

DÉLIBÉRATION N°2026-198

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 8 octobre 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, Nadia FAURE et Didier REBISCHUNG, commissaires.

Le nouveau mécanisme de capacité français s'articule, en régime pérenne, autour de deux enchères, dont une de long terme, organisée environ 4 ans avant le démarrage de la période de livraison. Dans ce cadre, par un courrier daté du 30 juillet 2026 et reçu le 3 août 2026, RTE a transmis à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) son rapport méthodologique d'établissement des courbes de demande et des paramètres 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 à la ministre chargée 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.

Les éléments méthodologiques applicables à la période de livraison 2026-2027, reposant sur une enchère unique, avaient été présentés lors d'un atelier organisé avec les acteurs pour détailler les orientations de la CRE sur la méthodologie et le paramétrage au premier semestre 2026. Ces éléments avaient été établis dans un cadre réglementaire incomplet, notamment concernant les contrats pluriannuels. Les nouveaux éléments de méthode ou de paramétrage en lien avec une organisation à deux enchères viennent compléter ce cadre méthodologique. Ces éléments ont fait l'objet d'une consultation plus approfondie de la CRE qui s'est tenue au premier semestre 2026. Si la CRE souhaite donner de la visibilité aux acteurs en assurant une méthodologie de détermination de paramètres pérenne et connue suffisamment en amont de la période de livraison, celle-ci pourra toutefois évoluer pour les prochaines enchères, en intégrant les enseignements issus de nouvelles consultations et du retour d'expérience des enchères, en particulier de l'enchère de long terme, et plus généralement du fonctionnement du mécanisme de capacité.

Sommaire

1. Contexte et cadre juridique.....	3
1.1. Principes du mécanisme de capacité.....	3
1.2. Cadre juridique pour la méthodologie de paramétrage	3
2. Démarche méthodologique de dimensionnement et présentation des paramètres du mécanisme de capacité.....	4
2.1. Démarche méthodologique	4
2.2. Présentation des paramètres	5
3. Méthodologie relative à la certification	5
4. Contribution des pays européens à la sécurité d'approvisionnement.....	8
5. Courbe de demande en capacités	11
5.1. Courbe de demande dans le cadre d'une unique enchère	11
5.2. Répartition de la capacité à contractualiser et de l'élasticité dans un cadre à deux enchères	16
6. Prix plafond intermédiaire.....	19
6.1. Niveau du PPI	19
6.2. Éléments nécessaires à la constitution d'un dossier de demande de dérogation et modalités d'approbation	21
7. Plafonds applicables aux contrats pluriannuels	25
Proposition de la CRE.....	28

1. Contexte et cadre juridique

1.1. Principes du mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est instauré pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique au moindre coût. Ce critère 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. Celui 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 heures¹.

L'article 19 de la loi n° 2025-127 de finances pour 2025 a réformé l'ancien mécanisme de capacité français. Le 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 ainsi que par des règles arrêtées par le ministre². Celui-ci prend la forme d'une rémunération octroyée aux exploitants de capacités de production, de stockage ou d'effacement de consommation. Le mécanisme de capacité est 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 paramétrage de RTE (article L. 316-4 du code de l'énergie).

La rémunération versée aux exploitants de capacités en contrepartie de leurs engagements de disponibilité est financée par une taxe (articles L. 316-1 et L. 316-2 du code de l'énergie). La taxe, dont le montant unitaire est constaté par la CRE, est répartie entre tous les contributeurs sur la base de leur consommation durant cette période (article L. 322-13 du code des impositions sur les biens et services).

1.2. 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 :

- 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) ;

¹ [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](#)

² [Arrêté du 18 mars 2026 fixant les règles du mécanisme de capacité français](#)

- 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) ;
- 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 calculé en fonction du besoin en nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement compte tenu des différentes visions prospectives du système électrique issues du bilan prévisionnel pluriannuel (article R. 316-35 du code de l'énergie).

De plus, pour la période de livraison 2030-2031, conformément à l'article 3 du décret n° 2025-1441 du 31 décembre 2025 relatif au mécanisme de capacité, la contrainte de volume maximal total de contrats pluriannuels, mentionnée à l'article R. 316-35 du code de l'énergie, est complétée dans le rapport de paramétrage par un volume minimal de capacités créatrices nettes d'énergie. Ces capacités sont définies comme les capacités ne reposant pas sur des installations de stockage (même disposition). Ce volume est calculé en tenant compte des nouvelles capacités de stockage qui peuvent vraisemblablement être connectées au réseau électrique avant le premier jour de la période de livraison 2030-2031 (même disposition). Il peut être fixé sous la forme d'un volume maximal de capacités reposant sur des installations de stockage, déterminé pour être équivalent au volume minimal de capacités créatrices nettes d'énergie au regard de la courbe de la demande (même disposition).

Conformément aux articles L. 316-4 et R. 316-3 du code de l'énergie, RTE a, par un courrier daté du 30 juillet 2026 et reçu le 3 août 2026, transmis à la CRE son rapport méthodologique d'établissement des courbes de demande et des paramètres du rapport de paramétrage du mécanisme de capacité.

Une consultation publique relative à la méthodologie de paramétrage du mécanisme de capacité et aux conditions d'octroi des contrats pluriannuels a été organisée par la CRE en avril 2026³. Les analyses de la CRE et sa présente proposition de méthodologie de paramétrage prennent en compte les retours des parties prenantes recueillis dans ce cadre.

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 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, parcs de production et de stockage, capacités

³ Consultation publique n° 2026-07 de la CRE du 9 avril 2026 relative à la méthodologie de paramétrage du mécanisme de capacité et aux conditions d'octroi des contrats pluriannuels

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 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 a été concerté avec les acteurs par RTE, lors d'un processus mis en place depuis 2022. La CRE a également organisé au premier semestre 2026 une consultation publique concernant les éléments méthodologiques à pérenniser pour les prochaines périodes de livraison dont les résultats sont utilisés en tant que de besoin dans la présente proposition⁴. Certains éléments méthodologiques pourront évoluer pour les prochaines enchères, en intégrant les enseignements issus de cette première enchère de long terme.

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, les paramètres techniques 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, les paramètres économiques permettent la construction des courbes de demande, du prix plafond intermédiaire, des plafonds en volume applicables aux nouveaux contrats pluriannuels et des volumes pris en compte normativement pour la participation transfrontalière explicite

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.

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

⁴ [Consultation publique n°2026-07 de la CRE du 9 avril 2026 relative à la méthodologie de paramétrage du mécanisme de capacité et aux conditions d'octroi des contrats pluriannuels](#)

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

La CRE ne note aucune évolution relative à la méthodologie des coefficients de filière par rapport à sa proposition méthodologique pour la période de livraison 2026-2027.

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) est repris, le coefficient hebdomadaire (K_h) n'est désormais plus défini pour le nouveau mécanisme de capacité.

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. Autrement dit, la structure imposée par le produit du coefficient de filière, fixe, par le coefficient de stock, s'adapte mal à la représentation d'un abaque empirique d'une contribution continument croissante en fonction de la durée de stock. 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 des règles arrêtées⁵. 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 de nouveau RTE à se réinterroger sur un cadre de certification limitant les distorsions entre les différents actifs à stock.

La CRE souligne également que l'approche retenue par RTE est une approche de la contribution marginale à la sécurité d'approvisionnement, moyennée sur les scénarios prospectifs de défaillance à l'horizon de la période de livraison. Cette approche a l'avantage d'assurer un signal efficace pour l'investissement dans de nouveaux actifs de stockage et d'éviter de surévaluer la contribution à la sécurité d'approvisionnement de ces actifs. Considérant ces caractéristiques et le contexte de développement soutenu des actifs à stock, la CRE estime pertinent de retenir cette approche. Toutefois, la CRE observe que les approches européennes ne font pas émerger un consensus sur la question⁶ et considère que le choix de la méthode pourrait être réétudié. La CRE recommande à RTE d'explicitier davantage en concertation les détails de son approche dans le but d'affiner la compréhension des acteurs et de proposer des pistes d'améliorations. Des méthodes alternatives pourront être explorées selon des critères de représentativité de la contribution à la

⁵ [Arrêté du 18 mars 2026 fixant les règles du mécanisme de capacité français](#)

⁶ L'Irlande et l'Italie utilisent une méthode d'évaluation marginale tandis que la Grande-Bretagne et la Belgique ont choisi une méthode moyenne.

sécurité d'approvisionnement, d'efficacité du signal renvoyé et de limitation des différenciations technologiques.

