

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2026-07

Consultation publique du 9 avril 2026 relative à la méthodologie de paramétrage du mécanisme de capacité et aux conditions d'octroi des contrats pluriannuels

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Victor ALONSO, Anthony CELLIER, Nadia FAURE, et Didier REBISCHUNG, commissaires.

Contexte et objet de la consultation publique

L'article 19 de la loi de finances pour 2025 a réformé l'ancien mécanisme de capacité français. Par une décision du 22 décembre 2025 (SA.117564), la Commission européenne a autorisé le nouveau mécanisme de capacité français pour une durée de dix ans, du 1^{er} novembre 2026 au 31 mars 2036. Celui-ci prend la forme d'une rémunération octroyée aux exploitants de capacités de production, de stockage ou d'effacement de consommation, instaurée pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement en électricité au moindre coût. Cette rémunération est versée en contrepartie d'un engagement de disponibilité, et est financée par une taxe répartie entre tous les fournisseurs et les consommateurs réalisant leur propre fourniture, sur la base de leur consommation durant cette période.

Par le décret n°2025-1441 du 31 décembre 2025 relatif au mécanisme de capacité institué pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité, le Gouvernement a précisé les modalités d'application des dispositions législatives contenues dans le code de l'énergie. La CRE a rendu un avis favorable sur le projet de décret le 16 octobre 2025¹.

Le 18 mars 2026, le ministre chargé de l'énergie a arrêté les règles du mécanisme de capacité, la méthodologie d'établissement des courbes de demande et des paramètres du rapport de paramétrage ainsi que la courbe de demande de la période de livraison (PL) 2026-2027 du mécanisme de capacité. Ces textes étaient nécessaires à l'organisation de la première enchère en 2026.

Si la première enchère organisée pour la PL 2026-2027 soulève, à ce stade, peu d'enjeux en termes de risques pour la sécurité d'approvisionnement, les études prospectives menées par RTE soulignent davantage de difficultés pour la PL 2030-2031, dont l'enchère quatre ans avant se déroulera prochainement, avec notamment l'octroi de contrats pluriannuels.

Le calendrier de la réforme du mécanisme n'avait pas permis jusqu'à présent à la CRE de consulter formellement les acteurs sur les différents points méthodologiques et de paramétrage. Par ailleurs, le cadre réglementaire n'est pas totalement complet s'agissant des règles entourant la rémunération pluriannuelle. Enfin, la CRE est en train d'instruire le premier guichet de demande de dérogation au prix plafond intermédiaire du mécanisme.

Pour l'ensemble de ces raisons, la CRE souhaite consulter les acteurs en amont du paramétrage des prochaines enchères.

En fonction des réponses à cette consultation, du retour d'expérience du premier guichet de dérogation au prix plafond intermédiaire (PPI), et des résultats de l'enchère pour la PL 2026-2027 si disponibles, la CRE est susceptible de faire évoluer ses propositions de paramétrage et de méthodologie par rapport au cadre de la PL 2026-2027.

¹ [Délibération n° 2025-236 de la CRE du 16 octobre 2025 portant avis sur le projet de décret pris en application de l'article L. 316-13 du code de l'énergie](#)

Paris, le 9 avril 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 11 mai 2026, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses

Sommaire

1. Liste des questions	4
2. Contexte et cadre juridique.....	6
2.1. Principes du mécanisme de capacité.....	6
2.2. Rappel du cadre juridique sur le nouveau mécanisme de capacité	7
2.3. Enjeux de la consultation publique et prochaines échéances.....	8
3. Méthodologie de paramétrage des enchères	8
3.1. Cadre juridique pour la méthodologie de paramétrage	8
3.2. Certification de l'offre	9
3.2.1. Coefficient filière pour les actifs à stock.....	9
3.2.2. Application de coefficients de certification différents entre les batteries devant et derrière le compteur	11
3.3. Courbe de demande.....	12
3.3.1. Capacité de référence.....	13
3.3.2. Prix plafond global – PPG	15
3.3.3. Elasticité	15
3.4. Prix plafond intermédiaire – PPI	18
3.5. Éléments nécessaires à la constitution d'un dossier de demande de dérogation et modalités d'approbation	20
3.5.1. Retour sur le processus de dérogation de la PL 2026-2027.....	21
3.5.2. Mesures de simplification pour les prochaines périodes de livraison.....	22
4. Éligibilité et durée des contrats pluriannuels	23
4.1. Critères d'éligibilité aux contrats pluriannuels	24
4.2. Durée des contrats pluriannuels	25
4.3. Autres sujets sur le pluriannuel.....	29

Insérer un saut de ligne manuellement entre les parties

1. Liste des questions

Question 1 – Pensez-vous pertinent la proposition d'abaque de coefficients uniques, agrégeant les coefficients de filière et de stock ?

Question 2 – Pensez-vous utile d'affiner certaines hypothèses supplémentaires concernant les moyens à stock (par exemple, les rendements pertinents, les hypothèses de flexibilités concernant ces moyens, etc.) ?

Question 3 – Considérez-vous que les filières sont suffisamment représentatives de la diversité des moyens de production, de stockage ou d'effacement, et que les coefficients reflètent convenablement, au sein d'une filière, des technologies relativement homogènes ?

Question 4 – Plus généralement, avez-vous des suggestions d'évolution quant aux méthodologies de certification et à la méthode de calcul des coefficients de certification ?

Question 5 – Pensez-vous utile de prévoir des mesures visant à limiter l'application de coefficients de certification différents entre batteries devant et derrière le compteur ?

Question 6 – Pensez-vous qu'une nouvelle filière de certification *effacement + stockage* avec un coefficient de filière plus faible que celui de l'effacement permettrait de garantir l'octroi d'une rémunération capacitaire plus adaptée ?

Question 7 – Estimez-vous qu'une obligation de déclaration d'une batterie derrière le compteur est pertinente et proportionnée dans le cadre du mécanisme de capacité ?

Question 8 – Estimez-vous qu'une obligation de certifier séparément l'effacement et le stockage lorsqu'une solution technique de mesure spécifique au stockage est disponible est pertinente et proportionnée dans le cadre du mécanisme de capacité ?

Question 9 – Quelle adaptation supplémentaire vous paraît de nature à mitiger le risque de distorsion de concurrence ?

Question 10 – La liste des capacités (effacements, capacités entrant ou sortant d'obligation d'achat, nouvelles capacités sous CR et se développant hors soutien) ne pouvant être proposées à l'enchère de long terme vous semble elle cohérente ?

Question 11 – Identifiez-vous d'autres volumes ou d'autres cas qui conduiraient à revoir à la hausse le volume permettant de dimensionner la seconde enchère ?

Question 12 – Estimez-vous que les agrégateurs soient en mesure de participer à l'enchère PL-4, notamment pour les volumes en sortie d'OA ainsi que les nouvelles capacités en CR ou hors contrat de soutien qui ne sont pas encore mises en service au moment du guichet ?

Question 13 – Estimez-vous qu'une marge de prudence sur l'évolution du besoin entre la première et la seconde enchère est pertinent, et le cas échéant doit-elle dépendre de l'écart entre les scénarios de dimensionnement du Bilan prévisionnel ?

Question 14 – Anticipez-vous une marge de prudence en PL-4 de la part des exploitants dans la certification de leur capacité pour éviter un risque de sur-contractualisation ?

Question 15 – Avez-vous des remarques sur l'ensemble des éléments méthodologiques relatifs à la définition de la capacité de référence, ainsi que sur le choix du scénario dimensionnant ?

Question 16 – Pensez-vous que le prix plafond global soit correctement dimensionné pour inciter à l'émergence de nouvelles capacités tout en maîtrisant le coût pour les consommateurs ?

Question 17 – Que pensez-vous de la méthode alternative proposée par la CRE pour intégrer l'élasticité à la courbe de demande ? Plus généralement, avez-vous des remarques particulières sur l'élasticité de la courbe de demande ?

Question 18 – Quelle répartition de l'élasticité de la courbe vous paraît pertinente entre les enchères PL-4 et PL-1 ? Estimez-vous qu'une seconde enchère avec une courbe de demande inélastique présente de bonnes propriétés ?

Question 19 – Que pensez-vous de définir un PPI de long terme, n'ayant pas à vocation à changer de PL en PL ? Estimez-vous nécessaire de limiter les variations de niveau de PPI entre chaque enchère ?

