316-35 du code de l'énergie).

Conformément aux articles L. 316-4 et R. 316-3 du code de l'énergie, RTE a, par un courrier daté du 22 janvier 2026 et reçu le même jour, transmis à la CRE son rapport méthodologique d'établissement des courbes de demande et des paramètres du rapport de paramétrage du mécanisme de capacité.

## **2. Démarche méthodologique de dimensionnement et présentation des paramètres du mécanisme de capacité**

### **2.1. Démarche méthodologique**

La démarche méthodologie et l'ensemble des paramètres proposés au sein des deux rapports transmis par RTE sont établis en s'appuyant sur le cadre de modélisation et d'analyse utilisé par RTE pour l'élaboration de ses analyses prospectives, à l'instar du bilan prévisionnel 2025, publié le 9 décembre 2025. De fait, le dimensionnement du système électrique qui sera réalisé au travers du nouveau mécanisme de capacité se veut cohérent avec les trajectoires d'évolution du système électrique analysées par RTE et vise à garantir le respect du critère public de sécurité d'approvisionnement en électricité.

En pratique, RTE intègre un grand nombre d'hypothèses à l'échelle européenne (consommation d'électricité, flexibilité et thermosensibilité de la demande, parc de production et de stockage, capacités d'échange, disponibilités des moyens, conditions météorologiques), représentées par de nombreux scénarios et aléas, dans un modèle d'équilibre offre-demande probabiliste complexe, et simule un ensemble de résultats à même d'éclairer l'état de la sécurité d'approvisionnement en France. En particulier, la durée moyenne de défaillance en heures est la métrique qui guide l'analyse de RTE. Ces hypothèses, associées à cette évaluation du risque faite dans le cadre du bilan prévisionnel, permettent également de calculer les paramètres du mécanisme de capacité. Ces derniers sont estimés sur la base de simulations du fonctionnement du système électrique lors des périodes de défaillance ainsi que des périodes de tensions (jours PP).

L'ensemble de ces éléments méthodologiques ont été concerté avec les acteurs par RTE, lors d'un processus mis en place depuis 2022. Dans les délais qui lui ont été impartis, la CRE a également organisé un atelier avec les acteurs pour expliquer ses premières orientations. La CRE prévoit une consultation plus approfondie concernant les éléments méthodologiques à pérenniser pour les prochaines périodes de livraison. Cette consultation est prévue pour le premier semestre 2026. Certains éléments méthodologiques pourront donc évoluer pour les prochaines enchères, en intégrant les enseignements issus de la consultation.

### **2.2. Présentation des paramètres**

Les éléments méthodologiques portant sur la détermination des paramètres du mécanisme de capacité recouvrent deux grandes catégories de paramètres. D'une part, la première catégorie regroupe les paramètres techniques, qui permettent notamment la certification des capacités, représentés par les coefficients de filières et les abaques de contraintes de stock, ainsi que les contributions des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française. D'autre part, la seconde catégorie porte sur les paramètres économiques, permettant la construction des courbes de demande et du prix plafond intermédiaire.

D'autres paramètres utiles au dimensionnement du mécanisme de capacité, notamment le volume réservé aux flexibilités et le vecteur de température extrême sont encadrés par une gouvernance distincte et ne sont donc pas l'objet de cette délibération.

De plus, compte tenu du calendrier de mise en œuvre du nouveau mécanisme de capacité, et dans l'attente de tous les textes réglementaires d'application, les rapports de méthodologie et de paramétrage transmis par RTE à la CRE ne concernent que les éléments utiles à l'organisation d'une unique enchère pour la période de livraison s'établissant entre novembre 2026 et mars 2027. En particulier, les contrats pluriannuels et l'organisation en régime nominal autour de deux enchères ne sont pas abordés dans ce rapport en ce qu'ils ne concernent pas cette période de livraison.

Le rapport méthodologique, objet de la présente délibération, est accompagné d'un rapport de paramétrage, objet d'une seconde délibération.

### 3. Méthodologie relative à la certification

#### *Contenu du rapport de RTE*

Dans son rapport méthodologique, RTE propose de refléter l'hétérogénéité des contributions des filières technologiques et de corriger la représentativité partielle du paysage de défaillance des heures PP par le biais de coefficients dits « de filière ». Des épisodes de défaillance peuvent en effet survenir en dehors des heures PP, en particulier dans la mesure où le stock de jours est prédéterminé et le tirage des jours PP s'effectue la veille pour le lendemain sur la base d'estimations nécessairement imparfaites. Ces coefficients visent donc à rendre comparables des capacités liées à des technologies différentes qui, sur le plan technique, contribuent de manière hétérogène à la réduction du risque de défaillance. Ces coefficients sont évalués sur la base d'une étude prospective probabiliste respectant le critère de sécurité d'approvisionnement, connexe aux analyses du bilan prévisionnel 2025.

Deux méthodes sont proposées, selon que la technologie relève d'une filière renouvelable fatale ou non. En certification standard, le coefficient est défini comme le ratio de la production moyenne à la défaillance sur la puissance moyenne disponible sur les heures PP et s'applique à la puissance disponible anticipée déclarée par les acteurs. En certification normative, un facteur de charge normatif par filière est implicitement calculé et permet de définir le coefficient comme le ratio de la production moyenne à la défaillance sur la puissance installée. La méthode normative est réservée aux filières renouvelables fatales : solaire, éolien terrestre, éolien en mer et hydraulique au fil de l'eau. L'hydraulique au fil de l'eau peut également se certifier en méthode standard.

Les filières avec contrainte de stock se voient appliquer un coefficient d'abattement supplémentaire ( $K_j$ ), pour tenir compte du fait que la disponibilité de ces capacités lors d'un épisode de défaillance prolongé est limitée par la durée de leur stock. Le coefficient d'abattement d'un moyen dont le stock est inférieur au nombre d'heures PP par jour est déterminé en évaluant le nombre d'activation à pleine puissance que peut réaliser le moyen de production à stock.

#### *Analyse de la CRE*

Concernant les capacités pilotables, la CRE note que la méthode est inchangée par rapport au mécanisme actuel. En revanche, la certification normative évolue, le coefficient n'étant plus calculé sur la base de la puissance disponible durant les heures PP mais sur la puissance installée. En effet, par rapport à la méthode actuelle, cette nouvelle méthode normative vise à estimer au plus juste la contribution des sites renouvelables en étant transparente, réplicable et de nature à alléger la charge opérationnelle des gestionnaires de réseau dans un contexte où les sites de production renouvelables occuperont une part croissante des capacités certifiées. Cette nouvelle méthode a également les bonnes propriétés de se rapprocher de la méthode standard et de neutraliser, comme pour la méthode actuelle, les écarts liés à la nature fatale de la production.

Aussi, les valeurs numériques des coefficients ne peuvent être comparées directement. La CRE estime que ce changement de méthode n'est pas de nature à altérer significativement la certification effective et la manière de prendre en compte la contribution des filières renouvelables fatales à la sécurité d'approvisionnement, quand bien même la méthode normative tend à niveler les capacités renouvelables fatales au niveau moyen français, indépendamment de la localisation des sites et des gisements des ressources réels.

La CRE estime pertinent de maintenir une mesure de la contribution à la défaillance en fonction de la durée de stock, et ce d'autant plus dans une situation où les moyens à stock se développent rapidement et tendent à se concurrencer pour la recharge entre périodes de défaillance. Si le coefficient de stock journalier ( $K_j$ ), héritage du mécanisme actuel, est repris, le coefficient hebdomadaire ( $K_h$ ), peu utilisé en pratique dans le mécanisme actuel, a vocation à disparaître. Pour la période de livraison 2026-27, RTE propose de fixer le coefficient  $K_h$  à 1, ce qui revient à annuler l'effet du coefficient, et envisage de le supprimer pour les prochains exercices.

De plus, la CRE note que la filière batterie ne peut plus bénéficier de la « convention batterie »<sup>4</sup>, une convention qui favorisait par un abattement moindre les batteries participant aux services système. Cette convention, particulièrement avantageuse, avait été mise en place à des fins de simplification et pour permettre la valorisation, aussi rapidement que possible, des nouvelles flexibilités contractualisées dans le cadre de services système et qui ne participent pas au mécanisme d'ajustement ou au marché (principalement les batteries).

La CRE s'était déjà montrée réservée quant à un traitement différencié des batteries dans le cadre des services système<sup>5</sup> et estime que la fin de cette convention se justifie dans la mesure où le développement des batteries progresse.

RTE indique dans son rapport méthodologique que la coexistence de deux coefficients, un premier de filière et un second de stock, n'a pas vocation à perdurer pour les prochains exercices. La CRE est également favorable à une évolution de cette paramétrisation. En effet, la CRE relève que le coefficient de filière pour un moyen à stock modélise l'espérance sur l'ensemble des scénarios probabilistes de la production en situation de défaillance. En particulier, cette métrique intègre l'effet de la consommation additionnelle générée par la recharge du moyen à stock étudié sur le paysage de défaillance. Or, cette consommation est d'autant plus longue que la durée du stock est importante, aussi ce coefficient ne pourrait s'appliquer de manière uniforme à toutes les durées de stock. La CRE comprend que le coefficient de filière retenu s'appuie sur une hypothèse implicite de durée de stock et qu'il ne peut refléter fidèlement l'hétérogénéité des moyens de stockage dont les durées de stock peuvent fortement varier. La CRE recommande donc pour les prochains exercices de proposer pour chaque filière des abaques de coefficients uniques, agrégeant les coefficients de filière et de stock pour lever cette simplification.

Par ailleurs, la CRE note qu'une batterie installée derrière le compteur peut être certifiée comme une capacité d'effacement, en application du projet de règles pour lequel la CRE a été saisie. Dès lors, une telle capacité ne serait pas soumise au même coefficient filière qu'une batterie certifiée dans le mécanisme dans la filière batterie. La CRE invite donc RTE à se réinterroger sur un cadre de certification limitant les distorsions entre les différents actifs à stock.