La CRE constate également l'absence d'une méthodologie permettant de prendre en compte une évolution de la contribution des différentes filières dans le temps. Une telle analyse aurait pu s'avérer particulièrement précieuse dans le cadre des contrats pluriannuels et particulièrement s'agissant des actifs à stock. En effet, la CRE garde pour objectif que le mécanisme de capacité rémunère au plus juste le service rendu tout au long d'un contrat pluriannuel, en donnant un minimum de visibilité sur la rémunération garantie.

Sur la base de ce constat, la CRE note deux voies d'améliorations méthodologiques pour les prochains rapports de RTE. La première porte sur le cas des actifs à stock pour le paramétrage de l'enchère de long terme de la période de livraison 2030-2031, pour lequel RTE a effectué des analyses sur la base de trois variantes de développement à cet horizon, sans donner de clé de lecture pour l'évolution de la contribution attendue en 2035 et au-delà. Or, RTE a pu souligner l'évolution du paysage de défaillance, ce qui suggère une évolution des contributions *a minima* des filières non pilotables ou soumises à contrainte de stock. Une analyse de la contribution de chaque filière au plus loin de ce qui est permis par le bilan prévisionnel semble indispensable à l'objectif susmentionné.

Deuxièmement, RTE n'a pas précisé de méthode visant à interpoler ou extrapoler les variantes de développement de filière auxquelles RTE se livre. La CRE note qu'une telle approche est par exemple présente pour les courbes de demande dans le rapport méthodologique, en permettant à la CRE de s'appuyer sur une combinaison linéaire des projets de courbe de demande. Ce point est d'autant plus important que la CRE est attachée à la possibilité de pouvoir aligner sa proposition de paramétrage à ses anticipations de développement des différentes filières. La CRE rappelle que les hypothèses du bilan prévisionnel sont déterminées relativement en amont de sa finalisation, et que ce même bilan prévisionnel n'est pas nécessairement reconduit ou mis à jour tous les ans. Aussi, des délais de plus d'un an pourraient intervenir entre le choix des hypothèses qui conduisent aux variantes, et les observations sur lesquelles la CRE s'appuie pour paramétrer le mécanisme. Dans cette optique, la CRE recommande à RTE de présenter une méthodologie laissant suffisamment de marge de manœuvre pour envisager des configurations plausibles mais non évaluées du système électrique, restant toutefois fidèles à ses analyses.

S'agissant de la filière de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), la CRE note que la méthode reflète une contribution moyenne du parc actuel, et que ce calcul s'adapte mal à un nouveau projet dont la taille serait suffisamment importante pour faire évoluer significativement les coefficients. Par ailleurs, compte tenu de l'hétérogénéité des installations STEP, tant en puissance, en taille de réservoir amont ou aval ou qu'en rendement, cette approche n'est opérante que si les actifs ne sont opérés que par un exploitant unique. Toute évolution dans l'organisation de cette filière pourrait donc conduire à revoir pour partie la méthode ou élargir le contenu du rapport de paramétrage pour s'y adapter.

Enfin, en l'absence de proposition de RTE anticipant les nouvelles règles du mécanisme de capacité⁷ et portant sur la méthodologie d'élaboration des coefficients de certification planchers applicables aux contrats pluriannuels, la CRE propose que ces coefficients planchers correspondent, sur toute la durée du contrat pluriannuel, aux coefficients de certification en vigueur pour l'enchère qui a donné lieu à la contractualisation.

Proposition de la CRE

La CRE propose à la ministre chargée de l'énergie de reprendre la méthodologie relative à la certification du rapport de RTE.

⁷ En application de l'article R. 316-2 du code de l'énergie, par un courrier daté du 30 juin 2026 et reçu le 6 juillet 2026 la CRE a été saisie pour avis par RTE d'un nouveau projet de règles du mécanisme de capacité. La CRE a émis un avis favorable à ce projet de règles. A date, ce jeu de règle n'a pas encore été arrêté. [Délibération de la CRE du 9 juillet 2026 portant avis sur le projet de règles du mécanisme de capacité.](#)

La CRE propose que les coefficients planchers applicables aux contrats pluriannuels correspondent, sur toute la durée du contrat, aux coefficients de certification en vigueur pour l'enchère qui a donné lieu à la contractualisation.

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, notamment pour les actifs à stock. Dans ce cadre, 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.

La CRE recommande à RTE de présenter une méthodologie de certification laissant suffisamment de marge de manœuvre pour envisager des configurations plausibles mais non évaluées du système électrique, restant toutefois fidèles à ses analyses.

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 à l'ancien mécanisme de capacité. 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

Contribution des pays voisins

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 2020⁸.

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'entière 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 2030-2031 seules les capacités belges pourraient participer de manière explicite⁹.

⁸ Décision n°36/2020 de l'ACER du 22 décembre 2020 relative aux spécifications techniques pour la participation transfrontalière dans les mécanismes de capacité

⁹ Sous réserve d'approbation par la CRE des annexes de la convention entre RTE et Elia et de leur homologation par le ministre chargé de l'énergie, et d'une contribution cumulée dépassant un seuil de 50 MW prévu par les règles du mécanisme de capacité.

Ordre normatif

Dans son rapport méthodologique, RTE introduit un nouveau volet relatif à la définition de l'ordre normatif pour la participation transfrontalière explicite. Pour rappel, dans le cadre d'une participation transfrontalière explicite, l'article R. 316-10 du code de l'énergie dispose « *qu'une prise en compte normative des capacités situées sur le territoire de cet Etat peut être appliquée aux capacités bénéficiant de soutiens de cet Etat, quand ces soutiens produisent des effets équivalents aux compléments de rémunération mentionnés à l'article L. 314-18. Cette prise en compte normative est réalisée selon une méthodologie [...] tenant compte de la probabilité de l'occurrence de périodes de tension simultanées du système électrique français et de celui des Etats participants interconnectés. La valeur maximale de cette prise en compte normative est calculée pour chaque période de livraison dans le rapport de paramétrage.* »

Cette prise en compte normative interviendrait à l'étape de présélection, en assurant la formation d'un prix représentatif de l'état de l'offre et de la demande sur la frontière considérée. En effet, par l'absence de *missing money* à couvrir, les capacités étrangères disposant d'un soutien public pourraient ne pas avoir suffisamment d'incitations économiques à participer au mécanisme français, dégradant de fait le niveau de concurrence de la présélection.

Conformément à l'article F.2.4 des règles du mécanisme de capacité, la prise en compte normative prend la forme d'un ordre soumis sur l'enchère à prix nul, dont le volume est égal à la contribution normative de l'Etat considéré, corrigée des volumes de capacités soutenues s'étant réellement certifiées sur le mécanisme pour la période de livraison considérée. Cette méthodologie tient compte d'occurrence de signaux de tension simultanés dans plusieurs mécanismes de capacité, et reflète ainsi le comportement réel d'un exploitant de capacité sujet à risque de pénalisation spécifique sur chacun des mécanismes de capacité pour lequel il engage sa capacité.

Le calcul de la contribution normative sur une frontière consiste à sommer sur chaque filière, le volume normatif représentant selon la méthode de certification de la filière, soit la disponibilité moyenne de toutes les capacités de la filière pendant les jours de tension en certification standard, soit la capacité installée totale de la filière en certification normative, multiplié par le coefficient de filière applicable aux capacités domestiques. Cette contribution est ensuite abattue d'un coefficient visant à refléter la proportion de la filière disposant d'un contrat de soutien équivalent à un complément de rémunération, mais également d'un facteur qui capte la fréquence d'occurrence simultanée d'un jour de tension en France et l'équivalent dans l'Etat directement interconnecté considéré.