Question 20 – Êtes-vous favorable à la méthode de calcul du PPI sur la base d'un calcul de *missing money* des CCG, comme dans la méthodologie proposée par RTE ?

Question 21 – Que pensez-vous de la méthode alternative proposée par la CRE pour la détermination du PPI ?

Question 22 – Proposez-vous une autre méthodologie pour fixer le PPI ?

Question 23 – Avez-vous des remarques sur les hypothèses normatives proposées par la CRE ? Notamment sur les hypothèses de rentes sur la base de produits à terme, lissées sur 2 ans ?

Question 24 – Quel délai de traitement estimez-vous nécessaire entre la publication par la CRE des éléments constitutifs d'un dossier de dérogation et la soumission d'un dossier attesté par un commissaire aux comptes ?

Question 25 – A partir de quel seuil de puissance ou de revenus une telle attestation serait-elle pertinente ?

Question 26 – Avez-vous d'autres remarques sur la méthodologie et la procédure de dérogation mise en place dans le cadre de la PL 2026-2027 ?

Question 27 - Que pensez-vous de la proposition de la CRE de pré-validation de coûts sur plusieurs années dans le cadre des procédures de dérogation pour simplifier la charge opérationnelle ?

Question 28 – A partir de quel horizon de temps les acteurs disposent-ils de la visibilité nécessaire pour étayer des déclarations de coûts ? Par exemple 4 ans après la PL 2030-2031 ? (Dans ce cas, tous les coûts entre les PL 2026-2027 et 2033-2034 seraient demandés).

Question 29 – Que pensez-vous de la proposition de la CRE de pré-instruction des dérogations pour l'ensemble des capacités existantes, en amont de l'ouverture du guichet de dérogation ?

Question 30 – Dans ce cadre, quels critères paraissent pertinents pour différencier les différents types de capacités ?

Question 31 – Quelles autres mesures de simplification de la procédure de dérogation au PPI vous paraissent pertinentes ?

Question 32 – Êtes-vous favorable à la proposition de charges d'investissements de la CRE pour le respect du seuil de 125 €/kW relatif à l'éligibilité aux contrats pluriannuels ?

Question 33 – Quels sont les éléments non-physiques nécessaires à la réalisation d'un investissement, et qui justifient leur inclusion dans la liste des charges ?

Question 34 – Êtes-vous favorable au critère sur la décision finale d'investissement, au regard des principes énoncés par la CRE concernant l'éligibilité aux contrats pluriannuels ?

Question 35 - Pensez-vous utile de prévoir des dispositions particulières pour la première enchère ouverte à ce type de contrats ?

Question 36 – De manière générale, quelle approche parmi les trois proposées vous semble la plus adaptée pour déterminer la durée des contrats pluriannuels, au regard des objectifs poursuivis par le dispositif pluriannuel ?

Question 37 – S'agissant de la 1ère approche, comment les seuils devraient-ils être calculés ? Par technologie ou dans une logique d'annuité constante par durée de contrat ? Quelles données de référence seraient les plus appropriées pour procéder à ce calibrage ?

Question 38 – S'agissant de la 2ème approche, que pensez-vous des durées d'amortissement standard proposées par la CRE — 15 ans pour les nouvelles capacités thermiques et les nouvelles batteries, et 10 ans pour les autres capacités ?

Question 39 – Ces durées vous semblent-elles cohérentes avec les réalités économiques et techniques de vos actifs ? Certaines catégories d'investissement vous semblent-elles insuffisamment ou excessivement couvertes ?

Question 40 – S'agissant de la 3ème approche, fondée sur une déclaration libre de la durée d'amortissement, l'exigence d'une certification par un commissaire aux comptes vous semble-t-elle constituer une garantie suffisante contre le risque de surévaluation ?

Question 41 – Enfin, avez-vous une proposition alternative ou des aménagements à suggérer sur l'une ou l'autre de ces approches ?

Question 42 – Parmi les trois options proposées, quelle option de certification vous paraît la plus adéquate pour sécuriser des investissements en cas d'apparition d'un besoin, tout en reflétant la contribution des filières à la sécurité d'approvisionnement ?

Question 43 – Quelles seraient selon vous les modalités les plus appropriées pour déterminer le volume minimal de capacités créatrices nettes d'énergie, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement à long terme ?

Question 44 – Avez-vous des remarques sur le fonctionnement des enchères ouvertes à la contractualisation pluriannuelle, et l'articulation des contrats pluriannuels avec les contrats d'un an au sein d'un unique processus de sélection ?

Question 45 – Avez-vous d'autres remarques sur le paramétrage et les règles des futures enchères du mécanisme de capacité ?

2. Contexte et cadre juridique

2.1. Principes du mécanisme de capacité

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

Celui-ci prend la forme d'une rémunération octroyée aux exploitants de capacités de production, de stockage ou d'effacement de consommation, instaurée pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement en électricité au moindre coût. Ce critère de sécurité reflète un optimum entre la perte économique pour les consommateurs face à un épisode de défaillance, d'une part, et le coût pour s'en prémunir, d'autre part. Le critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique retenu à l'échelle nationale est tel que la durée moyenne de défaillance annuelle est inférieure à trois heures et la durée moyenne de recours au délestage pour des raisons d'équilibre offre-demande est inférieure à deux heures².

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

² 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

2.2. Rappel du cadre juridique sur le nouveau mécanisme de capacité

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

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

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

Par le décret n°2025-1441 du 31 décembre 2025 relatif au mécanisme de capacité institué pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité, le Gouvernement a précisé les modalités d'application des dispositions législatives contenues dans le code de l'énergie. La CRE a rendu un avis favorable sur le projet de décret le 16 octobre 2025³.

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

L'article R. 316-2 du code de l'énergie prévoit qu'un arrêté du ministre chargé de l'énergie, pris sur proposition de RTE, après avis de la CRE, précise les règles du mécanisme de capacité. Ces règles, transparentes et non-discriminatoires, précisent les dispositions relatives aux PL et à la période de tension du système électrique, à la certification des capacités, au contrôle de l'effectivité des engagements de disponibilité, à la participation des capacités aux enchères, au marché secondaire, à la collecte de la taxe auprès des contributeurs, au versement de la rémunération capacitaire et à la participation des États interconnectés. La CRE a rendu un avis favorable sur le projet de règles transmis par RTE⁴. Ces règles ont été arrêtées le 18 mars 2026⁵.

La méthodologie d'établissement des courbes de demande et des paramètres du rapport de paramétrage, ainsi que le paramétrage du mécanisme de capacité pour la PL 2026-2027 ont été arrêtés le 18 mars 2026⁶, conformément aux propositions de la CRE du 10 février 2026⁷. Ces propositions ont été élaborées sur la base des rapports transmis par RTE.

³ [Délibération n° 2025-236 de la CRE du 16 octobre 2025 portant avis sur le projet de décret pris en application de l'article L. 316-13 du code de l'énergie](#)

⁴ [Délibération n°2026-24 de la CRE du 27 janvier 2026 portant avis sur le projet d'arrêté pris en application de l'article R. 316-2 du code de l'énergie précisant les règles du mécanisme de capacité](#)

⁵ Arrêté du 18 mars 2026 fixant les règles du mécanisme de capacité français

⁶ Arrêté du 18 mars 2026 relatif à la méthodologie d'établissement des courbes de demande et des paramètres du rapport de paramétrage du mécanisme de capacité ; Arrêté du 18 mars 2026 relatif à la courbe de demande de la période de livraison 2026-2027 du mécanisme de capacité

⁷ [Délibération n° 2026-42 de la CRE du 10 février 2026 portant proposition de méthodologie d'établissement des courbes de demande et des paramètres du rapport de paramétrage du mécanisme de capacité](#) ; [Délibération n° 2026-43 de la CRE du 10 février 2026 portant proposition de paramétrage du mécanisme de capacité pour la période de livraison 2026-2027](#)

2.3. Enjeux de la consultation publique et prochaines échéances

Le mécanisme de capacité est entré dans sa phase opérationnelle. Les règles du mécanisme, la méthodologie associée ainsi que la courbe de demande ont été arrêtées le 18 mars 2026. Deux guichets ont été ouverts : le guichet de certification, opéré par RTE, et le guichet de dérogation au prix plafond intermédiaire, instruit par la CRE.

La première enchère PL-1 2026-2027, prévue en juillet 2026, ne soulève que des enjeux limités en matière de sécurité d'approvisionnement. En revanche, la seconde enchère PL-4 2030-2031, présente des enjeux plus significatifs, compte tenu de la situation plus dégradée anticipée par les études prospectives de RTE et de l'ouverture des contrats pluriannuels.