L'annexe I du projet de règles dont la CRE a été saisie prévoit un abaque  $K_j$  défini au pas demi-heure. Dans un contexte de développement rapide du stockage par batterie, porté par des solutions techniques modulaires, la CRE considère que le pas demi-heure pour le coefficient de stock est adapté aux petits projets. Le rapport méthodologique dont la CRE a été saisie contient des valeurs de coefficient  $K_j$  au pas horaire. La CRE estime que cette incohérence peut être traitée par un rajout méthodologique prévoyant une interpolation linéaire entre chaque heure de l'abaque, sans emporter de complexité technique supplémentaire.

<sup>4</sup> Convention pour la déclaration des contraintes de stock pour les batteries proposant des services système, mise à jour d'avril 2022, <https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MECAPA/Conv-contrainte-stock-batteries-SSY-avril22.pdf>

<sup>5</sup> [Délibération n°2019-261 de la CRE du 28 novembre 2019 portant avis sur le projet de règles du mécanisme de capacité](#)

### ***Proposition de la CRE***

La CRE propose au ministre de reprendre la méthodologie relative à la certification du rapport de RTE. La CRE propose néanmoins de rajouter comme élément méthodologique, pour la certification des filières avec contrainte de stock, la possibilité d'interpoler le coefficient de stock journalier  $K_j$  au pas demi-horaire à partir des résultats de simulation au pas horaire.

La CRE invite par ailleurs RTE à adapter la méthodologie de paramétrage pour les prochaines enchères, afin de faire mieux coïncider la certification des capacités à leur contribution effective à la sécurité d'approvisionnement. La CRE recommande en particulier de proposer pour chaque filière des abaques de coefficients uniques, agrégeant les coefficients de filière et de stock.

La CRE invite également RTE à se réinterroger sur un cadre de certification limitant les distorsions entre les batteries derrière le compteur, certifiées comme une capacité d'effacement, et les capacités batteries certifiées en tant que telles.

Dans ce cadre, la CRE consultera les acteurs au cours du premier semestre 2026 pour recueillir les avis et les retours d'expérience concernant le processus de certification.

## **4. Contribution des pays européens à la sécurité d'approvisionnement**

Le basculement progressif vers une participation explicite approfondie des capacités transfrontalières au nouveau mécanisme nécessite d'adapter la méthodologie de calcul des volumes aux interconnexions par rapport au mécanisme de capacité actuel. D'une part, la méthodologie doit distinguer le volume transitant par les interconnexions pouvant participer à l'enchère (participation explicite), des volumes ne pouvant participer à l'enchère (participation implicite, notamment pour les interconnexions avec des pays non-membres de l'Union européenne). D'autre part, en dehors des rentes de congestion, les interconnexions ne sont plus rémunérées en tant que telles, mais seulement les capacités à l'origine de l'énergie importée, situées qui plus est dans un pays directement interconnecté au réseau français. La méthodologie doit donc permettre de distinguer la contribution des capacités transfrontalières de la capacité d'interconnexion.

### ***Contenu du rapport de RTE***

RTE propose dans sa méthodologie que la contribution à la sécurité d'approvisionnement française des autres pays faisant partie du périmètre modélisé soit calculée selon la méthode des « positions nettes », conformément à la décision de l'ACER de 2020<sup>6</sup>.

La méthode des positions nettes consiste à répartir la puissance nette importée par la France en situation de défaillance sur les pays européens exportateurs, selon leur propre position nette. La position nette d'un pays est déterminée par la somme des imports et des exports de ce pays, depuis et vers l'entièreté du périmètre considéré. Si les flux exportateurs d'un pays tiers européen excèdent les flux importateurs, sa contribution à la sécurité d'approvisionnement de la France est positive ; dans le cas inverse, cette contribution est nulle.

Seule la capacité correspondant à la contribution des pays directement interconnectés à la France peut être prise en compte de manière explicite. Le reste est pris en compte de manière implicite. Plus précisément, les pays interconnectés participant explicitement au mécanisme de capacité français seront à terme la Belgique, l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne, et l'Irlande (une fois l'interconnexion Celtic mise en service). Pour la période de livraison 2026-27 seule la frontière belge est officiellement ouverte à la participation transfrontalière explicite<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> Décision n°36/2020 de l'ACER du 22 décembre 2020 relative aux spécifications techniques pour la participation transfrontalière dans les mécanismes de capacité.

<sup>7</sup> Sous réserve d'approbation par la CRE des annexes de la convention entre RTE et Elia et leur homologation par le ministre chargé de l'énergie.

**Analyse de la CRE**

La CRE estime que la méthode proposée par RTE constitue une évolution nécessaire du fait du changement conceptuel de la contribution des pays voisins. Dans le mécanisme actuel, la contribution est calculée à partir des imports en période de défaillance française transitant par les interconnexions avec les pays voisins. Dans le nouveau mécanisme, la provenance de ces imports, c'est-à-dire les capacités produisant l'énergie correspondante sont localisées. Aussi, l'énergie produite dans un pays indirectement interconnecté à la France et transitant *via* un pays directement interconnecté n'est plus attribuée à ce dernier mais au premier. Ce changement constitue une évolution notable et plus fidèle à la réalité, en ce qu'elle discrimine les pays de transit par rapport aux pays exportateurs nets. Toutefois, conformément à ce qui est permis à l'article 26 du Règlement électricité, seules les capacités situées dans des pays directement interconnectés sont éligibles au nouveau mécanisme de capacité français. Les autres capacités, indirectement interconnectées, ne sont pas éligibles au mécanisme français bien qu'elles contribuent sur le plan technique à assurer la sécurité d'approvisionnement en France. Ce choix d'architecture acté par l'article L. 316-6 du code de l'énergie participe à une meilleure maîtrise du coût du mécanisme au bénéfice des consommateurs français.

La CRE rappelle que cette méthode, décrite dans l'annexe I de la décision de l'ACER de 2020 susmentionnée, ne modifie pas la contribution externe transitant par les interconnexions avec la France. L'application de la méthode actuelle ou de la nouvelle méthode de positions nettes conduit au total au même résultat numérique, sans altérer le besoin en capacité domestique. La méthode de positions nettes permet seulement de détourer, au sein de ce volume, les capacités pouvant solliciter une participation explicite et donc obtenir une rémunération, des capacités implicites, non rémunérées pour le service rendu au-travers du réseau électrique européen.

La CRE note que le périmètre de modélisation impacte significativement la part explicite des capacités transfrontalières. Un périmètre étendu réduit *de facto* le calcul de la contribution des capacités situées dans les pays directement interconnectés. La CRE note que le périmètre de modélisation contient l'Autriche, la Belgique, la Suisse, la Tchéquie, l'Allemagne, le Danemark, l'Espagne, la France, l'Irlande, l'Italie, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Norvège, la Pologne, le Portugal, la Suède et le Royaume-Uni. Ces choix de pays reposent sur des considérations techniques pour représenter finement le paysage de défaillance en France. Cet ensemble de pays ne constitue pas un élément méthodologique immuable.

**Proposition de la CRE**

La CRE propose au ministre de reprendre sans modification la méthodologie du rapport de RTE.

**5. Courbe de demande en capacités****Contenu du rapport de RTE****Capacité de référence**

La courbe de demande définit, pour chaque enchère du mécanisme de capacité, le volume de capacité que la collectivité est disposée à contractualiser, en fonction du prix.

En application de la méthodologie de l'ACER<sup>8</sup>, RTE propose de reprendre les paramètres structurants, proposés par délibération de la CRE<sup>9</sup> et fixés par arrêté<sup>10</sup>, permettant de dimensionner la courbe de demande, que sont le coût d'un nouvel entrant (*CONE*) et le coût de l'énergie non distribuée (*VOLL*). Le ratio des deux constitue le critère de sécurité d'approvisionnement en délestage, c'est-à-dire le nombre d'heures de délestage économiquement optimal pour le système électrique et les consommateurs français. Corollairement, ces paramètres signifient que la collectivité est disposée à contractualiser avec un exploitant de capacité au niveau du *CONE* pour respecter le critère de sécurité.

Aussi, RTE propose dans sa démarche de déterminer une capacité de référence, qui représente le volume à contractualiser en capacités domestiques et transfrontalières pour respecter strictement le critère de sécurité. Par cohérence avec ce qui précède, la capacité de référence rémunérée au *CONE* constituera un point de la courbe de demande.

RTE procède en cinq étapes pour déterminer la capacité de référence :

- 1) RTE détermine un scénario de dimensionnement, c'est-à-dire un ensemble d'hypothèses prospectives techniques et économiques pour décrire et modéliser le système électrique à l'horizon de la période de livraison associée à l'enchère. Ces hypothèses concernent entre autres les niveaux de consommation et l'évolution des parcs électriques en France et dans les autres pays européens.
- 2) RTE construit le parc de référence à partir des hypothèses de l'étape 1) et ajoute ou retire des capacités fictives parfaites afin de le placer exactement au critère de sécurité.

A cette étape, il est tenu compte du caractère explicite ou implicite des flexibilités de la demande. En effet, le parc de référence doit considérer uniquement les flexibilités de la demande se valorisant de manière explicite sur le mécanisme de capacité. Les flexibilités implicites seront quant à elles intégrées directement en déduction de la courbe de demande. Plusieurs types de flexibilités sont modélisées par RTE, les flexibilités statiques (par exemple le signal heures pleines/heures creuses) et les flexibilités dynamiques (effacements résidentiels ou tertiaire de type Tempo ou équivalent et effacements industriels), mais sans distinction de leur cadre contractuel ou organisationnel pour ces dernières. Or le nouveau mécanisme de capacité autorise les flexibilités dynamiques à se valoriser soit de manière explicite en participant aux enchères, soit de manière implicite par réduction de la contribution au coût du mécanisme (à l'exclusion des volumes Tempo qui ne sont pris qu'en implicite). Sur les horizons proches, RTE propose de se fonder pour l'hypothèse de répartition du choix de valorisation explicite ou implicite sur la continuité historique, le cadre réglementaire et les informations fournies par les opérateurs. A moyen terme, RTE anticipe que les nouvelles flexibilités (notamment le pilotage des véhicules électriques ou la flexibilité des moyens de production d'hydrogène par électrolyse) devront être instruites par différentes voies, par exemple en concertation avec les acteurs, ou par analyse des incitations. Le volume anticipé de flexibilité explicite est bien intégré au parc de référence tandis que le volume anticipé de flexibilité implicite est déduit de la demande et modifie donc le parc de référence à la baisse lors de l'équilibrage au critère de sécurité.