La calibration des différents termes nécessite l'utilisation de diverses sources de données que RTE identifie et mobilisera selon leur disponibilité (modélisations du bilan prévisionnel, échanges avec les GRT voisins, rapports de l'ACER et d'autres organismes paneuropéens, historique de tirage des jours de tension ou règle de tirage applicable).

Le volume de l'ordre normatif est égal à la contribution normative corrigée, à laquelle est soustrait le volume certifié de capacité participant au mécanisme de capacité.

Analyse de la CRE

La CRE ne note aucune évolution relative à la méthodologie de calcul des contributions des pays interconnectés par rapport à sa proposition méthodologique pour la période de livraison 2026-2027, en dehors de l'ordre normatif qui s'y rapporte. Toutefois, la CRE constate des évolutions visibles dans le paramétrage mais non répertoriées dans le rapport méthodologique, notamment l'hypothèse centrale de placer les pays européens à leurs critères de sécurité à l'horizon 2030.

Hypothèse sur les parcs des pays interconnectés

La CRE souligne l'impact significatif du choix de modélisation de considérer chaque pays européen à son critère de sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2030-2031. Dans son avis relatif à la comparaison de l'étude d'adéquation européenne 2024 et le bilan prévisionnel 2025, l'ACER avait souligné la pertinence de

cette hypothèse de modélisation et encouragé à l'utiliser¹⁰. La CRE avait également pu reconnaître que cette hypothèse relevait d'une bonne pratique en ce qui concerne la définition de la capacité de référence et pour conduire des analyses de sensibilité autour de ce critère de sécurité. La CRE rappelle cependant que les mécanismes de capacité européens autorisent tous en pratique la sur- ou sous-contractualisation par rapport au niveau de capacité permettant le strict respect du critère de sécurité. Par conséquent, même avec un mécanisme de capacité en vigueur, des Etats peuvent rester durablement surcapacitaires tant que les capacités en excès restent compétitives, ou sous-capacitaires tant que les coûts des nouvelles capacités sont trop élevés par rapport à la propension de la collectivité à payer pour leur développement. Le strict respect du critère de sécurité ne constitue donc pas un gage d'optimalité économique concernant la sécurité d'approvisionnement, mais bien un objectif public de long terme, dont l'atteinte est *conditionnée au bon dimensionnement chaque année des mécanismes de capacité en vigueur*.

Si l'objectif recherché est de ne pas faire reposer la sécurité d'approvisionnement française sur celles de nos voisins, la CRE souligne que sous-estimer la contribution effective des interconnexions implique un surcoût pour les consommateurs et risquerait de produire un surinvestissement en capacités de pointe domestiques.

La CRE souligne que l'estimation du niveau de contribution des pays interconnectés peut être affinée à mesure que l'échéance de livraison approche. Dans le cas d'une période de livraison avec deux enchères, la CRE demande à RTE de mettre à jour, lors du paramétrage de l'enchère PL-1, l'estimation de la contribution transfrontalière réalisée lors du paramétrage de l'enchère PL-4, sur la base des dernières données disponibles.

Ordre normatif

S'agissant de l'ordre normatif, la CRE reconnaît le caractère complexe d'une prise en compte normative des capacités ne présentant pas de *missing money* du fait d'un contrat de soutien équivalent à un complément de rémunération. La CRE souligne l'effort de RTE pour tenir compte de chaque effet pouvant conduire à une évolution de la contribution normative, en particulier la proportion des capacités soutenues, les niveaux de certifications, la concomitance de périodes de tension, et la présentation effective d'une capacité au guichet de certification. La prise en compte de ces effets, matérialisés dans des coefficients simplifiés mais qui se veulent représentatifs, concourt à éviter tout double comptage de capacité dans l'ordre normatif et procède donc d'une bonne approche méthodologique.

La CRE anticipe toutefois une réelle difficulté à calibrer chaque terme et coefficient à son juste niveau, sans opérer de simplification significative. Toutefois, au regard de l'objectif poursuivi visant à rétablir le niveau de prix représentatif de l'état de l'offre et de la demande sur la frontière considérée, les approximations devraient rester admissibles et produire de meilleurs résultats économiques que l'absence totale de correction par l'ordre normatif. La difficulté identifiée par la CRE est amplifiée par la multiplicité des sources à mobiliser et l'absence d'une base de données européenne permettant de d'avoir une vision générale et précise de l'état du soutien public aux filières en Europe. La CRE estime donc que la bonne calibration de l'ordre normatif ne pourra être exempte d'analyses *ad hoc*, prévues par la méthodologie mais encore imprécises à ce stade. La CRE se tiendra à disposition de RTE pour mettre en œuvre ces analyses et lui fournir toute donnée objective à sa disposition pour conduire cet exercice.

En l'absence de participation explicite approfondie pour les premières enchères du nouveau mécanisme de capacité, cette méthode ne sera pas appliquée. RTE dispose donc de plus de temps pour approfondir ce sujet et enrichir progressivement sa méthodologie. A l'avenir et dans une logique de montée en compétence, la CRE estime que la communication de métriques indicatives à destination des exploitants de capacités

¹⁰ « *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.

transfrontalières permettrait de leur donner une meilleure visibilité, avec pour objectif de consolider graduellement les valeurs en lien avec la méthodologie. La publication des contributions par frontière, issues du rapport de paramétrage, en est un premier élément indicatif à destination de ces capacités transfrontalières.

Proposition de la CRE

La CRE propose à la ministre chargée de l'énergie de reprendre sans modification la méthodologie du rapport de RTE.

5. Courbe de demande en capacités

5.1. Courbe de demande dans le cadre d'une unique enchère

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'ACER¹¹, RTE propose de reprendre les paramètres structurants, proposés par délibération de la CRE¹² et fixés par arrêté¹³, permettant de dimensionner la courbe de demande, que sont le coût d'un nouvel entrant (*CoNE*) et la valeur 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

¹¹ 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

¹² [Délibération n° 2022-152 de la CRE 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.](#)

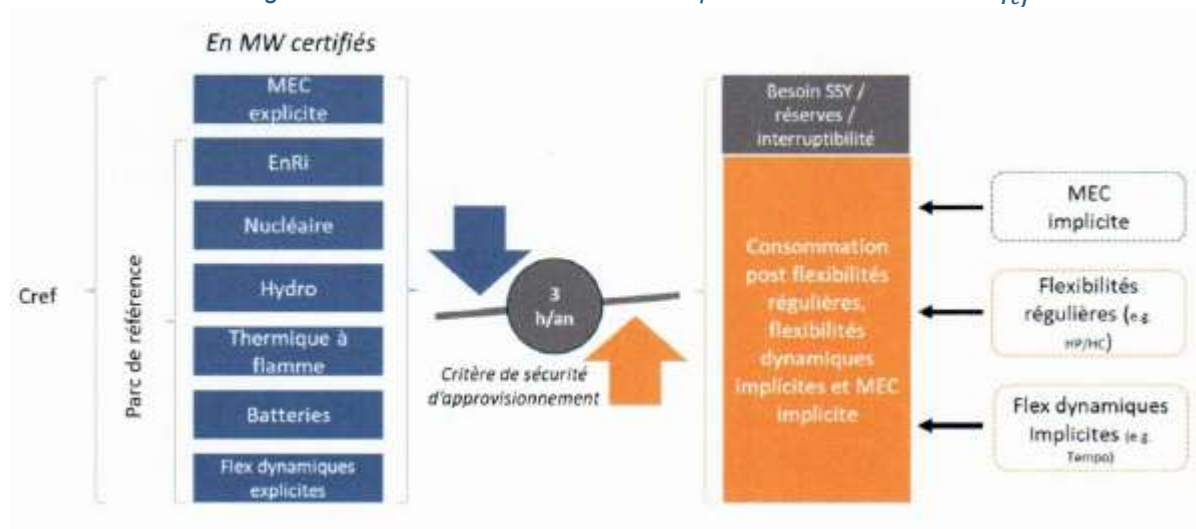
¹³ [Arrêté du 5 août 2022 relatif au critère de sécurité d'approvisionnement électrique mentionné à l'article L. 141-7 du code de l'énergie](#)

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'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.