La CRE relève que plusieurs éléments méthodologiques et de paramétrage ont été examinés dans le cadre de travaux tripartites entre la DGEC, RTE et la CRE, sans qu'une consultation des acteurs n'ait pu être organisée, compte tenu des délais de mise en œuvre très contraints pour la tenue de la première enchère.

Par ailleurs le cadre réglementaire n'est pas totalement complet s'agissant notamment des règles entourant la rémunération pluriannuelle.

Pour l'ensemble de ces raisons, la CRE décide d'engager, au cours du premier semestre 2026, une consultation publique en amont du paramétrage des prochaines enchères.

3. Méthodologie de paramétrage des enchères

3.1. 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 PL 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 arrêtée 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 demande comme le prix plafond global au-delà duquel aucune offre ne peut être soumise aux enchères (article R. 316-23 du code de l'énergie).

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

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

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

3.2. Certification de l'offre

3.2.1. Coefficient filière pour les actifs à stock

Rappel sur la définition et la méthodologie de construction des coefficients d'abattement

Les coefficients « de filière » permettent de refléter l'hétérogénéité des contributions des filières technologiques à la sécurité d'approvisionnement et de corriger la représentativité partielle du paysage de défaillance des heures durant les périodes de pointe, dites « PP ». 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 de RTE pour l'année 2025.

Deux méthodes sont proposées par les règles, selon que la technologie relève d'une filière renouvelable fatale ou non. En certification standard, le coefficient est défini comme le ratio de la production moyenne à la défaillance sur la puissance moyenne disponible sur les heures PP et s'applique à la puissance disponible anticipée déclarée par les acteurs. En certification normative, un facteur de charge normatif par filière est implicitement calculé et permet de définir le coefficient comme le ratio de la production moyenne à la défaillance sur la puissance installée. Les règles imposent la méthode normative pour le solaire, l'éolien terrestre et en mer et énergies marines. Elles permettent la méthode normative pour la filière hydraulique au fil de l'eau et les entités de certification en obligation d'achat, qui peuvent également se certifier en méthode standard.

Les coefficients de filière proposés par la CRE dans le cadre du paramétrage de la PL 2026-2027, et arrêtés par le ministre, sont rappelés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 1 – Coefficients de filière en méthode de certification standard pour la PL 2026-2027

Filière	Coefficient de filière standard pour la PL 2026-27
Nucléaire	0,95
Hydraulique fil de l'eau ⁸	0,80
Batterie (filière à stock)	0,55
Station de pompage et de turbinage (filière à stock)	0,70
Autres filières certifiées en méthode standard	1,00

⁸ Les actifs de la filière « hydraulique fil de l'eau » peuvent se certifier à la fois en méthode standard et en méthode normative. Si les coefficients diffèrent du fait de la méthode, ils correspondent bien à la même contribution à la sécurité de la d'approvisionnement en moyenne.

Tableau 2 – Coefficients de filière en méthode de certification normative pour la PL 2026-2027

Filière	Coefficient de filière normatif pour la PL 2026-2027
Hydraulique fil de l'eau ²	0,40
Solaire	0,05
Eolien terrestre	0,15
Eolien en mer	0,30
Autres filières certifiées en méthode normative	1,00

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. Les paramètres retenus pour la PL 2026-2027 figurent dans le Tableau ci-dessous.

Tableau 3 – Coefficients de stock K_j retenus pour la PL 2026-2027

Durée de stock	Coefficient de stock K_j
0 heure	0,00
0,5 heure	0,17
1 heure	0,33
1,5 heures	0,46
2 heures	0,58
2,5 heures	0,67
3 heures	0,75
3,5 heures	0,81
4 heures	0,86
4,5 heures	0,90
5 heures	0,94
5,5 heures	0,97
6 heures et plus	1,00

L'abattement total d'une technologie intégralement disponible durant la période de tension est donc le produit du coefficient de filière et des coefficients de stock.

Analyse de la CRE

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.

Pour la PL 2026-2027, RTE a proposé un coefficient de filière valable pour toutes les durées de stock pour deux technologies, les stations de turbinage et de pompage (0,7) et les batteries (0,5).

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 a recommandé dans sa délibération portant sur le paramétrage du mécanisme⁹ « *de proposer pour chaque filière des abaques de coefficients uniques, agrégeant les coefficients de filière et de stock* ». RTE s'est également prononcé en faveur de la suppression du coefficient hebdomadaire, qui en pratique est peu utilisé par les exploitants, et d'autre part, de fusionner les coefficients de stock journalier et de filière.

Questions soumises à consultation

Question 1 – Pensez-vous pertinente la proposition d'abaque de coefficients uniques, agrégeant les coefficients de filière et de stock ?

Question 2 – Pensez-vous utile d'affiner certaines hypothèses supplémentaires concernant les moyens à stock (par exemple, les rendements pertinents, les hypothèses de flexibilités concernant ces moyens, etc.) ?

Question 3 – Considérez-vous que les filières sont suffisamment représentatives de la diversité des moyens de production, de stockage ou d'effacement, et que les coefficients reflètent convenablement, au sein d'une filière, des technologies relativement homogènes ?

Question 4 – Plus généralement, avez-vous des suggestions d'évolution quant aux méthodologies de certification et à la méthode de calcul des coefficients de certification ?

3.2.2. Application de coefficients de certification différents entre les batteries devant et derrière le compteur

Rappel du cadre réglementaire

Les règles du mécanisme de capacité prévoient qu'une entité de certification (EDC) peut être de type technique « injection » ou « soutirage » en fonction des sites qui la composent. Une EDC d'injection contient uniquement des sites d'injection ou de stockage, quand une EDC de soutirage contient uniquement des sites de soutirage. Toute autre configuration de sites est interdite.

Un site de consommation, identifié par son point de livraison ou son point de référence mesure, peut accueillir plusieurs technologies valorisables sur le mécanisme de capacité, telles que des capacités d'effacement, de stockage ou même de production. Dans ce cas, l'exploitant de ces capacités a donc le choix de les certifier soit comme un site d'injection s'il existe un moyen de production ou de stockage sur le site, soit comme un site de soutirage. Les règles prévoient également que l'EDC qui accueille un site de soutirage appartient obligatoirement à la filière effacement.

Analyse de la CRE

Ce cadre réglementaire a pour conséquence d'agréger plusieurs technologies sous les mêmes paramètres de certification correspondant à la filière effacement.

L'exemple le plus répandu consiste en un site d'effacement sur lequel est également implanté un moyen de stockage, de type batterie. L'exploitant de ce site peut donc le certifier comme un site de stockage ou comme un site d'effacement. Or, les paramètres de certification, et précisément les coefficients de filière sont plus favorables pour la filière effacement que pour la filière stockage (1 contre 0,55), en ce qu'ils ne tiennent pas compte de l'effet de la consommation additionnelle générée par la recharge du moyen à stock sur la défaillance.

Cette possibilité ouvre la voie à une potentielle distorsion de concurrence entre un moyen à stock situé devant le compteur (directement raccordé au réseau public, avec un compteur dédié) et un moyen à stock derrière le compteur (partageant le raccordement au réseau public avec un actif de

⁹ [Délibération n° 2026-42 de la CRE du 10 février 2026 portant proposition de méthodologie d'établissement des courbes de demande et des paramètres du rapport de paramétrage du mécanisme de capacité](#)

consommation, avec un compteur commun). Avec les coefficients proposés pour la PL 2026-2027, une même batterie est valorisée 45 % de plus si elle est associée à de l'effacement derrière le compteur.

Bien que le volume des sites susceptibles de pouvoir bénéficier d'un coefficient plus favorable reste encore limité, le développement des flexibilités pourrait augmenter le nombre de sites concernés.

Cependant, sur certains sites, il existe une solution de décompte, qui permet d'identifier les flux d'énergie du moyen de stockage, et donc de détourner les services rendus par ce moyen de stockage des services rendus par l'effacement. Une telle solution de décompte est obligatoire pour la participation aux services système. Elle est donc relativement répandue.

La CRE s'interroge sur la nécessité d'adapter le cadre réglementaire actuel pour mieux mitiger le risque de distorsion. A ce titre, la CRE envisage une évolution possible par rapport au cadre actuel. La première option consiste en la création d'une nouvelle filière *effacement + stockage* pour les effacements dépendant principalement des batteries et introduire un coefficient plus faible. Une seconde option pourrait être d'obliger à déclarer les batteries derrière le compteur pour la participation au mécanisme de capacité, et de certifier ces actifs séparément de l'effacement, en s'appuyant sur les données de décompte le cas échéant.