---

<sup>8</sup> Décision n°23/2020 de l'ACER du 2 octobre 2020 sur la méthodologie de calcul du coût de l'énergie non distribuée, du coût d'un nouvel entrant et de la norme de fiabilité

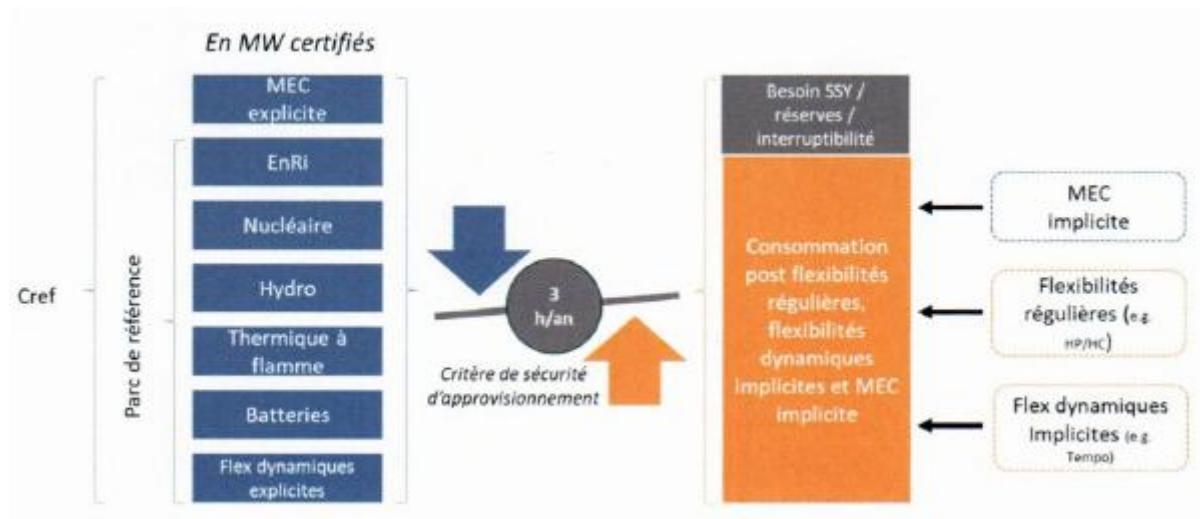
<sup>9</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2022-152 du 25 mai 2022 portant proposition d'une valeur du critère de sécurité d'approvisionnement électrique pour la France métropolitaine continentale prévu à l'article L. 141-7 du code de l'énergie.](#)

<sup>10</sup> Arrêté du 5 août 2022 relatif au critère de sécurité d'approvisionnement électrique mentionné à l'article L. 141-7 du code de l'énergie

La détermination du parc de référence doit également tenir compte du fait que certaines capacités sont réservées pour les services système (réserves primaire et secondaire, réserves tertiaires rapide et complémentaire) ou pour le dispositif d'interruptibilité, et qu'elles ne peuvent pas assurer simultanément des fonctions d'équilibre offre-demande. RTE estime le volume des services indisponibles pour la sécurité d'approvisionnement en se fondant sur la prévision du besoin capacitaire de ces services. Ces prévisions peuvent dépendre des évolutions possibles des trajectoires de consommation et de production d'électricité, ainsi que sur la nature des capacités réservées pour y répondre. Le volume correspondant est ajouté à la demande et modifie donc la capacité domestique de référence à la hausse lors de l'équilibrage au critère de sécurité.

- 3) Afin d'assurer la cohérence entre les paramètres de certification et la définition de la courbe de demande, RTE applique ensuite à ce parc de référence les règles de certification telles que définies par les règles du mécanisme de capacité et des coefficients de filière et de stock, dont la méthodologie de calcul est présentée dans la section 0.
- 4) Le volume de capacités transfrontalières explicites, c'est-à-dire éligibles aux enchères transfrontalières, est déterminé conformément à la section 0. Les capacités transfrontalières implicites ne sont pas prises en compte afin d'assurer une cohérence entre la courbe de demande et l'offre sur le mécanisme de capacité.
- 5) RTE calcule la capacité de référence ( $C_{ref}$ ) comme la somme du volume domestique corrigé de la certification et le volume de capacités transfrontalières explicites.

*Figure 1 – Schéma de construction du parc de référence et de  $C_{ref}$*



Source : RTE

### Prix plafond global

Le prix plafond global, plafond au-delà duquel aucune offre ne peut être soumise aux enchères (article R. 316-23 du code de l'énergie), permet de définir le prix maximal de rémunération du mécanisme de capacité. Ce paramètre est nécessaire pour cadrer le niveau de rémunération et maîtriser le coût du mécanisme de capacité, notamment en cas de besoin de nouvelles capacités.

RTE propose de définir le plafond comme un multiple du *CONE*, se situant entre 100 et 150 %. Un coefficient supérieur à 100 % sert à pallier les incertitudes inhérentes au calcul du *CONE* et une éventuelle sous-estimation de ce dernier.

### Elasticité de la courbe de demande

RTE propose dans son rapport méthodologique un cadre général permettant de représenter une courbe de demande par une approximation linéaire par morceaux, dimensionnée sur la base d'un jeu de paramètres restreint pour plus de lisibilité. Le prix plafond global constitue un maximum pour cette approximation, et le couple ( $C_{ref}$  ; *CONE*) appartient à cette approximation.

La méthodologie de RTE construit le reste de la courbe à l'aide de deux segments de droite permettant une continuité de la courbe de demande et représentant l'élasticité-prix des consommateurs, ou dans un cas extrême rendu possible par le paramétrage des segments, l'inélasticité de la demande en capacité.

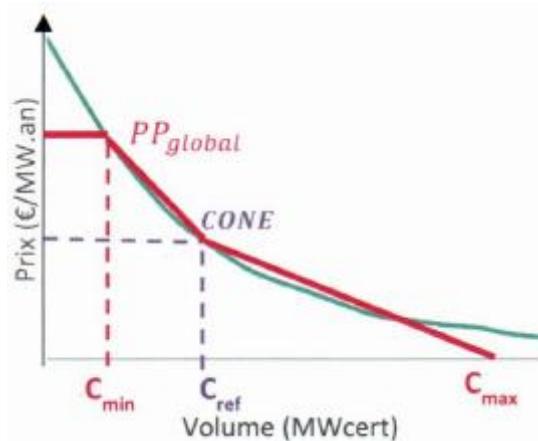
RTE justifie ce choix afin de mieux représenter la préférence de la collectivité de contractualiser moins de capacités que celles nécessaires au strict respect du critère de sécurité si celles-ci sont onéreuses, et inversement, davantage si le prix des capacités est modéré. De plus, une courbe élastique présente des propriétés intéressantes en ce qu'elle réduit (i) l'intérêt économique d'une manipulation de prix et (ii) la volatilité du prix d'équilibre.

La méthodologie proposée par RTE est fondée sur une analyse du bénéfice marginal pour la collectivité lié à l'ajout d'une capacité, en mettant en regard le gain en termes de réduction de la défaillance et le coût associé à cette nouvelle capacité. L'approche s'effectue en trois étapes :

- 1) RTE réalise, sur un grand nombre de scénarios, des simulations en ajoutant ou retirant des capacités au parc équilibré au critère de sécurité. L'abaque obtenu décrit une relation entre la durée de délestage calculée en sortie du modèle et le déficit de capacité comme paramètre d'entrée. Par construction, lorsque le parc est équilibré, le délestage est de 2h, conformément au critère français.
- 2) Cet abaque est transformé pour être homogène à une courbe de demande en multipliant le nombre d'heures de délestage par la valeur de l'énergie non distribuée, et en translatant l'axe des abscisses de  $C_{ref}$ . L'extrapolation de l'abaque contient donc le couple ( $C_{ref}$  ;  $CONE$ ).
- 3) L'extrapolation est simplifiée et linéarisée par morceaux pour tenir compte du prix plafond global, dont le volume maximal pouvant être contractualisé à ce prix est  $C_{min}$ , et d'un volume maximal de contractualisation à prix positif  $C_{max}$ . La linéarisation repose sur une minimisation de la somme des carrés des différences entre approximante et approximée, sous contrainte d'intersection au point ( $C_{ref}$  ;  $CONE$ ).

Le graphique ci-dessous, tiré du rapport transmis par RTE, illustre la forme retenue pour simplifier l'abaque. RTE indique par ailleurs que  $C_{max}$  est une valeur majorante et que  $C_{min}$  est une valeur minorante.

Figure 2 – Schéma des paramètres de la courbe de demande



Source : RTE

## Analyse de la CRE

### Capacité de référence

Concernant le calcul de la capacité de référence, la CRE estime que le rapport de RTE donne suffisamment de précision et propose une approche d'ensemble cohérente. En particulier, le choix de placer le système modélisé à l'équilibre au critère de sécurité d'approvisionnement relève d'après la CRE d'une bonne pratique, point également souligné par l'ACER dans son analyse du bilan prévisionnel<sup>11</sup>.

Les divers retraitements, à la fois sur l'offre et sur la demande, qu'opère RTE sont également de nature à assurer l'homogénéité des courbes d'offre et demande, en limitant le double comptage de certaines contributions. Cependant, la CRE estime que le choix de distinguer parmi les flexibilités celles se valorisant de manière explicite sur les enchères et celles se valorisant de manière implicite par réduction de la contribution au coût du mécanisme de capacité ne s'appuie que sur une démarche normative, qui comportera nécessairement des imprécisions. La CRE considère que la manière de déterminer l'hypothèse de répartition n'est pas suffisamment précisée dans le rapport, et ce d'autant que le nouveau mécanisme de capacité ouvre la possibilité d'une rémunération explicite des flexibilités indissociables de la fourniture, sans qu'un historique ne soit disponible. La CRE invite RTE pour les prochains exercices à renforcer ce point d'analyse, notamment pour intégrer les évolutions possibles du développement des flexibilités dans le système électrique européen. La CRE organisera une consultation publique au premier semestre 2026 pour recueillir davantage d'éléments à même d'affiner le paramétrage du mécanisme.