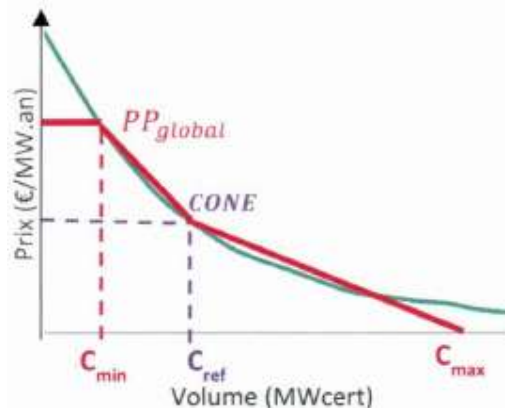
RTE justifie ce choix afin de mieux représenter la préférence de la collectivité de contractualiser moins de capacités que celles nécessaires au strict respect du critère de sécurité si celles-ci sont onéreuses, et inversement, davantage si le prix des capacités est modéré. De plus, une courbe élastique 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 2 heures, 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

La CRE ne note aucune évolution relative à la méthodologie d'établissement de la courbe de demande dans le cas d'une enchère unique par rapport à sa proposition méthodologique pour la période de livraison 2026-2027.

Prix plafond global

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.

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.

Dès lors, la CRE avait considéré que la méthodologie pour simplifier la courbe pourrait être affinée pour les enchères suivantes. RTE a procédé à une linéarisation plus robuste de l'abaque de défaillance dans son rapport de paramétrage pour la période de livraison 2030-2031. Cependant, la plage au-delà de la capacité de référence sur laquelle l'abaque est approximé par un segment de droite unique non nul affecte fortement la qualité de l'approximation localement. La CRE estime notamment qu'un cadre méthodologique plus rigoureux et stable d'une période de livraison sur l'autre devrait être appliqué. En particulier, les techniques de linéarisation, visant à interpoler des simulations, doivent être conduites sur la base d'une bonne représentativité de la courbe de demande dans des plages réalistes d'équilibre. Le choix de la largeur des intervalles et de l'échantillonnage de la courbe de demande empirique n'est pas justifié et peut conduire à fausser les résultats relatifs à l'élasticité de la courbe de demande. La CRE recommande l'utilisation, lors du paramétrage, d'une plage fixe et justifiée pour conduire les analyses de sensibilité autour de la capacité de référence, définie par exemple de manière absolue ou relative par rapport à la capacité de référence.

Proposition de la CRE

La CRE propose à la ministre chargée de l'énergie de reprendre sans modification la méthodologie du rapport de RTE.

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

- 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 une solution plus rigoureuse et stabilisée. La CRE considère que les techniques de linéarisation doivent être conduites sur la base d'une bonne représentativité de la courbe de demande dans des plages réalistes d'équilibre, définies par exemple par rapport à la capacité de référence.

5.2. Répartition de la capacité à contractualiser et de l'élasticité dans un cadre à deux enchères

L'article R. 316-21 du code de l'énergie prévoit qu'une période de livraison puisse être caractérisée par deux enchères : une enchère principale de sélection des capacités, et une enchère secondaire d'ajustement.

Cette section présente la manière dont RTE propose de répartir les paramètres de volume total de capacité à contractualiser, ainsi que les paramètres d'élasticité de la courbe de demande, dans le cas où la contractualisation des capacités pour une période de livraison repose sur deux enchères.

Contenu du rapport de RTE

Répartition de la capacité de référence

RTE poursuit l'objectif de concentrer autant que possible les volumes sur une seule enchère, en particulier l'enchère principale, afin de permettre l'émergence de nouvelles capacités. RTE rappelle à ce titre que la décision d'aide d'Etat de la Commission européenne relative au mécanisme de capacité français (SA.117564) prévoit qu'au moins 75 % du volume à contractualiser soit attribué lors de l'enchère principale (PL-4).

Dans cette logique, la méthode proposée par RTE, consiste à déterminer le volume à contractualiser lors de l'enchère PL-4 en retranchant du besoin total les volumes correspondant aux capacités qui, pour des raisons structurelles, ne sont pas en mesure de participer à cette enchère mais sont susceptibles de participer à l'enchère PL-1.

RTE identifie plusieurs filières qui ne disposent pas de la visibilité nécessaire pour s'engager plusieurs années avant la période de livraison. C'est notamment le cas des capacités d'effacement, ainsi que de certains projets d'énergies renouvelables, dont le volume dépend des échéances de sortie des dispositifs de soutien, de la mise en service de nouveaux projets bénéficiant d'un complément de rémunération ou encore du développement de projets hors soutien public. La participation de ces capacités aux enchères PL-4 dépend également des stratégies des exploitants et agrégateurs, en particulier de leur capacité à anticiper, dans leurs hypothèses de volumes certifiés, des capacités qui ne figurent pas encore dans leur portefeuille.

Concrètement la méthode proposée par RTE consiste à déterminer la capacité de référence de l'enchère PL-4, noté $C_{ref_{PL-4}}$, en retranchant de la capacité de référence totale (C_{ref}) une estimation des volumes qui, pour des raisons structurelles, sont susceptibles de ne participer qu'à l'enchère PL-1.

$$C_{ref_{PL-4}} = C_{ref} - Volume_{PL-1}$$

Le terme $Volume_{PL-1}$ correspond à l'estimation du volume de capacités se présentant uniquement à l'enchère PL-1. Il est composé :

- du volume d'effacements ($Volume_{PL-1_{effacements}}$) ;
- du volume de capacités d'énergies renouvelables ($Volume_{PL-1_{EnR}}$) ;
- d'autres volumes ($Volume_{PL-1_{autres}}$) correspondant à des capacités qui, pour des raisons structurelles, ne sont pas en mesure de participer à l'enchère PL-4.

Ainsi :

$$Volume_{PL-1} = Volume_{PL-1_{effacements}} + Volume_{PL-1_{EnR}} + Volume_{PL-1_{autres}}$$

RTE propose d'estimer ces volumes de la façon suivante :

- s'agissant des effacements, RTE préconise de retenir, dans un premier temps, des estimations reposant principalement sur les hypothèses du bilan prévisionnel ;

- s'agissant des capacités d'énergies renouvelables, RTE propose, pour les premières années d'application de la méthode, de retenir sans retraitement les volumes calculés à partir des données disponibles relatives aux capacités renouvelables bénéficiant d'un dispositif de soutien (sortie OA, nouveau OA, nouveau CR).

Lorsqu'un retour d'expérience suffisant sera disponible, la méthode pourra être amendée afin d'intégrer le comportement observé des acteurs, notamment la part des capacités d'effacement et de capacités renouvelables effectivement certifiées lors de l'enchère PL-4.

Afin de rendre la méthode générique et adaptable aux évolutions futures du mécanisme, un dernier terme (volume « autre ») est introduit pour prendre en compte d'éventuelles capacités qui, pour des raisons structurelles, seraient contraintes de se présenter à l'enchère PL-1 sans possibilité de certification à l'enchère PL-4. Cela peut notamment être le cas pour des capacités ayant un temps de développement court (les batteries par exemple). Ce volume pourrait aussi intégrer des capacités en mesure de se présenter à l'enchère PL-4 mais avec un volume certifié prudent par rapport aux perspectives de disponibilité, et dont le volume pourrait être réévalué à la hausse lors de la certification de l'enchère PL-1.

Répartition de l'élasticité

La méthode proposée par RTE consiste en une répartition de l'élasticité entre les enchères, de manière à préserver son rôle modérateur sur la formation des prix dans chacune des deux enchères.

RTE propose de répartir les paramètres d'élasticité au prorata des capacités de référence des deux enchères. Ainsi, les paramètres de la courbe de demande de l'enchère PL-4 sont déterminés selon les relations suivantes :

$$c_{\min PL-4} = \text{Part}_{PL-4} \times c_{\min}$$

$$c_{\max PL-4} = \text{Part}_{PL-4} \times c_{\max}$$

avec :

$$\text{Part}_{PL-4} = \frac{C_{\text{ref}PL-4}}{C_{\text{ref}}}$$

où $C_{\text{ref}PL-4}$ correspond au volume de capacité de référence de l'enchère PL-4 et C_{ref} à la capacité de référence totale de la période de livraison.