Questions soumises à consultation

Question 5 – Pensez-vous utile de prévoir des mesures visant à limiter l'application de coefficients de certification différents entre batteries devant et derrière le compteur ?

Question 6 – Pensez-vous qu'une nouvelle filière de certification *effacement + stockage* avec un coefficient de filière plus faible que celui de l'effacement permettrait de garantir l'octroi d'une rémunération capacitaire plus adaptée ?

Question 7 – Estimez-vous qu'une obligation de déclaration d'une batterie derrière le compteur est pertinente et proportionnée dans le cadre du mécanisme de capacité ?

Question 8 – Estimez-vous qu'une obligation de certifier séparément l'effacement et le stockage lorsqu'une solution technique de mesure spécifique au stockage est disponible est pertinente et proportionnée dans le cadre du mécanisme de capacité ?

Question 9 – Quelle adaptation supplémentaire vous paraît de nature à mitiger le risque de distorsion de concurrence ?

3.3. Courbe de demande

Rappels méthodologiques

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'ACER¹⁰, le coût d'un nouvel entrant (CONE) et le coût de l'énergie non distribuée (VOLL), proposés par délibération de la CRE¹¹ et fixés par arrêté¹², permettent de dimensionner la courbe de demande. Le ratio de ces deux coûts 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.

¹⁰ 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

¹¹ 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

¹² 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

3.3.1. Capacité de référence

Méthodologie proposée par RTE et retenue par la CRE pour le paramétrage de la PL 2026-2027

Dans la méthodologie proposée par la CRE sur la base du rapport de paramétrage dans le cadre de la PL 2026/2027, la capacité de référence représente le volume à contractualiser en capacités domestiques et transfrontalières pour respecter strictement le critère de sécurité. Par cohérence, la capacité de référence rémunérée au CONE constitue un point de la courbe de demande.

En cohérence avec l'article R. 316-2 du code de l'énergie prévoyant que RTE élabore dans son rapport de paramétrage au moins « *trois projets de courbes de demande pour chaque enchère sur la base de plusieurs scénarios distincts qui reflètent différentes visions prospectives du système électrique issues du bilan prévisionnel pluriannuel* », le besoin en capacité pour se maintenir au critère de sécurité est calculé par RTE à partir de plusieurs scénarios de dimensionnement, définis comme un ensemble d'hypothèses prospectives techniques et économiques pour décrire et modéliser le système électrique à l'horizon de la PL 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, et tient compte du caractère implicite ou explicite des flexibilités, des besoins réservés pour les services système et de la contribution des interconnexions.

Par ailleurs, pour la PL 2026-2027, en l'absence d'indicateurs laissant anticiper une hausse rapide de la consommation corrigée à court terme, et sachant que RTE ne mentionne aucune augmentation de la thermosensibilité dans son dernier rapport sur le passage de l'hiver 2025-2026, la CRE avait retenu, dans une logique de protection du consommateur, le scénario de décarbonation lente pour la définition de la capacité de référence.

La capacité de référence est calculée en tenant compte du fait qu'au maximum deux enchères peuvent être organisées pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Si pour les PL 2026-2027 à 2029-2030 une seule enchère est prévue, la répartition du volume à contractualiser entre les deux enchères pour les périodes de livraison ultérieures reste un sujet qui a été peu discuté en concertation. La décision d'aide d'Etat de la Commission européenne¹³ fait état d'au moins 75 % du besoin contractualisé sur l'enchère de long terme et donc au maximum 25 % contractualisé à la dernière enchère avant la PL.

Analyse de la CRE

Par cohérence avec la philosophie du nouveau mécanisme de capacité, la CRE considère pertinent de contractualiser au maximum sur l'enchère de long terme, afin de favoriser l'émergence d'un signal-prix lisible et représentatif de l'état de l'équilibre offre-demande, permettant de confronter des capacités existantes et en projet. Toutefois, des limites subsistent et nécessitent une adaptation du cadre, comme évoqué à maintes reprises durant la concertation menée par RTE depuis 2022.

D'abord, certaines filières n'ont pas la visibilité suffisante pour participer plusieurs années en amont de la PL. C'est notamment le cas de la filière effacement (plus de 3 GW certifiés¹⁴), ainsi que de certains projets d'énergies renouvelables, dont les entrées et sorties de contrats d'obligation d'achat, ainsi que les nouveaux projets sous complément de rémunération ou se développant hors soutien. En particulier, la présence de ces capacités dans les enchères PL-4 est tributaire des pratiques des agrégateurs, et notamment de leur propension à anticiper, dans leurs hypothèses de volumes certifiés, des capacités qui ne sont pas encore dans leur périmètre.

De plus, le mécanisme 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

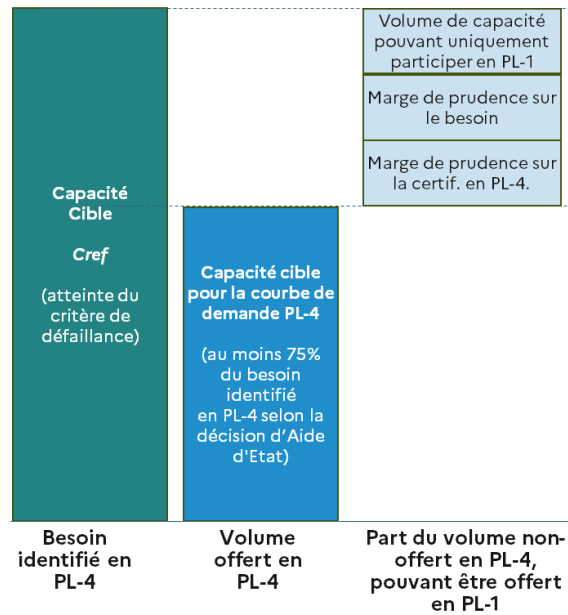
¹³ Commission européenne, décision d'aide d'Etat SA.117564 du 22 décembre 2025

¹⁴ Chiffrage provisoire réalisé par la CRE à l'horizon 2030-2031.

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.

Enfin, la CRE n'a pas de visibilité sur la prudence que les exploitants pourraient prendre en se positionnant plusieurs années avant sur la disponibilité qu'ils sont en mesure de mettre à disposition de la collectivité sans s'exposer à des pénalités excessives en cas d'aléas. La CRE rappelle néanmoins que le régime de pénalité mis en place tend à inciter les exploitants à limiter les marges de prudence de leur volume certifié.

Figure 1 – Répartition entre les volumes offerts en PL-4 et ceux pouvant être offerts en PL-1, par rapport au besoin identifié en PL-4



La CRE interroge donc les acteurs quant à leur vision sur une répartition entre la première enchère de long terme et la seconde et dernière enchère, dans l'optique du paramétrage de la PL 2030-2031.

Questions soumises à consultation

- Question 10 – La liste des capacités (effacements, capacités entrant ou sortant d'obligation d'achat, nouvelles capacités sous CR et se développant hors soutien) ne pouvant être proposées à l'enchère de long terme vous semble elle cohérente ?
- Question 11 – Identifiez-vous d'autres volumes ou d'autres cas qui conduiraient à revoir à la hausse le volume permettant de dimensionner la seconde enchère ?
- Question 12 – Estimez-vous que les agrégateurs soient en mesure de participer à l'enchère PL-4, notamment pour les volumes en sortie d'OA ainsi que les nouvelles capacités en CR ou hors contrat de soutien qui ne sont pas encore mises en service au moment du guichet ?
- Question 13 – Estimez-vous qu'une marge de prudence sur l'évolution du besoin entre la première et la seconde enchère est pertinent, et le cas échéant, doit-elle dépendre de l'écart entre les scénarios de dimensionnement du Bilan prévisionnel ?
- Question 14 – Anticipez-vous une marge de prudence en PL-4 de la part des exploitants dans la certification de leur capacité pour éviter un risque de sur-contractualisation ?
- Question 15 – Avez-vous des remarques sur l'ensemble des éléments méthodologiques relatifs à la définition de la capacité de référence, ainsi que sur le choix du scénario dimensionnant ?

3.3.2. Prix plafond global – PPG

Rappels méthodologiques

Le prix plafond global est le plafond au-delà duquel aucune offre ne peut être soumise aux enchères (article R. 316-23 du code de l'énergie). Il 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. Le plafond est défini 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.