En ce qui concerne le retraitement des capacités fournissant des services incompatibles avec la sécurité d'approvisionnement (notamment les services système et l'interruptibilité), la CRE constate qu'aucune disposition législative ou réglementaire n'interdit, en pratique, la participation simultanée à plusieurs dispositifs ni le cumul des rémunérations associées. Dans ce contexte, l'intégration par RTE de ce besoin dans la courbe de demande apparaît cohérente.

La CRE s'interroge toutefois sur la pertinence de permettre à des capacités assurant des services incompatibles avec la sécurité d'approvisionnement de percevoir une rémunération au titre de cette même sécurité. Elle demande donc à RTE d'engager une réflexion en vue d'une mise à jour des règles et d'analyser les interactions entre le mécanisme de capacité et les autres dispositifs rémunérant la capacité.

### Prix plafond global

La méthodologie de RTE concernant le plafond global comme un multiple du *CONE* se situant entre 100 et 150 % n'appelle pas de remarque particulière. La CRE constate que les valeurs proposées sont alignées avec les plafonds mis en place dans les autres mécanismes de capacité européens. Dans le but de renforcer la robustesse de la méthodologie, de réduire la part d'arbitraire dans la fixation du plafond global et afin de mieux maîtriser le coût du mécanisme de capacité particulièrement en période à faible risque pour la sécurité d'approvisionnement, la CRE recommande à RTE d'approfondir et de mettre à jour régulièrement les calculs concernant les coûts d'un nouvel entrant, les gisements réellement mobilisables et les revenus non-capacitaires de la technologie de référence.

### Elasticité de la courbe de demande

La CRE souligne la qualité de l'approche proposée par RTE concernant la construction de l'extrapolation de l'abaque permettant de remonter à l'utilité pour la collectivité de contractualiser davantage ou moins que la capacité de référence. La CRE estime que l'expérience acquise par RTE dans le développement d'outils prospectifs et dans la réalisation d'analyses à divers horizons permettent *in fine* au mécanisme français d'être dimensionné sur des bases objectivables. L'utilisation du modèle de RTE aboutit à une représentation relativement fine de l'arbitrage « coût – durée de délestage » pour la collectivité de s'écartez du critère de sécurité d'approvisionnement. Cette approche est beaucoup plus fine que celle utilisée par dans les autres mécanismes de capacités européens et permet de mieux objectiver la forme de la courbe de demande.

<sup>11</sup> « For dimensioning a potential capacity mechanism, ACER recommends maintaining the assumption that all other Member States meet their respective reliability standards. », Avis n°12/2025 de l'ACER sur les différences entre l'étude d'adéquation des ressources de la France avec l'étude européenne d'adéquation des ressources de 2024.

Néanmoins, RTE opère ensuite des simplifications qui s'entendent pour des raisons opérationnelles et de lisibilité de la courbe de demande. Une telle approximation conduit selon les cas à sur-contractualiser ou sous-contractualiser par rapport à l'optimum empirique, alors que cette pratique se justifie difficilement.

La CRE tient également à rappeler que dans le cas français, la courbe d'offre est en théorie nulle pour la majeure partie des capacités, mais très pentue sur une plage relativement étroite pour les capacités de pointe et d'extrême pointe, dont les offres visent à couvrir un *missing money* positif. Aussi, indépendamment des autres modalités de maîtrise du coût du mécanisme de capacité, le choix de l'élasticité peut avoir un effet-prix significatif sur le coût du mécanisme, au détriment des consommateurs français.

Dès lors, la CRE considère que la méthodologie pour simplifier la courbe pourrait être affinée pour les enchères suivantes.

### **Proposition de la CRE**

La CRE propose au ministre de reprendre sans modification la méthodologie du rapport de RTE.

La CRE invite RTE pour les prochains exercices à approfondir certaines analyses :

- retraiter les volumes implicites, explicites et indisponibles à la sécurité d'approvisionnement pour éviter une surévaluation du besoin en capacités ;
- mettre à jour régulièrement ses estimations concernant le coût net d'un nouvel entrant ;
- consolider le cadre prospectif quant aux évolutions possibles du développement des flexibilités dans le système électrique européen.

La CRE considère par ailleurs que le choix méthodologique de RTE de simplifier la courbe de demande pourrait être retravaillé et demande à RTE d'étudier des solutions alternatives.

La CRE consultera les acteurs sur ces différents points.

## **6. Prix plafond intermédiaire**

### **6.1. Niveau du PPI**

L'article R. 316-24 du code de l'énergie prévoit « *un plafonnement de la rémunération des capacités existantes retenues lors des enchères. Ce plafond est dénommé prix plafond intermédiaire. Il est applicable à l'ensemble des capacités de production et de stockage, à l'exclusion de celles remplissant l'un des critères mentionnés aux 1° à 5° de l'article R. 316-36 et de celles qui n'ont jamais été certifiées.* » Ce prix plafond intermédiaire (PPI) est « *fixé selon une méthodologie définie par arrêté du ministre chargé de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie sur la base d'un rapport établi par le gestionnaire du réseau public de transport. Il est calculé pour chaque période de livraison dans le rapport de paramétrage.* »

#### **Contenu du rapport de RTE**

RTE propose dans son rapport de paramétrage de fixer le PPI à un niveau reflétant le besoin de rémunération des moyens existants contribuant à la sécurité d'approvisionnement. Plus précisément, la CRE constate que l'objectif poursuivi par RTE est de définir un prix plafond intermédiaire permettant de sécuriser, autant que possible, la couverture du *missing money* pour la majeure partie du parc de production existant.

Au regard de l'état actuel du parc et des contributions recueillies lors des consultations publiques menées par RTE, celui-ci retient les centrales à cycles combinés gaz (CCG) comme technologie de référence pour la détermination du prix plafond intermédiaire. Ce choix s'appuie sur une filière représentant un volume significatif de capacités au sein du parc français et dont les coûts apparaissent relativement homogènes d'une unité à l'autre.

Pour établir les propositions de prix plafond intermédiaire, RTE prévoit d'appliquer un abattement normatif  $\beta$  aux coûts fixes d'exploitation des CCG, de manière à refléter les revenus que ces unités perçoivent sur les marchés de l'énergie ainsi que dans le cadre d'autres services (services système, réserves, ajustement, etc.).

$$PP_{intermédiaire} = (1 - \beta) \times Couts_{CCG}$$

La CRE note que, dans le paramétrage envisagé, les coûts fixes de référence des CCG intègrent les charges fixes annuelles (maintenance, personnel, assurances, taxes, CART, coûts liés à la capacité gaz, etc.). Ces valeurs pourront être établies à partir de différentes sources issues de la littérature ainsi que des retours des acteurs recueillis dans le cadre.

RTE indique que le coefficient  $\beta$  pourra être calculé selon différentes méthodes, notamment sur la base des revenus historiques basés sur les prix de marché, sur le fondement des cotations des marchés à terme ou dérivé de ses analyses dans le cadre des bilans prévisionnels.

### Analyse de la CRE

Le nouveau mécanisme de capacité français, à l'instar du mécanisme actuel, porte sur l'ensemble des capacités, nouvelles comme existantes, quelle que soit leur filière, qui sont rémunérées à hauteur de leur contribution à la réduction du risque de défaillance<sup>12</sup>.

Le choix de rémunérer chaque capacité en fonction de sa participation à l'équilibre du système en période de pointe visait à inciter toutes les capacités à optimiser leur disponibilité lors des périodes de tension et à faire apparaître une valeur « marché » à la sécurité d'approvisionnement, qui repose bien sur la disponibilité de l'ensemble des capacités. Cette architecture est similaire à celle du marché de l'énergie et vise à prévenir toute distorsion qui pourrait être générée par un traitement différencié des capacités.

Toutefois, la structure particulière du système électrique français<sup>13</sup> implique que l'utilité du mécanisme est aujourd'hui restreinte à une portion limitée des capacités en France métropolitaine continentale, dont majoritairement les capacités thermiques fossiles. La CRE s'était donc déjà interrogée sur l'existence d'effets d'aubaine importants liés à la mise en place du mécanisme de capacité.

Face à ce constat, la CRE avait recommandé dans son avis sur le projet de loi relatif à la souveraineté énergétique de mettre en place un plafond de rémunération : « *Dans le but de limiter les effets d'aubaine pour les capacités ayant des besoins de financement plus faibles que les nouvelles capacités, la CRE recommande la mise en place d'un plafond de rémunération spécifique pour les unités concernées, plafond qui serait inférieur à celui appliqué aux nouvelles capacités.* »<sup>14</sup>

La CRE s'était de plus prononcée sur sa méthode de fixation : « *Ce plafond devrait être établi à un niveau visant à permettre le maintien opérationnel des capacités existantes indispensables à la sécurité d'approvisionnement.* »

La CRE considère le prix plafond intermédiaire comme un outil permettant de limiter le coût du mécanisme pour le consommateur, sans pour autant menacer la sécurité d'approvisionnement. En ce sens, la méthode de RTE permet de répondre à ce double objectif dans les délais impartis pour le lancement de la première enchère de capacité. La CRE retient donc la méthode de fixation du PPI proposée par RTE pour cette première enchère.

La CRE considère toutefois que la méthode de fixation du PPI doit être plus robuste et donner davantage de visibilité aux acteurs quant aux sous-jacents de son calcul.

La CRE soumettra donc une nouvelle méthode de fixation du PPI à l'occasion d'une consultation publique en amont de la fixation des paramètres de la prochaine enchère de capacité.