Analyse de la CRE

Répartition de la capacité de référence

La CRE partage le double objectif poursuivi par RTE dans son calcul de répartition des volumes à contractualiser entre la PL-4 et la PL-1, à savoir :

- maximiser les volumes contractualisés en PL-4, l'enchère principale ayant vocation à concentrer la quasi-totalité de l'offre et de la demande ;
- conserver un espace économique en PL-1 pour des capacités dont la certification en PL-4 est très incertaine, mais dont la certification en PL-1 et la disponibilité pendant la période de livraison est très probable, afin (i) d'assurer des conditions de concurrence équitables entre les différentes technologies, (ii) de limiter le coût du mécanisme, notamment dans le cas où les capacités présentes uniquement en PL-1 sont caractérisées par un *missing money* faible ou nul.

La CRE partage l'analyse de RTE selon laquelle certaines capacités d'effacement, ainsi que certaines capacités de production renouvelable, pourraient ne pas être en mesure de participer à l'enchère PL-4 mais être en mesure de se présenter à l'enchère PL-1.

S'agissant des capacités d'effacement, les retours de consultation publique indiquent que les agrégateurs disposent généralement d'une visibilité contractuelle de l'ordre de deux à trois ans, ce qui apparaît peu compatible avec une participation sur des volumes significatifs à l'enchère PL-4. Cette contrainte est encore

plus marquée pour les effacements industriels : compte tenu du poids important de ces contrats dans le portefeuille des agrégateurs, ceux-ci ne sont pas nécessairement en mesure de s'engager en PL-4 dans le mécanisme de capacité avant d'avoir sécurisé contractuellement les volumes concernés auprès des sites industriels.

S'agissant des capacités d'énergies renouvelables bénéficiant d'un dispositif de soutien, les nouvelles installations sous obligation d'achat (OA) ou sous complément de rémunération (CR) ne devraient, a priori, pas participer à l'enchère PL-4. Pour les nouvelles capacités sous OA, cela découle notamment des modalités de certification d'EDF OA prévues dans le cadre de la méthodologie d'évaluation des CSPE¹⁴. Pour les nouvelles capacités sous CR, le dispositif de soutien incite à participer en PL-1, via le prix de référence de capacité retenu pour le calcul du complément de rémunération¹⁵. Par ailleurs, les capacités arrivant en fin de contrat d'obligation d'achat entre la phase de certification et la période de livraison pourraient ne pas être immédiatement intégrées dans les portefeuilles des agrégateurs. Cette situation justifie qu'un volume correspondant soit reporté vers l'enchère PL-1.

La CRE partage de plus la mise en place d'une brique « autre » pour intégrer dans les volumes de report PL-1 des volumes correspondant à d'autres capacités qui ne peuvent participer qu'à l'enchère PL-1 et pas à l'enchère PL-4, comme d'éventuelles nouvelles batteries se développant rapidement entre les enchères, ou bien des capacités caractérisées par une estimation prudente de leur disponibilité en PL-4.

Pour ces différentes briques, la CRE propose néanmoins que le paramétrage ne soit pas établi uniquement à partir des hypothèses mentionnées par RTE, notamment les hypothèses de développement des flexibilités du bilan prévisionnel et les évolutions du périmètre des dispositifs de soutien, mais qu'il puisse également prendre en compte d'autres hypothèses relatives à la certification des capacités lors des différentes enchères.

Enfin, la CRE souligne que le mécanisme de capacité présente un caractère asymétrique pour la collectivité quant au risque de sous ou sur-contractualisation. En effet, en cas de prévision en amont de l'enchère PL-4 d'un besoin surévalué par rapport à la matérialité du besoin vue depuis l'enchère PL-1, le volume contractualisé en PL-4 ne peut pas être revu à la baisse. Cette sur-contractualisation est financée par la collectivité. A l'inverse, une estimation prudente du besoin en amont de l'enchère PL-4 permet à la collectivité de garder la possibilité d'exercer une forme d'option à la seconde enchère, et de combler l'éventuel manque de capacité contractualisée nécessaire pour atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement. Par rapport au besoin identifié en PL-4 pour satisfaire le critère de sécurité d'approvisionnement, une marge de prudence pourrait donc être retirée de la capacité de référence de la courbe de demande lors cette enchère pour éviter toute sur-contractualisation. Le niveau de cette marge de prudence pourrait par exemple être dépendant de l'écart entre les différents scénarios, ou bien du niveau d'incertitude sur la contribution des pays transfrontaliers. La CRE remarque que cette composante n'est pas intégrée dans la méthodologie de répartition proposée par RTE.

Comme mentionné par RTE, la CRE souligne que cette méthodologie de répartition des volumes, et en particulier la méthode de calcul de cette dernière brique, pourra évoluer dans le cadre des prochaines périodes de livraison, notamment afin de tenir compte des retours d'expérience relatifs à la certification effective des exploitants aux différentes enchères, ainsi qu'aux incertitudes sur l'évolution du besoin.

¹⁴ Lors de l'enchère PL-4, pas de certification des sites dont la mise en service est prévue avant la fin de la période de livraison au sein d'EDC projet – au contraire de l'enchère PL-1.

[Délibération n° 2026-68 de la CRE du 27 mars 2026 portant décision sur la méthodologie d'évaluation des charges de service public de l'énergie en France hexagonale](#)

¹⁵ Dans le cas d'une période de livraison caractérisée par deux enchères PL-4 / PL-1, le prix de référence est le prix de l'enchère PL-1 durant les quatre premières périodes de livraison pendant lesquelles le contrat de CR est en vigueur.

[Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire photovoltaïque, hydroélectrique ou éolienne situées en métropole continentale](#)

Répartition de l'élasticité

La CRE souligne le rôle modérateur de l'élasticité sur la formation des prix dans chacune des deux enchères, et prend acte de la volonté de RTE de répartir l'élasticité totale au prorata des capacités de référence des deux enchères

Proposition de la CRE

La CRE propose à la ministre chargée de l'énergie de reprendre la méthodologie du rapport de RTE.

La CRE propose néanmoins que l'estimation des volumes de capacités uniquement en mesure de se présenter à l'enchère PL-1 ne soit pas établi seulement à partir des hypothèses de référence mentionnées par RTE, notamment les hypothèses de développement des flexibilités du bilan prévisionnel et les évolutions du périmètre des dispositifs de soutien, mais qu'il puisse également prendre en compte d'autres hypothèses relatives à la certification des capacités lors des différentes enchères.

Dans le cadre des prochaines périodes de livraison, une marge de prudence sur l'évolution du besoin pourrait également être retirée de la capacité de référence de la courbe de demande en PL-4 pour éviter toute sur-contractualisation. Le niveau de cette marge de prudence pourrait par exemple être dépendant de l'écart entre les différents scénarios, ou bien du niveau d'incertitude sur la contribution des pays transfrontaliers.

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.* »

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 β 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.).

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

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 β 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 de son prédécesseur, 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 défaillance¹⁶.

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 français¹⁷ 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.* »¹⁸

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. La CRE retient donc la méthode de fixation du PPI proposée par RTE.

Enfin, la CRE rappelle que la méthode de fixation du PPI n'est pas figée dans le temps. La CRE propose donc de continuer à travailler sur la méthode de fixation du PPI dans le cadre des prochains travaux de paramétrage. La CRE s'appuiera à ce titre notamment sur les retours de la consultation publique sur le paramétrage du mécanisme de capacité, menée par la CRE en avril 2026¹⁹. Comme mentionné par la CRE

¹⁶ [Délibération n°2021-292 de la CRE du 23 septembre 2021 portant communication sur le mécanisme de capacité](#)

¹⁷ 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.