Analyse de la CRE

La CRE a proposé la valeur de 120 % du CONE pour la PL 2026-2027, de manière cohérente avec les plafonds mis en place dans les autres mécanismes de capacité européens. Dans le but de renforcer la robustesse de la méthodologie, de réduire la part d'arbitraire dans la fixation du plafond global et afin de mieux maîtriser le coût du mécanisme de capacité particulièrement en période à faible risque pour la sécurité d'approvisionnement, la CRE a recommandé 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.

Questions soumises à consultation

Question 16 – Pensez-vous que le prix plafond global soit correctement dimensionné pour inciter à l'émergence de nouvelles capacités tout en maîtrisant le coût pour les consommateurs ?

3.3.3. Elasticité

Rappels méthodologiques

Le cadre de paramétrage général vise à représenter une courbe de demande par une approximation linéaire par morceaux, dimensionnée sur la base d'un jeu de paramètres restreint. Le prix plafond global constitue un maximum pour cette approximation. Le point central de cette courbe traduit le fait que pour assurer le strict respect du critère de sécurité d'approvisionnement de 2h de délestage, la collectivité est prête à contractualiser la capacité de référence rémunérée au niveau du CONE.

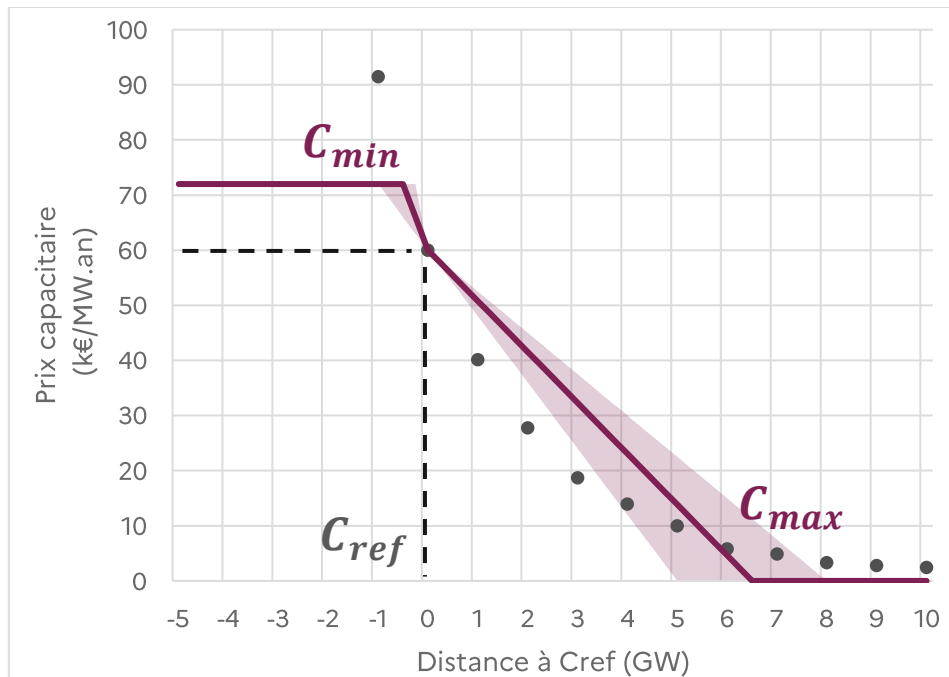
La méthodologie construit le reste de la courbe à l'aide de deux segments de droite permettant une continuité de la courbe de demande et représentant l'élasticité-prix des consommateurs en capacité.

Ce choix se justifie 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 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'abaque qui décrit la relation entre la durée de délestage et le déficit de capacité 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 la capacité de référence. 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 de référence.

Figure 2 – Paramètres d'élasticité proposés pour la PL 2026-2027



Elasticité proposée par RTE et retenue par la CRE pour l'enchère 2026-2027	▪ $C_{min} - C_{ref} = - 0,5 \text{ GW}$
	▪ $C_{max} - C_{ref} = 6,5 \text{ GW}$

Analyse de la CRE

La CRE souligne la qualité de l'approche méthodologique de RTE concernant la construction de l'extrapolation de l'abaque permettant de représenter l'utilité pour la collectivité de contractualiser davantage ou moins que la capacité de référence. La représentation fine de l'arbitrage « coût – durée de délestage » pour la collectivité de s'écarter du critère de sécurité d'approvisionnement s'appuie sur des bases objectivables. En particulier, cette approche est plus satisfaisante que celle utilisée dans d'autres mécanismes de capacités européens.

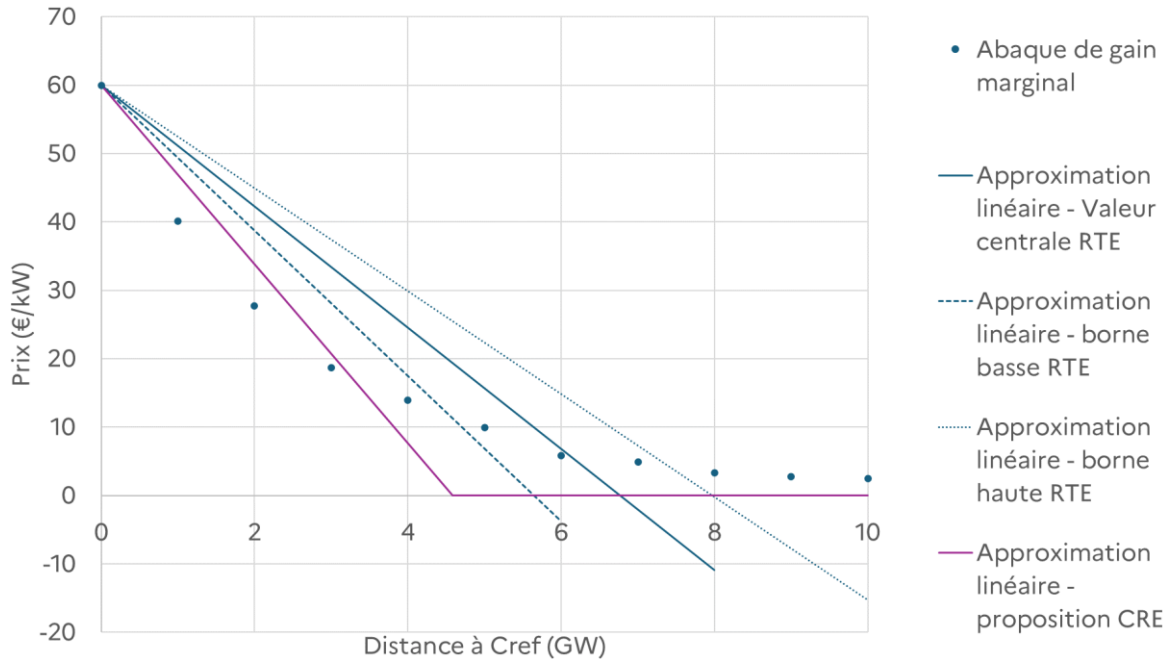
La CRE estime toutefois que la méthode de linéarisation de RTE dans le rapport de paramétrage pour la PL 2026-2027 était relativement peu transparente, et pouvait être remise en question. D'une part, la plage de C_{min} et de C_{max} était obtenue par RTE en faisant varier la plage de points de l'abaque pris en compte dans la linéarisation de la courbe de gain marginal. Ainsi, les valeurs basses et hautes de C_{max} sont ainsi obtenues en considérant une distance à la capacité de référence (i.e. une surcapacité maximale) variant de 6 GW à 10 GW. D'autre part, les contraintes de linéarisation n'incluent pas de contraintes sur les valeurs de prix négatives.

De fait, la CRE considère que si RTE opère des simplifications 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. La CRE tient également à rappeler que dans le cas français, la courbe d'offre est en théorie nulle pour la majeure partie des capacités, mais très pentue sur une plage relativement étroite pour les capacités de pointe et d'extrême pointe, dont les offres visent à couvrir un *missing money* positif. Aussi, indépendamment des autres modalités de maîtrise du coût du mécanisme de capacité, le choix de l'élasticité peut avoir un effet-prix significatif sur le coût du mécanisme, au détriment des consommateurs français. Dès lors, la CRE a conclu que la méthodologie pour simplifier la courbe pourrait être affinée pour les enchères suivantes.