---

<sup>12</sup> [Délibération n°2021-292 de la CRE du 23 septembre 2021 portant communication sur le mécanisme de capacité](#)

<sup>13</sup> Le parc électronucléaire et la filière hydraulique représentent près de 60 % des capacités certifiées. Le maintien en service de ces capacités ne semble pas à court terme conditionné à un revenu capacitaire.

<sup>14</sup> [Délibération n°2024-10 de la CRE du 18 janvier 2024 portant avis sur le projet de loi relatif à la souveraineté énergétique](#)

La CRE retient la méthode de fixation du PPI proposée par RTE pour cette première enchère.

La méthode de détermination du PPI fera partie des éléments sur lesquels la CRE consultera les acteurs pour éventuellement la mettre à jour avant la fixation des paramètres de la prochaine enchère de capacité.

## 6.2. Eléments nécessaires à la constitution d'un dossier de demande de dérogation et modalités d'approbation

Dans son rapport méthodologique, en application de l'article R. 316-24 du code de l'énergie, RTE propose plusieurs principes méthodologiques pour la procédure de dérogation au prix plafond intermédiaire, qui est instruite par la CRE.

### Contenu du rapport de RTE

Une dérogation pour une capacité dont la rémunération est encadrée par le PPI serait octroyée à condition que le *missing money* de cette dernière soit supérieur au prix plafond intermédiaire. Dans ce cadre, RTE définit le *missing money* comme la différence entre les revenus et les coûts engendrés par le maintien en activité de la capacité sujette à la demande de dérogation. RTE dresse de plus une liste d'éléments pouvant être inclus dans les coûts et les revenus pris en compte dans le calcul de *missing money*.

L'évaluation des revenus pourrait inclure :

- les revenus associés à la vente sur les marchés de l'électricité, en déduisant les coûts variables associés ;
- les revenus associés à la fourniture de services système et réserves ;
- les revenus (ou coût évités) éventuellement associés à la fourniture de chaleur.

Les coûts pris en compte pourront inclure les coûts fixes annuels directs de l'installation (par exemple les coûts généraux d'exploitation, les coûts de maintenance, les coûts de personnels, etc.).

### Analyse de la CRE

#### Sur les modalités d'approbation

Le mécanisme de capacité doit permettre aux capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement à recouvrir les coûts fixes qui sont nécessaires au maintien en activité de la centrale pendant la période de livraison pour laquelle ils sont sélectionnés. Dès lors, une capacité soumise au PPI dont le *missing money* est supérieur au PPI doit pouvoir y déroger, pour pouvoir toucher un prix d'équilibre d'enchère potentiellement supérieur.

La CRE estime donc que l'octroi de dérogations aux capacités sur la base d'une comparaison entre leur *missing money*, défini comme la différence entre les revenus et les coûts engendrés par le maintien en activité de la capacité sujette à la demande de dérogation, et le PPI est pertinente.

#### Sur les éléments constitutifs du dossier de dérogation

La CRE estime que les éléments de coûts et de revenus proposés par RTE dans le calcul de *missing money* sont pertinents. La CRE propose néanmoins une liste plus détaillée, cf infra.

#### Proposition de la CRE

La CRE propose qu'une dérogation au PPI soit octroyée à condition que le *missing money* de la capacité concernée soit supérieur au PPI. Dans ce cadre, la CRE propose de définir le *missing money* comme la différence entre les revenus et les coûts engendrés par le maintien en activité de la capacité sujette à la demande de dérogation.

La CRE propose de retenir six briques de revenus et de coûts dans le calcul de *missing money* de la procédure de dérogation, présentées dans le tableau ci-dessous.

***Missing money =***

- + Coûts fixes annuels directs de l'installation
- + Coûts fixes généraux
- + Dépenses d'investissements récurrentes annualisées
- Rentes sur les marchés énergie
- Rentes issues des services d'équilibrage
- Autres rentes (par ex. chaleur)

Le détail de ces briques ainsi que les hypothèses retenues sont décrits *infra*. Toute autre précision sur le calcul de *missing money*, ainsi que les justificatifs demandés aux acteurs dans ce cadre seront introduits dans le dossier de dérogation publié par la CRE. D'autres éléments sur les capacités pourront également être demandés dans le dossier de dérogation, comme l'efficacité des capacités, les coûts variables directs de l'installation ou bien les coûts de démarrage ou d'activation.

Pour les plus petits sites, d'une puissance installée inférieure à 100 MW, une dérogation pourra être octroyée par groupe de sites d'une même technologie afin de faciliter le traitement et la soumission des dossiers, dans la limite d'un groupe de 100 MW. Ceci exclut les capacités soutenues. Le cas échéant, d'éventuelles simplifications pourront être précisées dans le dossier de dérogation.

En tout état de cause, la CRE examinera avec toute l'attention requise les demandes de dérogation au PPI de façon à permettre aux exploitants de capacités ayant un *missing money* supérieur au PPI de couvrir leurs coûts.

Les éléments qui seront utilisés pour le premier exercice de dérogation pour l'enchère 2026-27 ont néanmoins vocation à être soumis à consultation publique au premier semestre 2026 pour affiner la méthode en prévision des enchères suivantes. En particulier, selon les retours à la consultation et pour apporter de la visibilité aux acteurs et limiter la charge opérationnelle, les services de la CRE pourraient valider des trajectoires de coûts sur plusieurs années, afin de pré-instruire les dérogations pour les périodes suivantes, qui resteraient dépendantes l'année considérée du niveau de certains paramètres, notamment du PPI retenu.

***Coûts fixes annuels directs de l'installation***

Sont notamment prises en compte dans les coûts fixes annuels direct de l'installation les catégories de coûts suivantes :

- Coûts généraux (coûts d'assurance, coûts administratifs hors frais de personnel, coûts des taxes) ;
- Coûts liés au réseau gazier (notamment les coûts fixes d'utilisation du réseau) ;
- Coûts liés à l'électricité (coûts liés au "stand-by" estimé pour une année<sup>15</sup> ; coûts fixes liés au réseau d'électricité) ;
- Coûts de maintenance récurrente hors frais de personnel ;
- Coûts opérationnels hors frais de personnel ;
- Coûts de mise en conformité ;
- Coûts de personnel sur site hors frais généraux, comme gestion de l'installation, maintenance et personnel administratif sur site.

Cette liste pourra être affinée dans le dossier de dérogation publié par la CRE.

<sup>15</sup> Ceci inclut notamment les coûts de fourniture, les coûts de réseau variables, les taxes (TVA, CTA, accise).

Les acteurs proposent leurs estimations de coûts relatifs à la période de livraison considérée, ainsi que la trajectoire des coûts passés.

### *Couûts fixes généraux*

La CRE considère que le maintien en activité d'une capacité pendant une période de livraison a un impact sur les coûts fixes généraux de tout exploitant (i.e. les coûts qui ne sont pas supportés à l'échelle du site en question, mais à l'échelle de l'exploitant). La CRE considère donc que ces coûts, bien que n'étant pas liés directement à l'activité d'une capacité, peuvent être pris en compte dans le calcul de *missing money*.

Les coûts fixes généraux considérés dans le calcul comme nécessaires au maintien en activité d'une capacité, peuvent notamment inclure les coûts suivants : direction générale, contrôle de gestion, services financiers, ressources humaines, systèmes d'information, services généraux et immobilier, achats, services juridiques, stratégie et affaires publiques, coûts fixes de personnel liés à la gestion d'un portefeuille de sites opérant sur les marchés de l'énergie.

Les acteurs proposent leurs estimations de coûts pour la période considérée, ainsi que la trajectoire des coûts passés. Néanmoins, ces coûts ne peuvent dépasser 25% des coûts de personnels sur site, pris en compte dans les coûts fixes annuels directs de l'installation.

### *Dépenses d'investissements récurrentes annualisées*

La CRE propose de prendre en compte, dans cette catégorie, les coûts nécessaires pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année, mais qui sont toutefois nécessaires au maintien en activité de la capacité pendant la période de livraison considérée (par exemple les révisions majeures). Ces coûts sont pris en compte de façon annualisée. Les coûts d'investissements passés entrant dans cette catégorie peuvent être pris en compte, tant que la date de réalisation est postérieure à l'entrée en vigueur du nouveau mécanisme de capacité.

Les acteurs proposent leurs estimations de coûts relatifs à la période de livraison considérée, ainsi que la trajectoire des coûts passés. Par défaut, la CRE retient des hypothèses d'annualisation normatives (coût moyen pondéré du capital (CMPC) et durée d'annualisation) sur la base d'études de référence (comme les bilans prévisionnels de RTE ou les études d'adéquation au niveau européen réalisées par l'ENTSO-e). Ces hypothèses sont précisées dans le dossier de dérogation. Les acteurs peuvent proposer des valeurs différentes dans leur dossier de dérogation, en apportant une justification. La CRE étudiera ces demandes au cas par cas.

### *Rentes sur les marchés de l'énergie*

La CRE propose de prendre en compte dans son calcul les rentes infra-marginales issues de la vente de volumes sur les marchés de l'énergie.

Par défaut, la CRE retient ses propres estimations de rentes infra-marginales pour les différentes technologies. Ces estimations pourront être basées sur les espérances de revenus sur les marchés à terme (par exemple dans le cas d'une demande de dérogation en amont des enchères PL-1) ou sur la base des études prospectives de RTE (par exemple dans le cas de demande de dérogation en amont des enchères PL-4). Ces hypothèses sont précisées dans le dossier de dérogation.

Si ces estimations sont jugées trop hautes par les exploitants, ces derniers ont la possibilité de proposer leurs propres estimations, en apportant une justification. La CRE étudiera ces demandes au cas par cas. Le cas échéant, les acteurs devront notamment décrire la décomposition entre revenus et coûts variables.

### *Rentes issues de la fourniture de services d'équilibrage*

La CRE propose de prendre en compte dans son calcul les rentes issues de la vente de volumes pour la fourniture de services d'équilibrage.

Par défaut, la CRE retient ses propres estimations de rentes issues de la fourniture de services d'équilibrage pour les différentes technologies. Ces estimations seront par exemple basées sur des historiques, et sont précisées dans le dossier de dérogation.