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

¹⁹ [Consultation publique n°2026-07 de la CRE du 9 avril 2026 relative à la méthodologie de paramétrage du mécanisme de capacité et aux conditions d'octroi des contrats pluriannuels](#)

dans le cadre de cette consultation publique, une méthode alternative, davantage neutre technologiquement, pourrait par exemple être envisagée. Un calcul de *missing money* à l'échelle de l'ensemble des capacités existantes pourrait par exemple être réalisé. Le cas échéant, le PPI pourrait être fixé comme permettant de couvrir *a minima* un certain pourcentage (par exemple 90 % ou 95 %) des capacités existantes.

Proposition de la CRE

La CRE retient la méthode de fixation du PPI proposée par RTE. La CRE rappelle que la méthode de fixation du PPI n'est pas figée dans le temps. La CRE prévoit donc des travaux complémentaires sur la méthode de fixation du PPI dans le cadre des prochains travaux de paramétrage des prochaines enchères.

6.2. Éléments 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 coûts 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

Modalités d'approbation

Le mécanisme de capacité doit permettre aux capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement de recouvrir les coûts fixes qui sont nécessaires à leur maintien en activité pendant la période de livraison pour laquelle elles sont sélectionnées. 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.

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.

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
-	Revenus nets sur les marchés énergie
-	Revenus nets issus des services d'équilibrage
-	Autres revenus nets (par ex. chaleur, ou dispositifs de soutien)

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 sont 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.

La CRE part du principe selon lequel une capacité bénéficiant d'un dispositif de soutien, notamment de type obligation d'achat ou complément de rémunération, n'a a priori pas de *missing money* et ne peut donc légitimement bénéficier d'une dérogation au PPI. Ces dispositifs de soutien permettent en effet à minima la couverture des coûts fixes d'exploitation nécessaires pour le maintien de l'actif pendant la période de livraison.

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 et à l'exclusion des 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.

La CRE propose également d'accorder une dérogation au PPI pour les centrales de cogénération qui en feraient la demande, sous réserve qu'elles ne bénéficient pas d'un dispositif de soutien, notamment de type OA. Les fortes incertitudes pesant sur leurs modèles d'affaires, ainsi que les perspectives de fermeture à l'horizon 2030 mises en évidence par RTE, témoignent d'un risque significatif de *missing money* pour ces actifs à l'horizon de la période de livraison 2030-2031 et pour les périodes de livraison suivantes. Cet enjeu a d'ailleurs été confirmé par les dossiers de dérogation déposés par les acteurs dans le cadre de la période de livraison 2026-2027. La CRE tient compte du volume particulièrement élevé des demandes de dérogations de ces exploitants au regard de la capacité certifiée, ainsi que de leur profil spécifique, dont les moyens peuvent être limités au regard du niveau d'exigence associé à la démonstration rigoureuse d'un *missing money* supérieur au PPI.

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 de *stand-by* estimé pour une année²⁰ ; 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 la gestion de l'installation, la maintenance et le 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.

Coûts 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 spécifique, 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

²⁰ Ceci inclut notamment les coûts de fourniture, les coûts de réseau variables, les taxes (TVA, CTA, accise).

différentes dans leur dossier de dérogation, en apportant une justification. La CRE étudiera ces demandes au cas par cas.

Revenus nets sur les marchés de l'énergie

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

Par défaut, la CRE retient ses propres estimations de rentes inframarginales 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.

Revenus nets issus de la fourniture de services d'équilibrage

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

Par défaut, la CRE retient ses propres estimations de revenus nets issus 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 nets

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 ou les revenus tirés par la capacité des dispositifs de soutien public.

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.

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 de ce calcul.

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 concernée.

7. Plafonds applicables aux contrats pluriannuels

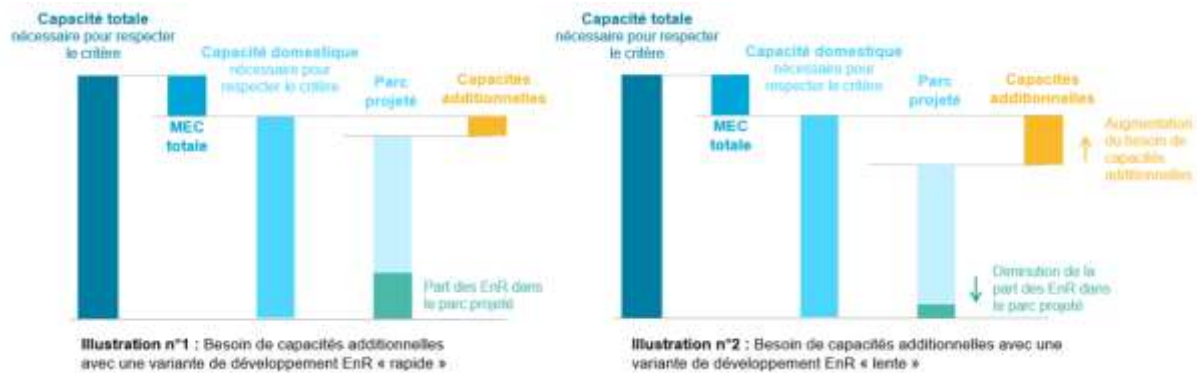
Contenu du rapport de RTE

Plafond en volume applicable à l'ensemble des nouveaux contrats pluriannuels

L'article R. 316-35 du code de l'énergie prévoit un volume maximal total de nouvelles capacités pouvant bénéficier d'une rémunération pluriannuelle, qui doit être fixé suivant les analyses prospectives de RTE réalisées dans le bilan prévisionnel. Ce plafond répond à l'objectif d'éviter toute situation de verrouillage technologique (*lock-in*) en favorisant l'émergence de capacités inutiles à la collectivité qui remplaceraient des actifs existants toujours compétitifs mais ne pouvant bénéficier des conditions économiques associées à un contrat pluriannuel.

La méthodologie de calcul repose sur le bilan prévisionnel et à partir du besoin de capacités additionnelles pour garantir le respect du critère de sécurité sur l'horizon considéré. Ce besoin, calculé comme la différence entre la capacité domestique nécessaire pour respecter le critère de sécurité et la contribution du parc projeté, est, par construction, sensible aux différentes hypothèses retenues (contribution des interconnexions, parc projeté et développement des filières), comme illustré sur la Figure 3.

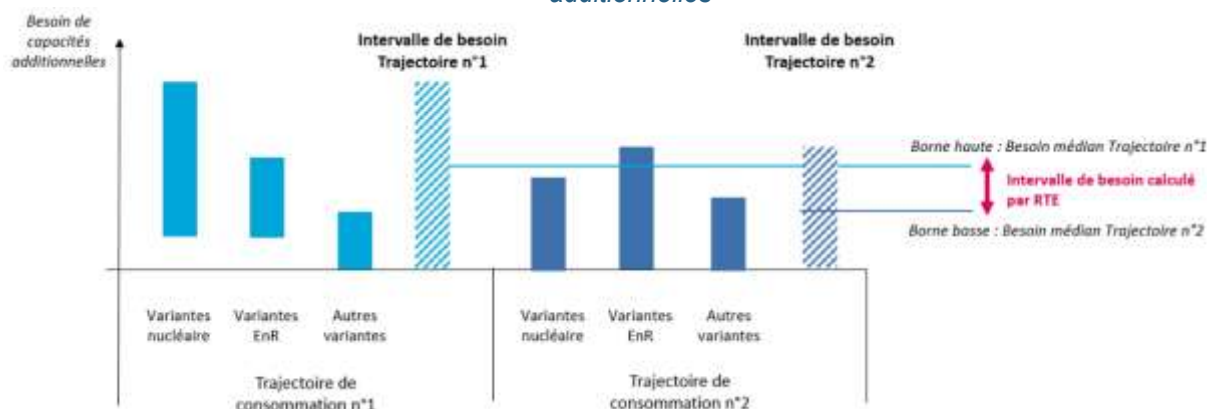
Figure 3 – Schéma illustratif de l'impact des hypothèses du parc projeté sur le besoin de capacités additionnelles



Source : RTE

Compte tenu de la difficulté à anticiper avec précision chaque élément, RTE prend en considération les analyses couvrant l'ensemble des horizons correspondant à la durée maximale des contrats pluriannuels susceptibles d'être attribués pour la période de livraison considérée. RTE retient ainsi un plafond unique de contrats pluriannuels, sans distinction selon leur durée.