Afin d'approximer plus finement la courbe de gain marginal, la CRE propose une alternative en linéarisant avec deux segments de droite, sous contrainte que le prix de la courbe de demande est

nul au-delà de l'intersection avec l'axe des abscisses. La méthode de la CRE ne rejette ainsi pas de points de l'abaque. Cette méthode de linéarisation aurait conduit à une distance entre C_{max} et C_{ref} d'environ 4,5 GW, contre 6,5 GW pour l'enchère unique de la PL 2026-2027 et présente toujours une légère sur-contractualisation proche de la capacité de référence, zone la plus probable d'équilibre de l'enchère.

Figure 3 – Approximations de l'abaque de gain marginal pour le calcul de l'élasticité



Source : CRE, sur la base des données de RTE

Par ailleurs, au même titre que le volume de référence, qu'il convient de répartir entre la première enchère de long terme et la seconde, l'élasticité de la courbe de demande, c'est-à-dire les volumes pouvant être sur ou sous-contractualisés matérialisés par les paramètres C_{min} et C_{max} , peut également être répartie entre les enchères.

La CRE envisage deux options à ce stade. Une première consiste à allouer l'intégralité de l'élasticité à l'enchère de long terme. De fait, l'enchère au plus proche de la PL présenterait une courbe de demande inélastique, ce qui aurait pour propriété de favoriser une contractualisation au plus proche du besoin de référence. Toutefois, dans ce cas, des effets à la hausse sur la volatilité du prix, notamment par comparaison à la première enchère sont à prévoir. Une seconde option pourrait être une répartition de l'élasticité entre les deux enchères, par exemple dans des proportions identiques à la répartition de la capacité de référence.

Questions soumises à consultation

- Question 17 – Que pensez-vous de la méthode alternative proposée par la CRE pour intégrer l'élasticité à la courbe de demande ? Plus généralement, avez-vous des remarques particulières sur l'élasticité de la courbe de demande ?
- Question 18 – Quelle répartition de l'élasticité de la courbe vous paraît pertinente entre les enchères PL-4 et PL-1 ? Estimez-vous qu'une seconde enchère avec une courbe de demande inélastique présente de bonnes propriétés ?

3.4. Prix plafond intermédiaire – PPI

Rappel du contexte et du cadre juridique

L'article R. 316-24 du code de l'énergie prévoit « un plafonnement de la rémunération des capacités existantes retenues lors des enchères. Ce plafond est dénommé prix plafond intermédiaire. Il est applicable à l'ensemble des capacités de production et de stockage, à l'exclusion de celles remplissant l'un des critères mentionnés aux 1° à 5° de l'article R. 316-36 et de celles qui n'ont jamais été certifiées. »

Ce prix plafond intermédiaire (PPI) est « fixé selon une méthodologie définie par arrêté du ministre chargé de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie sur la base d'un rapport établi par le gestionnaire du réseau public de transport. Il est calculé pour chaque période de livraison dans le rapport de paramétrage. »

Comme exprimé dans le cadre du paramétrage de la PL 2026-2027, la CRE considère le prix plafond intermédiaire comme un outil permettant de contenir le coût du mécanisme de capacité pour le consommateur, sans compromettre la sécurité d'approvisionnement. Dans le même sens, l'Autorité de la concurrence considère que l'introduction d'un PPI permet de limiter les effets d'aubaine pour les exploitants et, *in fine*, de limiter le coût pour le consommateur.¹⁵

Méthodologie proposée par RTE et retenue par la CRE pour le paramétrage de la PL 2026-2027

Pour la PL 2026-2027, RTE a proposé à la CRE de fixer le PPI à un niveau reflétant le besoin de rémunération des moyens existants contribuant à la sécurité d'approvisionnement. L'objectif poursuivi par RTE dans son rapport de paramétrage 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 PPI. 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 PPI, 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.).

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

Cette méthode de fixation du PPI a été retenue par la CRE dans le cadre de sa proposition de méthodologie de paramétrage.

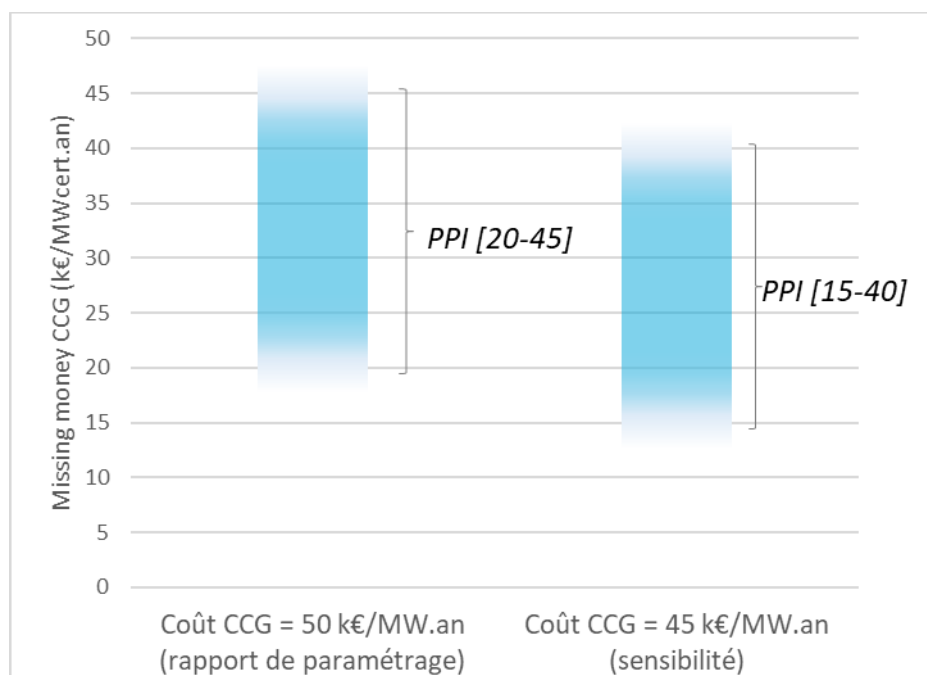
En cohérence avec cette méthodologie, pour la PL 2026-2027, RTE a proposé à la CRE une fourchette de PPI reposant à la fois sur une évaluation des coûts d'exploitation de ces centrales et sur une analyse de la distribution de leurs revenus futurs.

Concernant les hypothèses de coûts d'exploitation, les retours des acteurs recueillis lors de la consultation publique du bilan prévisionnel 2025 permettent à RTE d'estimer les coûts de maintien en service des CCG dans une fourchette comprise entre 45 k€/MW/an et 50 k€/MW/an. RTE souligne toutefois que les coûts issus de la littérature sont sensiblement inférieurs à ceux proposés par les acteurs lors de cette consultation.

Concernant les hypothèses de revenus, afin de limiter les variations trop importantes du PPI dans le temps, RTE a proposé d'évaluer les revenus énergie des CCG à partir de simulations Monte-Carlo réalisées à l'horizon 2030-2031. Ces simulations intègrent plusieurs macro-hypothèses relatives à l'évolution de la demande (scénarios de décarbonation rapide ou lente) et des prix des commodités. En outre, pour chaque macro-hypothèse, RTE retient une approche prudente vis-à-vis de la couverture des coûts en se basant sur le troisième quantile de la distribution des revenus, ce qui correspond à une probabilité de 75 % pour l'exploitant de couvrir ses coûts.

¹⁵ Avis n°25-A-14 de l'Autorité de la concurrence du 12 décembre 2025 concernant un projet de décret relatif au mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité

Figure 4 – Fourchettes de missing money des CCG transmises par RTE



Source : RTE

L'analyse ainsi menée conduit à déterminer une fourchette de *missing money* dépendant de l'hypothèse retenue concernant les coûts de maintien en service. Finalement, le prix plafond intermédiaire peut être fixé dans deux fourchettes : entre 20 et 45 k€/MW/an, et entre 15 et 40 k€/MW/an.

En cohérence avec son approche générale pour cette première enchère, qui visait à limiter son coût dans un contexte d'apprentissage, la CRE a décidé de retenir les hypothèses proposées par RTE conduisant au niveau de PPI le plus faible. La CRE a ainsi proposé au ministre de fixer le PPI à 15 €/kW.

Analyse de la CRE

La CRE propose de définir une méthodologie de PPI de « long terme », afin de renforcer la lisibilité et la visibilité du mécanisme pour les acteurs. Le PPI proposé à l'occasion de l'enchère PL-4 2030-2031 n'aurait dès lors pas vocation à varier de PL en PL (sauf changement significatif de conditions de marché).