Si ces estimations sont jugées trop hautes par les exploitants, ces derniers ont la possibilité de proposer leurs propres estimations, en apportant une justification. La CRE étudiera ces demandes au cas par cas. Le cas échéant, les acteurs devront notamment décrire la décomposition entre revenus et coûts variables.

### *Autres revenus*

D'autres revenus peuvent être prises en compte par la CRE dans le calcul de *missing money*. Ces autres revenus incluent notamment les revenus issus de la valorisation de la chaleur pour les centrales de cogénération.

Les hypothèses relatives aux revenus de chaleur seront précisées dans le dossier de dérogation, mais peuvent par exemple être équivalentes aux coûts de production d'une chaudière à gaz avec un rendement normatif de 95% sur la base du pouvoir calorifique inférieur.

Si ces estimations sont jugées trop hautes par les exploitants, ces derniers ont la possibilité de proposer leurs propres estimations, en apportant une justification. La CRE étudiera ces demandes au cas par cas. Le cas échéant, les acteurs devront notamment décrire la décomposition entre revenus et coûts variables.

Enfin, les exploitants devront renseigner à la CRE toutes autres sources de revenus que percevra l'exploitant au titre du maintien en service de la capacité pendant la période de livraison concernée par la dérogation.

La CRE propose qu'une dérogation au PPI soit octroyée à condition que le *missing money* de la capacité concernée soit supérieur au PPI. Dans ce cadre, la CRE propose de définir le *missing money* comme la différence entre les revenus et les coûts engendrés par le maintien en activité de la capacité sujette à la demande de dérogation. La CRE propose de retenir six briques de revenus et de coûts dans de ce calcul.

Dans les semaines suivants la publication de la présente délibération, la CRE publiera un dossier de dérogation, précisant les modalités de déclaration des éléments constitutifs du calcul de *missing money*, les justificatifs requis, ainsi que les échéances pour la période de livraison 2026/2027.

Ces éléments, qui seront utilisés pour le premier exercice de dérogation pour l'enchère 2026-27, ont néanmoins vocation à être soumis à consultation publique au premier semestre 2026 pour affiner la méthode en prévision des enchères suivantes.

## Proposition de la CRE

Conformément aux articles L. 316-4 et R. 316-3 du code de l'énergie, RTE a, par un courrier daté du 22 janvier 2026 et reçu le même jour, transmis à la CRE son rapport méthodologique d'établissement des courbes de demande et des paramètres du rapport de paramétrage du mécanisme de capacité.

Sur la base de ce rapport méthodologique et à travers la présente délibération, la CRE formule au ministre chargé de l'énergie une proposition de méthodologie pour la définition de la courbe de demande et des paramètres techniques et économiques nécessaires à la tenue des enchères.

L'ensemble de ces éléments méthodologiques a été concerté avec les acteurs par RTE, lors d'un processus mis en place depuis 2022. Dans les délais qui lui ont été impartis, la CRE a également organisé un atelier avec les acteurs pour présenter ses premières orientations.

La méthodologie proposée par la CRE reprend l'intégralité de la méthode proposée par RTE, à l'exception de quelques éléments. En particulier, la CRE propose que des coefficients journaliers applicables aux capacités avec des contraintes de stock ( $K_j$ ) puissent être calculés au pas demi-horaire comme une interpolation linéaire de coefficients  $K_j$  au pas horaire.

De plus, la méthodologie proposée par la CRE précise les éléments nécessaires à la constitution d'un dossier de demande de dérogation au prix plafond intermédiaire ainsi que les modalités d'approbation.

La méthodologie proposée est présentée en annexe.

La CRE prévoit par ailleurs une consultation publique plus approfondie concernant les éléments méthodologiques à pérenniser pour les prochaines périodes de livraison, ce que le calendrier de mise en place du nouveau mécanisme n'a pas permis. Cette consultation est prévue pour le premier semestre 2026. Certains éléments méthodologiques pourront donc évoluer pour les prochaines enchères, en intégrant les enseignements issus de la consultation.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise au ministre chargé de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 10 février 2026.  
Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
La présidente,  
Emmanuelle WARGON

## Annexe

### Méthodologie de certification

Afin de rendre comparables des capacités ne contribuant pas de la même façon à la sécurité d'approvisionnement du fait de leurs caractéristiques, mais également dans le but de corriger le fait que les plages PP ne peuvent pas correspondre exactement aux heures de défaillance en temps réel, la méthodologie introduit des coefficients d'abattement de filière et de stock.

#### Certification sans contrainte de stock standard

Les coefficients de filière des moyens de production sans contrainte de stock sont applicables à la capacité disponible pendant les plages PP et sont calculés en utilisant une méthode de la contribution moyenne à la défaillance sur la base d'une étude prospective probabiliste respectant le critère de sécurité d'approvisionnement. Cette méthode consiste à évaluer, pour une filière donnée et un horizon temporel donné, la production moyenne des actifs qui la composent pendant les épisodes de défaillance, et leur disponibilité pendant les heures PP, sur l'ensemble des configurations simulées. Le coefficient de filière est alors égal au rapport entre ces deux valeurs :

$$C_{filière\,standard} = \frac{\text{Production moyenne à la défaillance}}{\text{Puissance moyenne disponible sur les heures PP}}$$

#### Certification sans contrainte de stock normative

Le régime particulier de certification normative s'appliquant aux filières renouvelables fatales (solaire, éolien, hydraulique au fil de l'eau et énergies marines) vise à rendre cohérent la certification avec leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. Le coefficient de filière normatif applicable à la puissance installée est alors défini tel que :

$$C_{filière\,normatif} = \frac{\text{Production moyenne à la défaillance}}{\text{Puissance installée}}$$

#### Certification avec contrainte de stock

Pour les moyens avec contrainte de stock (notamment les filières lac, éclusé, stations de pompage et de turbinage, batteries et effacements), un coefficient d'abattement journalier  $K_j$  spécifique à chaque durée possible de stock au pas demi-heure représente le fait que la disponibilité de ces capacités lors d'un épisode de défaillance prolongé est limitée par la durée de leur stock journalier. Un coefficient similaire pour les contraintes de stock hebdomadaires est également repris du mécanisme de capacité actuel, mais son effet est neutralisé ( $K_h=1$ , cf. délibération portant le paramétrage), et sera vraisemblablement supprimé de la méthodologie pour les prochains exercices.

La valeur  $K_j$  à appliquer est déterminée à l'aide d'un abaque associant une valeur du coefficient d'abattement au rapport entre l'énergie de stock maximale et la puissance maximale à l'injection de l'actif. Il est établi sur la base d'une étude prospective probabiliste respectant le critère de sécurité d'approvisionnement, en observant la répartition des épisodes de défaillance dans les simulations, selon leur durée.

Sur chacune des occurrences de défaillance observées, le coefficient  $K_j$  est déterminé en évaluant le nombre d'activation à pleine puissance que peut réaliser le moyen de production à stock dont on cherche à modéliser la contrainte. Dans la méthode de construction de l'abaque, on considère que l'actif n'a pas de contraintes de stock sur un jour PP donné ( $K_j = 1$ ) dès lors que le nombre d'heures d'activation possibles à plein puissance dépasse la durée de la plage PP.

L'abaque est construit en réalisant l'exercice de manière identique pour des moyens possédant des durées de stock journalières différentes, *a minima* pour chaque pas horaire, ou des caractéristiques techniques différentes (par exemple le rendement). Il est possible d'interpoler le coefficient  $K_j$  au pas demi-heure à partir des résultats de simulation au pas horaire.

**Certification avec contrainte de stock des moyens dépendants du système électrique pour se recharger**

Parmi les moyens avec contrainte de stock, ceux qui se rechargent en soutirant sur le système électrique se voient appliquer un coefficient de filière spécifique qui est indépendant de la durée du stock, mais dépendant de la période de livraison et des caractéristiques des moyens et de la filière. Le coefficient de filière est déterminé à l'aide d'une méthode similaire à celle décrite plus haut pour le calcul des coefficients de filières des moyens sans contrainte de stock. Afin de tenir compte que les moyens ne sont pas nécessairement présents par défaut dans les hypothèses du scénario modélisé, l'abaque est construit en intégrant à la modélisation une capacité marginale de ce moyen avec une contrainte de stock pour observer son comportant sans impacter les résultats à l'échelle globale.

Ainsi, le produit du coefficient de filière et du coefficient de stock constitue la meilleure approximation de la contribution à la sécurité d'approvisionnement, en prenant à la fois en compte la capacité des stocks à se recharger entre les épisodes de tension, mais aussi, ponctuellement, leur incapacité à le faire selon la situation de l'équilibre offre-demande lors des épisodes de tension longs.

**Méthodologie de calcul de la contribution des pays tiers européens à la sécurité d'approvisionnement**

La contribution des pays voisins peut être nettement inférieure à la capacité physique d'importation sur les interconnexions : celle-ci dépend de la disponibilité du parc de production à l'étranger dans les périodes de tension pour le système électrique français. La contribution des autres pays européens à la sécurité d'approvisionnement est calculée selon la méthode des « positions nettes », en conformité avec la décision de l'ACER concernant la détermination de ce paramètre<sup>16</sup>. Ce calcul, qui sert à définir le volume maximal de capacités issues du pays concerné pouvant être rémunérées au titre du mécanisme de capacité français, permet de représenter au mieux la contribution des capacités de chaque pays interconnecté à la France, directement ou indirectement et de matérialiser la contribution totale des pays européens à la sécurité d'approvisionnement française.

La méthode des positions nettes consiste à répartir la puissance nette importée par la France en situation de défaillance sur les pays européens exportateurs, selon leur propre position nette. La position nette d'un pays est déterminée par la somme des imports et des exports de ce pays, depuis et vers l'entièreté du périmètre considéré, pas uniquement les pays directement interconnectés. Si les flux exportateurs d'un pays excèdent les flux importateurs, sa contribution à la sécurité d'approvisionnement de la France est positive ; dans le cas inverse, cette contribution est nulle.