Figure 4 – Schéma illustratif de l'impact des hypothèses du parc projeté sur le besoin de capacités additionnelles



Source : RTE

RTE procède au calcul du besoin minimal et du besoin maximal sur l'ensemble des configurations macro-énergétiques, et définit, pour chaque trajectoire de consommation, un intervalle de besoin et le besoin médian associé. Le besoin médian de la trajectoire de consommation « haute » permet de définir la borne haute du plafond alors que le besoin médian de la trajectoire de consommation « basse » permet de définir la borne basse. RTE justifie le choix d'une médiane et d'un intervalle dans le but d'obtenir un plafond en nouveaux contrats pluriannuels qui n'est ni trop restrictif pour permettre l'émergence de nouvelles capacités, ni trop permissif pour éviter un verrouillage technologique.

RTE souligne que cette approche ne tient pas compte des capacités existantes éligibles à un contrat pluriannuel, en particulier pour l'augmentation de leur durée de vie.

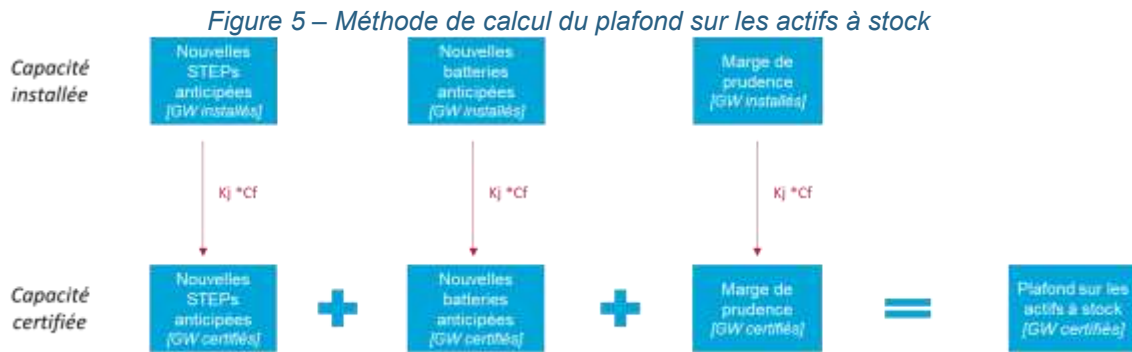
Plafond en volume applicable aux nouveaux contrats pluriannuels relatifs aux actifs à stock

Conformément à l'article 3 du décret n° 2025-1441²¹ prévoit également que le volume maximal total de nouvelles capacités soit complété par « un volume minimal de capacités créatrices nettes d'énergie, définies comme les capacités ne reposant pas sur des installations de stockage ». L'article précise que « Ce volume peut, le cas échéant, être fixé sous la forme d'un volume maximal de capacités reposant sur des installations de stockage, déterminé pour être équivalent au volume minimal de capacités créatrices nettes d'énergie au regard de la courbe de la demande. »

La proposition de RTE consiste à fixer ce volume sous la forme d'un plafond appliqué aux actifs à stock, incluant la filière des batteries et celle des STEP, et cohérent avec les différentes variantes de développement des actifs à stock considérées dans le paramétrage.

A partir du volume certifié des nouvelles capacités de batteries et de STEP dans chacune des variantes de développement des actifs à stock étudiées, RTE ajoute une marge de prudence à cette estimation afin de prendre en compte les incertitudes liées à l'impact de la cannibalisation de la recharge des actifs. Cette marge est calibrée de manière à couvrir la variabilité du niveau de développement des actifs à stock entre les différentes variantes, tout en limitant l'impact sur la sécurité d'approvisionnement.

²¹ Décret n° 2025-1441 du 31 décembre 2025 relatif au mécanisme de capacité institué pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité



Source : RTE

Analyse de la CRE

Concernant les méthodologies applicables aux différents plafonds en volume de contrats pluriannuels, la CRE considère que la méthodologie proposée par RTE est trop synthétique pour permettre une bonne compréhension par les acteurs. Si la CRE souligne la pédagogie dont fait preuve RTE sur les fondements conduisant à la mise en œuvre des plafonds, la CRE regrette que cette approche ne soit pas également recherchée davantage s'agissant de la partie méthodologique.

En premier lieu, RTE décide de retenir un plafond unique portant sur toutes les durées de contrats. Une telle approche néglige les différentes maturités et la variabilité des risques de verrouillage technologiques associés. De plus, elle est contraire à ce qui a été présenté aux acteurs en concertation. Un complément méthodologique aurait pu permettre d'apprécier le caractère justifié d'un unique plafond en volume commun à toutes les durées de contrats, ou par exemple une analyse qui démontre que le risque est finalement concentré dans la mesure où les projets attendus se focalisent sur des durées de contrats longues, et que seul cet horizon comporte un intérêt d'étude.

En second lieu, la CRE considère que le paramétrage qu'elle propose doit pouvoir se fonder sur des hypothèses de cadrage macro-énergétiques indépendantes, or la méthodologie élaborée par RTE utilise des scénarios de trajectoire de consommation différents pour définir l'intervalle des plafonds de volume. Aussi, si la CRE devait retenir le scénario de consommation intermédiaire, le plafond en volume se placerait *a priori* au milieu de l'intervalle sans que la CRE ne puisse objectivement faire un choix plus éclairé. La CRE recommande donc d'adopter une approche par scénario de consommation à partir des quartiles du besoin de capacités additionnelles identifié.

La définition du volume maximal de contrats pluriannuels pour les installations de stockage repose sur des anticipations de nouvelles capacités dans de multiples variantes et sur l'ajout d'une marge de prudence. La CRE note que la méthodologie appliquée pour le calcul de cette marge ne fait qu'exposer les objectifs de la méthode, à savoir couvrir la variabilité du niveau de développement des actifs à stock en fonction de la variante et limiter l'impact sur la sécurité d'approvisionnement mais sans toutefois préciser comment cette marge est calibrée ou comment elle doit s'adapter au choix du scénario retenu. Au global, les éléments transmis par RTE ne permettent pas d'expliciter comment le plafond est calculé. Si la disposition devait être reconduite pour une prochaine période de livraison, la CRE pourrait estimer avoir besoin davantage d'éléments.

Proposition de la CRE

La CRE retient pour sa proposition à la ministre chargée de l'énergie les éléments méthodologiques de détermination des plafonds en volume relatifs aux nouveaux contrats pluriannuels soumis par RTE, en soulignant que ces éléments pourraient être complétés et davantage explicités.

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 30 juillet 2026 reçu le 3 août 2026, 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.

Sur la base de ce rapport méthodologique et à travers la présente délibération, la CRE formule à la ministre chargée 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. La CRE a organisé une consultation publique au premier semestre 2026 afin de recueillir l'avis des acteurs de marché sur les différents paramètres de méthode du nouveau mécanisme de capacité.

La méthodologie proposée par la CRE reprend l'intégralité de la méthode proposée par RTE, à l'exception de quelques éléments. En particulier, concernant la répartition des capacités à contractualiser entre l'enchère PL-4 et PL-1, la CRE propose que l'estimation des volumes de capacités uniquement en mesure de se présenter à l'enchère PL-1 ne soit pas établie seulement à partir des hypothèses de référence mentionnées par RTE, notamment les hypothèses de développement des flexibilités du bilan prévisionnel et les évolutions du périmètre des dispositifs de soutiens, mais qu'il puisse également prendre en compte d'autres hypothèses relatives à la certification des capacités lors des différentes enchères.

En outre, la CRE propose que les coefficients planchers applicables aux contrats pluriannuels correspondent, sur toute la durée du contrat, aux coefficients de certification en vigueur pour l'enchère qui a donné lieu à la contractualisation.

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. Par ailleurs, la CRE prévoit des travaux complémentaires sur la méthode de fixation du PPI dans le cadre des prochains travaux de paramétrage des prochaines enchères.