Par ailleurs, plusieurs approches pourraient être envisagées pour fixer ce PPI de long terme :

- 1) La méthode de calcul du PPI développée dans le cadre de la PL 2026-2027 pourrait être pérennisée. Le calcul de PPI serait basé sur une fourchette de *missing money* des CCG à différents horizons de temps et sur plusieurs scénarios. La CRE note néanmoins que la fixation d'une valeur de long terme nécessiterait une transparence accrue dans le rapport de paramétrage, dans le choix des différents scénarios, et des hypothèses retenues.
- 2) Une méthode alternative, davantage neutre technologiquement, pourrait également être envisagée. Cette approche consisterait à réaliser un calcul de *missing money* à l'échelle de l'ensemble des capacités existantes, et de fixer le PPI comme permettant de couvrir *a minima* un certain pourcentage (par exemple 90 % ou 95 %) des capacités existantes. La couverture de *missing money* de la part restante du parc serait sujette à l'octroi d'une dérogation au PPI aux exploitants de capacité.

Questions soumises à consultation

Question 19 – Que pensez-vous de définir un PPI de long terme, n'ayant pas à vocation à changer de PL en PL ? Estimez-vous nécessaire de limiter les variations de niveau de PPI entre chaque enchère ?

Question 20 – Êtes-vous favorable à la méthode de calcul du PPI sur la base d'un calcul de *missing money* des CCG, comme dans la méthodologie proposée par RTE ?

Question 21 – Que pensez-vous de la méthode alternative proposée par la CRE pour la détermination du PPI ?

Question 22 – Proposez-vous une autre méthodologie pour fixer le PPI ?

3.5. Éléments nécessaires à la constitution d'un dossier de demande de dérogation et modalités d'approbation

Contexte et cadre juridique

Les éléments nécessaires à la constitution d'un dossier de demande de dérogation et des modalités d'approbation d'une dérogation sont proposés par la CRE au ministre dans le cadre de la méthodologie de paramétrage, sur la base d'un rapport de RTE (article R. 316-24 du code de l'énergie).

Méthodologie proposée par RTE et retenue par la CRE pour le paramétrage de la PL 2026-2027

Sur la base du rapport de RTE, la CRE a proposé dans le cadre du paramétrage de l'enchère PL 2026-2027 qu'une dérogation au PPI soit 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.

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.

Tableau 4 – Briques de revenus et de coûts retenus dans le calcul de *missing money*

Missing money =	
+	Coûts fixes annuels directs de l'installation
+	Coûts fixes généraux
+	Dépenses d'investissements récurrentes annualisées
-	Rentes sur les marchés énergie
-	Rentes issues des services d'équilibrage
-	Autres rentes

La méthodologie publiée par la CRE précise ces briques ainsi que les hypothèses retenues. Ces briques ont également été précisées dans le cadre du dossier de dérogation publié par la CRE, avec possibilité pour les acteurs de justifier d'un écart aux hypothèses le cas échéant. A cette fin, la CRE a publié sur son site internet plusieurs éléments dans le cadre de la PL 2026-2027, notamment :

- un formulaire de calcul de *missing money*, permettant aux exploitants (ou à leur mandataire) de déclarer leurs hypothèses de coûts et de rentes, et permettant à la CRE d'estimer le *missing money* des capacités ;
- une notice de participation à la procédure de dérogation, ainsi que le compte-rendu d'un atelier public organisé par la CRE avec l'ensemble des acteurs de marché souhaitant participer à cette procédure, précisant le contenu des soumissions de demande de dérogation.

3.5.1. Retour sur le processus de dérogation de la PL 2026-2027

Les éléments publiés par la CRE pour le premier exercice de dérogation pour l'enchère de la PL 2026-2027 ont fait l'objet d'un premier échange avec les acteurs de marché lors d'un atelier de présentation. La CRE souhaite néanmoins approfondir certains éléments dans le cadre de cette consultation publique.

Sur les hypothèses normatives de la CRE

La CRE a proposé, dans le cadre de la PL 2026-2027, plusieurs hypothèses normatives :

- (i) des hypothèses d'annualisation des investissements de maintenance (hypothèse de CMPC réel avant impôts de 6 % issue du BP 2025 de RTE ; *hurdle premium* normatif de 3% prenant en compte l'exposition au risque marché, issu de l'ERAA 2024 ; durée d'amortissement de 8 ans, en ligne avec les hypothèses normatives d'autres mécanismes européens) ;
- (ii) des hypothèses de rentes applicables aux capacités thermiques, comprenant d'une part les rentes inframarginales issues des marchés de l'énergie, et d'autre part les revenus moyens issus de la fourniture de services d'équilibrage par filière.

Les rentes inframarginales issues des marchés de l'énergie sont calculées sur la base des cotations des produits à terme, à l'aide d'une méthodologie décrite par la CRE dans son rapport de surveillance des marchés de gros de 2018. La méthode d'évaluation des revenus sur les marchés de l'énergie repose sur une approche dite « *mark-to-market* ». La valeur « *mark-to-market* » d'une capacité correspond, pour une journée donnée antérieure à l'année de livraison, à une anticipation des revenus futurs sur le marché de l'électricité calculée sur la base des cotations les plus à jour disponibles à cette date sur le marché à terme.

Les *mark-to-market* sont calculés de manière probabiliste sur de nombreux scénarios de prix de l'électricité générés par l'outil de *pricing* utilisé pour les TRVE, et de manière lissée sur 2 ans, à pas régulier en amont de l'année de livraison, à partir des données de prix des commodités sur les marchés à terme à la date considérée, ainsi que des paramètres historiques reflétant la variation inhérente du prix de l'électricité. Ce calcul traduit donc une sécurisation progressive des revenus par un lissage des volumes de vente sur une période de 2 ans.

Pour les centrales de cogénération, la CRE a pris en compte les revenus issus de la valorisation de la chaleur comme des coûts variables évités. Les revenus chaleur sont donc implicitement pris en compte dans les hypothèses normatives de rentes inframarginales sur les marchés de l'énergie proposées par la CRE. Ces rentes ont été calculées en considérant une centrale gaz ayant un rendement de conversion de 100 % : toutes les pertes de chaleur issues de la production d'électricité sont supposées valorisées, comme un coût variable évité d'une chaudière gaz ayant un rendement de 100 %. La CRE a de plus appliqué une contrainte de profil de production correspondant au profil moyen des cogénérations en France.

Les rentes issues de la fourniture de services d'équilibrage prennent en compte l'ensemble des réserves d'équilibrage (FCR/R1, aFRR/R2, mFRR/R3). La comptabilisation des revenus énergie et/ou capacitaires issus de la fourniture de services d'équilibrage ou du mécanisme d'ajustement doit être cohérente avec les hypothèses de rentes inframarginales renseignées. Par exemple, pour les hypothèses normatives des capacités thermiques, la CRE a uniquement considéré les revenus d'équilibrage capacitaires dans les rentes d'équilibrage mais a, en contrepartie, considéré que toute la puissance disponible était valorisée sur le marché de l'énergie. La CRE portera une attention particulière aux déclarations des exploitants d'actifs majoritairement présents sur les services systèmes, notamment au regard du passage au *merit order* de la réserve secondaire. Enfin, la CRE retient un historique récent s'agissant des revenus issus des services systèmes tension.

Question 23 – Avez-vous des remarques sur les hypothèses normatives proposées par la CRE ? Notamment sur les hypothèses de rentes sur la base de produits à terme, lissées sur 2 ans ?

Sur les justificatifs demandés

Dans le cadre de la PL 2026-2027, la CRE a mis en place un processus principalement déclaratif et a demandé les justificatifs suivants attestés par le biais d'une déclaration sur l'honneur :

- a. notes ou tableurs précisant certaines hypothèses de calcul : notamment coûts de personnels, revenus de chaleur, ainsi que CMPC, durée d'amortissement, rentes (en cas d'hypothèses différentes des hypothèses normatives de la CRE) ;
- b. factures pour les postes de coûts historiques supérieurs à 1 million d'euros (ou éléments comptables permettant de vérifier l'exactitude des coûts, par exemple extraits de comptes certifiés) ;
- c. pour chaque investissement de maintenance, note descriptive détaillant en quoi ces investissements sont nécessaires au maintien en service de l'installation pendant la PL.