Plus précisément, le calcul se décompose selon les étapes suivantes :

- 1) Définition des zones d'offres, dont l'agrégation constitue le périmètre géographique de l'étude d'adéquation ;
- 2) Définition des pas de temps du marché sur lesquels appliquer les calculs de la position nette : le calcul est effectué sur les pas de temps où la France est en situation de défaillance dans les scénarios modélisés utilisés dans l'étude d'adéquation ;
- 3) Calcul de la position nette de chaque zone d'offres pour chaque pas de temps du marché où la France est en situation de défaillance ;
- 4) Calcul de la contribution pour chaque zone d'offres comme la moyenne de la position nette sur l'ensemble des pas de temps où la France est en situation de défaillance. Si la moyenne est négative, la valeur est ramenée à 0.

La somme des contributions sur toutes les zones d'offre constitue la contribution totale des pays du périmètre à la sécurité d'approvisionnement française.

Pour le calcul des positions nettes, le périmètre de modélisation est l'Autriche, la Belgique, la Suisse, la Tchéquie, l'Allemagne, le Danemark, l'Espagne, la France, l'Irlande, l'Italie, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Norvège, la Pologne, le Portugal, la Suède et le Royaume-Uni.

<sup>16</sup> Décision n°36/2020 de l'ACER du 22 décembre 2020 relative aux spécifications techniques pour la participation transfrontalière dans les mécanismes de capacité.

La contribution à la sécurité d'approvisionnement française de tous les pays indirectement interconnectés à la France, ou directement interconnectés à la France mais pour lesquels la participation transfrontalière explicite n'est pas encore ouverte est prise en compte implicitement. Autrement dit, la position nette calculée pour chacun de ces pays est déduite du besoin total de capacités pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement. A l'inverse, la contribution des pays directement interconnectés participant explicitement au mécanisme de capacité français seront pris en compte par addition à la capacité du parc domestique de référence pour définir la capacité de référence  $C_{ref}$ .

### **Méthodologie de construction de la courbe de demande**

La courbe de demande définit, pour une enchère donnée du mécanisme de capacité, le volume de capacité que la collectivité est disposée à contractualiser sur cette enchère, en fonction du prix.

La courbe de demande est déterminée par les paramètres suivants :

- la capacité de référence,  $C_{ref}$ , qui représente le volume de capacité à contractualiser afin d'assurer le strict respect du critère de sécurité d'approvisionnement ;
- le coût net d'un nouvel entrant,  $CONE$  ;
- le prix plafond global ;
- les paramètres relatifs à l'élasticité de la courbe,  $C_{min}$  et  $C_{max}$ , qui représentent respectivement le volume maximal que la collectivité est disposée à contractualiser au prix plafond global et le volume maximal que la collectivité est disposée à contractualiser à un prix non nul.

Le caractère élastique de la courbe désigne sa propriété à contractualiser un volume qui dépend des prix proposés par les acteurs dans leurs offres. En effet, du point de vue de la collectivité, il peut être économiquement justifié de contractualiser un volume de capacités plus important que le strict nécessaire pour respecter le critère public de sécurité d'approvisionnement, dès lors que cette contractualisation peut se faire à un coût plus faible que le  $CONE$ .

### **Méthodologie de calcul de la capacité de référence**

La méthodologie de calcul de la capacité de référence est basée sur une certification d'un parc de référence consistant à calculer la capacité certifiée totale d'un parc dimensionné pour atteindre exactement le critère public de sécurité d'approvisionnement. Cette méthode permet d'assurer la cohérence entre les paramètres de certification effectivement appliqués et la définition de la courbe de demande. Elle procède en cinq étapes :

- 1) Détermination d'un scénario de dimensionnement comprenant un ensemble d'hypothèses prospectives techniques et économiques, notamment les niveaux de consommation et l'évolution des parcs électriques en France et dans les autres pays européens, pour décrire et modéliser le système électrique à l'horizon de la période de livraison associée à l'enchère. Le parc ainsi déterminé est dénommé parc projeté.
- 2) Construction du parc de référence à partir des hypothèses de l'étape 1) et ajout ou retrait au parc projeté des capacités fictives parfaites afin de le placer exactement au critère de sécurité en termes de durée de défaillance. Des capacités sont ajoutées si le parc projeté est surcapacitaire, et à l'inverse retirées si le parc projeté est sous-capacitaire.

A cette étape, il est tenu compte du caractère explicite ou implicite des flexibilités de la demande. En effet, le parc de référence doit considérer uniquement les flexibilités de la demande qui vont se valoriser de manière explicite sur le mécanisme de capacité. Les flexibilités implicites seront quant à elles intégrées directement en déduction de la demande. Plusieurs types de flexibilités sont modélisées par RTE, les flexibilités statiques (par exemple le signal heures pleines/heures creuses) et les flexibilités dynamiques (effacements résidentiels ou tertiaire de type Tempo ou équivalent et effacements industriels), mais sans distinction de leur cadre contractuel ou organisationnel pour ces dernières. Or le nouveau mécanisme de capacité autorise les flexibilités dynamiques à se valoriser soit de manière explicite en participant aux enchères, soit de manière implicite par réduction de la contribution au coût du mécanisme (à l'exclusion des volumes Tempo qui ne sont pris qu'en implicite). Sur les horizons proches, RTE propose de se fonder pour l'hypothèse de répartition du choix de valorisation

explicite ou implicite sur la continuité historique, le cadre réglementaire et les informations fournies par les opérateurs. A moyen terme, RTE anticipe que les nouvelles flexibilités (notamment le pilotage des véhicules électriques ou la flexibilité des moyens de production d'hydrogène par électrolyse) devront être instruites par différentes voies, par exemple en concertation avec les acteurs, ou par analyse des incitations. Le volume anticipé de flexibilité explicite est bien intégré au parc de référence tandis que le volume anticipé de flexibilité implicite est déduit de la demande et modifie donc le parc de référence à la baisse lors de l'équilibrage au critère de sécurité.

La détermination du parc de référence doit également tenir compte du fait que certaines capacités sont réservées pour les services système (réserves primaire et secondaire, réserves tertiaires rapide et complémentaire) ou pour le dispositif d'interruptibilité, et qu'elles ne peuvent pas assurer simultanément des fonctions d'équilibrage offre-demande. RTE estime le volume des services indisponibles pour la sécurité d'approvisionnement en se fondant sur la prévision du besoin capacitaire de ces services. Ces prévisions peuvent dépendre des évolutions possibles des trajectoires de consommation et de production d'électricité, ainsi que sur la nature des capacités réservées pour y répondre. Le volume correspondant est ajouté à la demande et modifie donc la capacité domestique de référence à la hausse lors de l'équilibrage au critère de sécurité.

- 3) Application au parc de référence des règles de certification telles que définies par les règles du mécanisme de capacité et des coefficients de filière et de stock, afin d'assurer la cohérence entre les paramètres de certification et la définition de la courbe de demande. Pour cela, la disponibilité moyenne aux heures PP de chaque filière certifiée en méthode standard est calculée en simulant un tirage des jours PP selon les règles du mécanisme en vigueur, puis multipliée par le coefficient de filière normatif. Les filières en méthode normative ou avec des contraintes de stock se voient appliquer leurs spécificités de certification.
- 4) Calcul de la capacité de référence comme la somme du volume domestique corrigé de la certification et le volume de capacités transfrontalières explicites.

La capacité de référence calculée représente le volume qu'il faut contractualiser pour respecter exactement le critère de sécurité d'approvisionnement, en intégrant uniquement les capacités qui se présentent de manière explicite.

### **Méthodologie de calcul du prix plafond global**

La méthodologie de calcul du prix plafond global consiste à le définir comme un multiple du *CONE*, se situant entre 100 et 150 %. Un coefficient supérieur à 100 % sert à pallier les incertitudes inhérentes au calcul du *CONE* et une éventuelle sous-estimation de ce dernier. La calibration du coefficient multiplicatif permettant d'aboutir au prix plafond global prendra donc en compte le niveau d'incertitude dans la définition du *CONE* ainsi que le besoin de nouvelles capacités. Par exemple, le prix plafond global pourra être représentatif des coûts les plus élevés parmi les technologies identifiées comme susceptibles d'émerger et de candidater aux enchères du mécanisme de capacité, et ce afin de leur préserver un espace concurrentiel.

### **Elasticité de la courbe de demande**

La méthodologie s'appuie sur un cadre général permettant de représenter une courbe de demande par une approximation linéaire par morceaux, dimensionnée sur la base d'un jeu de paramètres restreint pour plus de lisibilité. Le prix plafond global constitue un maximum pour cette approximation, et le couple ( $C_{ref}$  ; *CONE*) appartient à cette approximation.

La méthodologie construit le reste de la courbe à l'aide de deux segments de droite permettant une continuité de la courbe de demande et représentant l'élasticité-prix des consommateurs, ou dans un cas extrême rendu possible par le paramétrage des segments, l'inélasticité de la demande en capacité.

Ce choix permet de mieux représenter la préférence de la collectivité de contractualiser moins de capacités que celles nécessaires au strict respect du critère de sécurité si celles-ci sont onéreuses, et inversement, davantage si le prix des capacités est modéré. De plus, une courbe élastique présente des propriétés intéressantes en ce qu'elle réduit (i) l'intérêt économique d'une manipulation de prix et (ii) la volatilité du prix d'équilibre.

Plus précisément, la méthodologie est fondée sur une analyse du bénéfice marginal pour la collectivité lié à l'ajout d'une capacité, en mettant en regard le gain en termes de réduction de la défaillance et le coût associé à cette nouvelle capacité. L'approche s'effectue en trois étapes :

- 1) RTE réalise, sur un grand nombre de scénarios, des simulations en ajoutant ou retirant des capacités au parc équilibré au critère de sécurité. L'abaque obtenu décrit une relation entre la durée de délestage calculée en sortie du modèle et le déficit de capacité comme paramètre d'entrée. Par construction, lorsque le parc est équilibré, le délestage est de 2 h, conformément au critère français.
- 2) Cet abaque est transformé pour être homogène à une courbe de demande en multipliant le nombre d'heures de délestage par la valeur de l'énergie non distribuée, et en translatant l'axe des abscisses de  $C_{ref}$ . L'extrapolation de l'abaque contient donc le couple ( $C_{ref}$  ;  $CONE$ ).
- 3) L'extrapolation est simplifiée et linéarisé par morceaux pour tenir compte du prix plafond global, dont le volume maximal pouvant être contractualisé à ce prix est  $C_{min}$ , et d'un volume maximal de contractualisation à prix positif  $C_{max}$ . La linéarisation repose sur une minimisation de la somme des carrés des différences entre approximante et approximée, sous contrainte d'intersection au point ( $C_{ref}$  ;  $CONE$ ).