Pour les prochains exercices, la CRE recommande à RTE de proposer un coefficient de certification unique pour les actifs à stock, de retravailler la méthodologie de calcul de l'élasticité de la courbe de demande afin d'assurer une bonne représentativité dans des plages réalistes d'équilibre, de compléter et d'explicitier les éléments méthodologiques de détermination des plafonds en volume relatifs aux nouveaux contrats pluriannuels et de présenter une méthodologie de certification laissant suffisamment de marge de manœuvre pour envisager des configurations plausibles mais non évaluées du système électrique, restant toutefois fidèles à ses analyses.

Plus généralement, certains éléments méthodologiques pourront évoluer pour les prochaines enchères, en intégrant les enseignements tirés du déroulement des enchères.

La méthodologie proposée est présentée en annexe.

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

Délibéré à Paris, le 8 octobre 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe – Proposition de méthodologie de paramétrage du mécanisme de capacité

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-horaire 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. Le coefficient similaire pour les contraintes de stock hebdomadaires n'est plus défini.

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 pleine 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-horaire 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 comportement 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

Contribution des pays voisins

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 paramètre²². 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'entière 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.

²² 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 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 Tchèque, 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.

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} .

Ordre normatif

Le calcul de la contribution normative sur une frontière consiste à sommer sur chaque filière, le volume normatif représentant selon la méthode de certification de la filière, soit la disponibilité moyenne de toutes les capacités de la filière pendant les jours de tension en certification standard, soit la capacité installée totale de la filière en certification normative, multiplié par le coefficient de filière applicable aux capacités domestiques. Cette contribution est ensuite abattue d'un coefficient visant à refléter la proportion de la filière disposant d'un contrat de soutien équivalent à un complément de rémunération, mais également d'un facteur qui capte la fréquence d'occurrence simultanée d'un jour de tension en France et l'équivalent dans l'Etat directement interconnecté considéré. Formellement, pour chaque Etat et chaque période de livraison :

$$Contribution\ normative = \left(\sum_{\{filières\}} V_{normatif} \times \alpha(filière) \times C_{filière} \right) \times (1 - f)$$

où :

- $\{filières\}$ correspond à l'ensemble des filières bénéficiant d'un dispositif de soutien public assimilable à un complément de rémunération dans l'Etat participant interconnecté considéré ;
- $V_{normatif}$ correspond au volume normatif représentant dans l'Etat considéré :
 - Pour les filières se certifiant en méthode standard, la disponibilité moyenne pendant les jours PP de l'ensemble des capacités de la filière considérée ;
 - Pour les filières se certifiant en méthode normative, la capacité installée totale de l'ensemble des capacités de la filière considérée ;
- $\alpha(filière)$ est la proportion de capacités disposant d'un dispositif de soutien public au sein de la filière considérée ;
- $C_{filière}$ est le coefficient filière, identique aux capacités domestiques françaises ;
- f représente la fréquence de l'occurrence simultanée d'un jour PP en France et de l'équivalent dans l'Etat considéré :

$$f = \frac{\text{Nombre de jours présentant des signaux de tension concomitants}}{\text{Nombre de jours total inclus dans la PL}}$$

f peut être défini soit à partir de l'historique des tirages de signaux effectués dans le mécanisme de capacité français et dans le mécanisme de capacité de l'Etat considéré, soit à partir d'une simulation de tirage des jours de tension dans les deux mécanismes de capacité.

Le volume de l'ordre normatif est égal à la contribution normative, à laquelle est soustrait le volume certifié total de capacités de l'Etat, soutenues et participant au mécanisme de capacité pour la période de livraison concernée.

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 répartition de la capacité à contractualiser dans un cadre à deux enchères

La capacité de référence de l'enchère PL-4, noté $C_{ref\ PL-4}$, est calculée en retranchant de la capacité de référence totale (C_{ref}) une estimation des volumes qui, pour des raisons structurelles, sont susceptibles de ne participer qu'à l'enchère PL-1.

$$C_{ref\ PL-4} = C_{ref} - Volume_{PL-1}$$

Le terme $Volume_{PL-1}$ correspond à l'estimation du volume de capacités se présentant uniquement à l'enchère PL-1. Il est composé :

- du volume d'effacements ($Volume_{PL-1\ effacements}$) ;
- du volume de capacités d'énergies renouvelables ($Volume_{PL-1\ EnR}$) ;
- d'autres volumes ($Volume_{PL-1\ autres}$) correspondant à des capacités qui, pour des raisons structurelles, ne sont pas en mesure de participer à l'enchère PL-4.

Ainsi :

$$Volume_{PL-1} = Volume_{PL-1\ effacements} + Volume_{PL-1\ EnR} + Volume_{PL-1\ autres}$$

Méthodologie de répartition de l'élasticité dans un cadre à deux enchères

Les paramètres d'élasticité sont calculés au prorata des capacités de référence des deux enchères. Ainsi, les paramètres de la courbe de demande de l'enchère PL-4 sont déterminés selon les relations suivantes :

$$c_{min\ PL-4} = Part_{PL-4} \times c_{min}$$

$$c_{max\ PL-4} = Part_{PL-4} \times c_{max}$$

avec :

$$\text{Part}_{\text{PL-4}} = \frac{C_{\text{refPL-4}}}{C_{\text{ref}}}$$

où $C_{\text{refPL-4}}$ correspond au volume de capacité de référence de l'enchère PL-4 et C_{ref} à la capacité de référence totale de la période de livraison.

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 $(C_{\text{ref}} ; CoNE)$ 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 $(C_{\text{ref}} ; CoNE)$.
- 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 $(C_{\text{ref}} ; CoNE)$.

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 β , 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...).

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

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 β 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*.

Éléments 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
-	Revenus nets sur les marchés énergie
-	Revenus nets issus des services d'équilibrage
-	Autres revenus nets (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.

La dérogation au PPI est octroyée pour les centrales de cogénération qui en feraient la demande, sous réserve qu'elles ne bénéficient pas d'un dispositif de soutien, notamment de type OA.

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 année²³ ; 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.

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

²³ Ceci inclut notamment les coûts de fourniture, les coûts de réseau variables, les taxes (TVA, CTA, accise)

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.

Revenus nets sur les marchés de l'énergie

Les rentes inframarginales 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 inframarginales 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.

Revenus nets issus 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 nets

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.

Méthodologie de calcul des plafonds applicables aux contrats pluriannuels

Plafond en volume applicable à l'ensemble des nouveaux contrats pluriannuels

La méthodologie de calcul du plafond en volume applicable à l'ensemble des nouveaux contrats pluriannuels repose sur le bilan prévisionnel. Le plafond est calculé à partir du besoin de capacités additionnelles pour garantir le respect du critère de sécurité sur l'horizon considéré. Ce besoin est calculé comme la différence entre la capacité domestique nécessaire pour respecter le critère de sécurité et la contribution du parc projeté, dans l'ensemble des configurations macro-énergétiques et sur l'ensemble des horizons correspondant à la durée maximale des contrats pluriannuels.

Pour chaque trajectoire de consommation, un intervalle de besoin et le besoin médian associé est calculé. Le besoin médian de la trajectoire de consommation « haute » permet de définir la borne haute du plafond alors que le besoin médian de la trajectoire de consommation « basse » permet de définir la borne basse.

Plafond en volume applicable aux nouveaux contrats pluriannuels relatifs aux actifs à stock

Le plafond en volume applicable aux nouveaux contrats pluriannuels relatifs aux actifs à stock est calculé en deux étapes, dans chacune des variantes étudiées concernant le rythme de développement des nouvelles batteries. Dans un premier temps, le volume certifié équivalent des nouvelles capacités de batteries et de STEP est estimé. Dans un second temps, une marge de prudence est rajoutée à cette estimation afin de prendre en compte les incertitudes liées à l'impact de la cannibalisation de la charge. Cette marge est calibrée de manière à couvrir la variabilité du niveau de développement des actifs à stock entre les différentes variantes, tout en limitant l'impact sur la sécurité d'approvisionnement.

Méthodologie de calcul des coefficients de certification planchers applicables aux contrats pluriannuels

Les coefficients planchers applicables aux contrats pluriannuels correspondent, sur toute la durée du contrat, aux coefficients de certification en vigueur pour l'enchère qui a donné lieu à la contractualisation.