#### **Méthodologie de calcul du plafond de prix intermédiaire (PPI)**

La méthodologie pour la fixation du plafond vise à refléter un niveau de rémunération globalement cohérent avec les besoins de rémunération des moyens existants contribuant à la sécurité d'approvisionnement.

Elle se fonde sur des données de coûts annualisés des acteurs concernant les actifs existants, en se focalisant sur les filières les plus à risque de fermeture. L'objectif est ainsi de disposer d'un prix plafond intermédiaire visant à sécuriser au mieux la couverture du *missing money* de l'essentiel du parc de production existant.

Dans l'état actuel du parc, en considérant les retours des acteurs aux consultations publiques menées par RTE, la méthodologie consiste à retenir les centrales cycles combinés au gaz (CCG) comme technologie de référence dans la fixation du prix plafond intermédiaire. Ceci permet par ailleurs de s'appuyer sur une technologie qui représente un volume de capacités significatif dans le parc français et dont les coûts peuvent être considérés comme relativement homogènes selon les unités.

Pour obtenir des propositions de prix plafond intermédiaire, les coûts fixes d'exploitation des CCG seront ensuite abattus d'un facteur normatif  $\beta$ , afin de prendre en compte les revenus obtenus par les exploitants de ce type de capacités sur les différents marchés de l'énergie, ainsi que sur d'autres types de services (services système, réserves, ajustement...).

$$PP_{intermédiaire} = (1 - \beta) \times Couts_{CCG}$$

La définition des coûts fixes de référence des CCG dans le paramétrage proposé inclura les coûts fixes annuels (frais de maintenance, dépenses de personnel, assurances, taxes, CART, coûts liés à la capacité gaz, etc.). Elle pourra s'appuyer sur différentes sources dans la littérature ainsi que les retours des acteurs lors des consultations publiques menées pour l'élaboration des *Bilans prévisionnels*.

Le calcul de  $\beta$  pourra :

- Être fondé sur les évaluations de revenus issus des analyses « équilibre offre-demande » effectuées par RTE ;
- Être fondé sur une analyse des revenus historiques basés sur les prix de marché ;
- Être fondé sur une analyse prospective des revenus basés sur les cotations des marchés à terme ;
- Être instruit par les retours des acteurs lors des consultations publiques menées pour l'élaboration des *Bilans prévisionnels*.

### **Eléments nécessaires à la constitution d'un dossier de demande de dérogation et modalités d'approbation**

Une dérogation au PPI est octroyée à condition que le *missing money* de la capacité concernée soit supérieur au PPI. Dans ce cadre, le *missing money* est défini comme la différence entre les revenus et les coûts engendrés par le maintien en activité de la capacité sujette à la demande de dérogation.

Six briques de revenus et de coûts sont retenues dans le calcul de *missing money* de la procédure de dérogation, présentées dans le tableau ci-dessous.

#### **Missing money =**

- |  |
|--|
| + Coûts fixes annuels directs de l'installation      |
| + Coûts fixes généraux                               |
| + Dépenses d'investissements récurrentes annualisées |
| - Rentes sur les marchés énergie                     |
| - Rentes issues des services d'équilibrage           |
| - Autres rentes (par ex. chaleur)                    |

Le détail de ces briques, ainsi que les hypothèses retenues sont décrits *infra*.

Toute autre précision sur le calcul de *missing money*, ainsi que les justificatifs demandés aux acteurs dans ce cadre seront introduits dans le dossier de dérogation publié par la CRE. D'autres éléments sur les capacités peuvent également être demandés dans le dossier de dérogation, comme l'efficacité des capacités, les coûts variables directs de l'installation ou bien les coûts de démarrage ou d'activation.

Pour les plus petits sites, d'une puissance installée inférieure à 100 MW, une dérogation pourra être octroyée par groupe de sites d'une même technologie afin de faciliter le traitement et la soumission des dossiers, dans la limite d'un groupe de 100 MW. Ceci exclut les capacités soutenues. Le cas échéant, d'éventuelles simplifications pourront être précisées dans le dossier de dérogation.

#### **Coûts fixes annuels directs de l'installation**

Sont notamment prises en compte dans les coûts fixes annuels direct de l'installation les catégories de coûts suivantes :

- Coûts généraux (coûts d'assurance, coûts administratifs hors frais de personnel, coûts des taxes) ;
- Coûts liés au réseau gazier (notamment les coûts fixe d'utilisation du réseau) ;
- Coûts liés à l'électricité (coûts liés au " stand-by " estimé pour une année<sup>17</sup> ; coûts fixes liés au réseau d'électricité) ;
- Coûts de maintenance récurrente hors frais de personnel ;
- Coûts opérationnels hors frais de personnel ;
- Coûts de mise en conformité ;
- Coûts de personnel sur site hors frais généraux, comme gestion de l'installation, maintenance et personnel administratif sur site.

Cette liste pourra être affinée dans le dossier de dérogation publié par la CRE.

Les acteurs proposent leurs estimations de coûts relatifs à la période de livraison considérée, ainsi que la trajectoire des coûts passés.

---

<sup>17</sup> Ceci inclut notamment les coûts de fourniture, les coûts de réseau variables, les taxes (TVA, CTA, accise)

### *Coûts fixes généraux*

Les coûts fixes généraux considérés dans le calcul comme nécessaires au maintien en activité d'une capacité, peuvent notamment inclure les coûts suivants : direction générale, contrôle de gestion, services financiers, ressources humaines, systèmes d'information, services généraux et immobilier, achats, services juridiques, stratégie et affaires publiques, coûts fixes de personnel liés à la gestion d'un portefeuille de sites opérant sur les marchés de l'énergie

Les acteurs proposent leurs estimations de coûts pour la période considérée, ainsi que la trajectoire des coûts passés.

Néanmoins, ces coûts ne peuvent dépasser 25% des coûts de personnels sur site, pris en compte dans les coûts fixes annuels directs de l'installation.

### *Dépenses d'investissements récurrentes annualisées*

Les coûts nécessaires pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année, mais qui sont toutefois nécessaires au maintien en activité de la capacité pendant la période de livraison considérée (par exemple les révisions majeures), sont pris en compte. Ces coûts sont pris en compte de façon annualisée. Les coûts d'investissements passés entrant dans cette catégorie peuvent être pris en compte, tant que la date de réalisation est postérieure à l'entrée en vigueur du nouveau mécanisme de capacité.

Les acteurs proposent leurs estimations de coûts relatifs à la période de livraison considérée, ainsi que la trajectoire des coûts passés. Par défaut, la CRE retient des hypothèses d'annualisation normatives (coût moyen pondéré du capital (CMPC) et durée d'annualisation) sur la base d'études de référence (comme les Bilans prévisionnels de RTE ou les études d'adéquation au niveau européen réalisées par l'ENTSOE). Ces hypothèses sont précisées dans le dossier de dérogation. Les acteurs peuvent proposer des valeurs différentes dans leur dossier de dérogation, en apportant une justification. La CRE étudiera ces demandes au cas par cas.

### *Rentes sur les marchés de l'énergie*

Les rentes infra-marginales issues de la vente de volumes sur les marchés de l'énergie sont pris en compte dans le calcul.

Par défaut, la CRE retient ses propres estimations de rentes infra-marginales pour les différentes technologies. Ces estimations pourront être basées sur les espérances de revenus sur les marchés à terme (par exemple dans le cas d'une demande de dérogation en amont des enchères PL-1) ou sur la base des études prospectives de RTE (par exemple dans le cas de demande de dérogation en amont des enchères PL-4). Ces hypothèses sont précisées dans le dossier de dérogation. Si ces estimations sont jugées trop hautes par les exploitants, ces derniers ont la possibilité de proposer leurs propres estimations, en apportant une justification. La CRE étudiera ces demandes au cas par cas. Le cas échéant, les acteurs devront notamment décrire la décomposition entre revenus et coûts variables.

### *Rentes issues de la fourniture de services d'équilibrage*

Les rentes issues de la fourniture de services d'équilibrage sont prises en compte.

Par défaut, la CRE retient ses propres estimations de rentes issues de la fourniture de services d'équilibrage pour les différentes technologies. Ces estimations seront par exemple basées sur des historiques, et sont précisées dans le dossier de dérogation.

Si ces estimations sont jugées trop hautes par les exploitants, ces derniers ont la possibilité de proposer leurs propres estimations, en apportant une justification. La CRE étudiera ces demandes au cas par cas. Le cas échéant, les acteurs devront notamment décrire la décomposition entre revenus et coûts variables.

### *Autres revenus*

D'autres revenus peuvent être prises en compte par la CRE dans le calcul de *missing money*. Ces autres revenus incluent notamment les revenus issus de la valorisation de la chaleur pour les centrales de cogénération.

Les hypothèses relatives aux revenus de chaleur seront précisées dans le dossier de dérogation, mais peuvent par exemple être équivalentes aux coûts de production d'une chaudière à gaz avec un rendement normatif de 95 % sur la base du pouvoir calorifique inférieur.

Si ces estimations sont jugées trop hautes par les exploitants, ces derniers ont la possibilité de proposer leurs propres estimations, en apportant une justification. La CRE étudiera ces demandes au cas par cas. Le cas échéant, les acteurs devront notamment décrire la décomposition entre revenus et coûts variables.

Enfin, les exploitants devront renseigner à la CRE toutes autres sources de revenus que percevra l'exploitant au titre du maintien en service de la capacité pendant la période de livraison concernée par la dérogation.