La CRE considère qu'une attestation d'un CAC serait de nature à renforcer la robustesse des dossiers de dérogation, et réduirait la quantité d'éléments inclus dans le dossier soumis auprès de la CRE (la CRE ne demanderait dans ce cas pas les factures ou les éléments comptables).

Question 24 – Quel délai de traitement estimez-vous nécessaire entre la publication par la CRE des éléments constitutifs d'un dossier de dérogation et la soumission d'un dossier attesté par un commissaire aux comptes ?

Question 25 – A partir de quel seuil de puissance ou de revenus une telle attestation serait-elle pertinente ?

Question 26 – Avez-vous d'autres remarques sur la méthodologie et la procédure de dérogation mise en place dans le cadre de la PL 2026 - 2027 ?

3.5.2. Mesures de simplification pour les prochaines périodes de livraison

Pour la PL 2026-2027, une quarantaine d'acteurs se sont inscrits à la procédure de dérogation au PPI. Les participants peuvent être regroupés en plusieurs sous-groupes : les exploitants d'actifs thermiques de type CCG, TAC ou charbon, les exploitants de petites installations de cogénération, et certains exploitants de batteries. La qualité et la complétude des dossiers et des justifications fournies est inégale selon la taille des différents exploitants.

Plusieurs mesures de simplifications ont déjà été prévues par la CRE dans le cadre de la PL 2026-2027, pour tenir compte de la taille des différents acteurs :

- la CRE avait prévu une possibilité de délégation de la demande (soit via le TPC, soit via un autre mandataire) ;
- la CRE a également proposé qu'un unique formulaire de calcul de *missing money* puisse être fourni pour plusieurs sites, sous réserve que leur puissance cumulée soit inférieure à 100 MW et qu'ils relèvent de la même filière. Si le *missing money* calculé pour l'ensemble de ces sites est supérieur au PPI, la dérogation sera accordée pour tous les sites concernés. Cette mesure vise notamment les petites centrales de cogénération appartenant à des exploitants différents mais dont les demandes de dérogation sont traitées par un même mandataire.

Au regard des dossiers reçus, la CRE considère que d'autres mesures de simplification pourraient fluidifier la participation des acteurs et faciliter l'inclusion au dispositif des acteurs de moindre taille, et envisage à ce titre plusieurs dispositifs.

Pré-validation de trajectoires de coûts sur plusieurs années consécutives

Comme indiqué dans sa délibération relative à la proposition de méthodologie, la CRE envisage, afin d'accroître la visibilité donnée aux acteurs et de réduire la charge opérationnelle liée aux demandes répétées de dérogation, de valider des trajectoires pluriannuelles pour les briques de coûts (coûts fixes annuels directs de l'installation, coûts fixes généraux, dépenses d'investissements récurrentes annualisées). Une telle validation permettrait de pré-instruire les dérogations pour les périodes ultérieures, tout en maintenant, pour chaque année, une vérification dépendante de certains paramètres actualisés, notamment le PPI retenu et les hypothèses de rentes.

La durée sur laquelle ces trajectoires de coûts pourraient être pré-validées dépend toutefois du niveau de visibilité dont disposent les acteurs pour justifier et documenter leurs déclarations de coûts. Plus cette visibilité est robuste, plus la pré-validation pourrait être envisagée sur un horizon long.

Les acteurs auraient la possibilité de redéclarer ces coûts, après validation initiale des trajectoires pluriannuelles par la CRE, dans le cadre des procédures de dérogation successives, lorsqu'un changement majeur le justifie.

Question 27 – Que pensez-vous de la proposition de la CRE de pré-validation de coûts sur plusieurs années dans le cadre des procédures de dérogation pour simplifier la charge opérationnelle ?

Question 28 – A partir de quel horizon de temps les acteurs disposent-ils de la visibilité nécessaire pour étayer des déclarations de coûts ? Par exemple 4 ans après la PL 2030-2031 ? (Dans ce cas, tous les coûts entre les PL 2026-2027 et 2033-2034 seraient demandés).

Pré-instruction des dossiers par types de capacité, en amont des demandes de dérogation

En amont de l'ouverture du guichet de dérogation, la CRE pourrait réaliser et publier une analyse du *missing money* portant sur l'ensemble des capacités existantes. Cette analyse s'appuierait sur un calcul normatif par typologie de capacités, réalisé à partir des données anonymisées recueillies dans le cadre de la procédure pour la PL 2026-2027. Les capacités seraient regroupées selon des critères pertinents tels que la filière, la puissance installée et la date de mise en service.

Lorsque l'analyse ferait apparaître, pour un groupe de capacités donné, un *missing money* manifestement supérieur au PPI, la CRE pourrait instaurer une procédure simplifiée. Dans ce cadre, les demandes de dérogation émanant des capacités appartenant à ce groupe seraient automatiquement accordées. Les sites concernés par ces demandes seraient dès lors inclus dans la liste des sites bénéficiant d'une dérogation, proposée par la CRE au ministre.

Pour les capacités dont le *missing money* ne serait pas manifestement supérieur au PPI, les exploitants demeureraient soumis au processus standard d'instruction des demandes de dérogation mis en place dans le cadre de la procédure pour la PL 2026-2027.

Question 29 – Que pensez-vous de la proposition de la CRE de pré-instruction des dérogations pour l'ensemble des capacités existantes, en amont de l'ouverture du guichet de dérogation ?

Question 30 – Dans ce cadre, quels critères paraissent pertinents pour différencier les différents types de capacités ?

Question 31 – Quelles autres mesures de simplification de la procédure de dérogation au PPI vous paraissent pertinentes ?

4. Eligibilité et durée des contrats pluriannuels

L'enchère PL-4 2030-2031 sera la première enchère du nouveau mécanisme de capacité dans laquelle des contrats pluriannuels pourront être octroyés. Dans le cadre de cette consultation publique, la CRE propose de traiter de plusieurs sujets relatifs à la contractualisation pluriannuelle :

- 1) des critères économiques pour l'examen des dossiers pluriannuels, notamment (i) de la liste des charges éligibles pour le respect du seuil d'investissement de 125 €/kWc, (ii) des éventuels autres critères économiques ;
- 2) la méthode de détermination de la durée des contrats pluriannuels pour les capacités éligibles ;
- 3) les prescriptions particulières pour les actifs à stock.

4.1. Critères d'éligibilité aux contrats pluriannuels

Cadre juridique

L'éligibilité aux contrats pluriannuels est encadrée par le décret relatif au fonctionnement du mécanisme de capacité. Les capacités de stockage et de production éligibles à des rémunérations pluriannuelles sont :

- « 1° Les installations de production qui se voient délivrer une autorisation administrative d'exploiter au titre de l'article L. 311-1, pour la première enchère à laquelle elles participent postérieurement à la délivrance de cette autorisation ;
- 2° Les installations de stockage faisant l'objet d'une première convention de raccordement, pour la première enchère à laquelle elles participent postérieurement à la signature de cette convention ;
- 3° Les installations de production réalisant une augmentation de puissance ;
- 4° Les installations de production réalisant des investissements de réduction d'émissions de dioxyde de carbone par kilowattheure permettant d'atteindre des émissions de dioxyde de carbone par kilowattheure inférieures à la valeur limite prévue à l'article R. 316-38, dont les installations mentionnées à l'article L. 311-1-1 ;
- 5° Les installations de production réalisant des investissements nécessaires à la poursuite de leur fonctionnement qui, en l'absence de tels investissements, auraient été fermées avant le début de la période de livraison objet de la procédure d'enchère concernée. » (article R. 316-36 du code de l'énergie).

Les capacités d'effacement sont éligibles à la rémunération pluriannuelle, si « les sites de soutirage qui les composent sont tous localisés sur le territoire métropolitain continental et si aucun de ces sites ne bénéficie, pour tout ou partie de la période de livraison considérée, d'un soutien public au titre du dispositif décrit à l'article L. 271-4. »

Le respect de ces critères est vérifié par RTE dans le cadre d'une procédure de préqualification prévue à l'article R. 316-39 du code de l'énergie. La CRE est saisie, conformément à l'article R. 316-40 du code de l'énergie, des dossiers des exploitants ayant validé la procédure de préqualification transmis par RTE.

Ces demandes sont examinées sur la base de critères économiques définis par arrêté du ministre chargé de l'énergie sur proposition de la CRE (même disposition). Ces critères incluent :

- un seuil d'investissement minimal fixé à 125 000 euros par mégawatt d'engagement de disponibilité pour la première période de livraison ;
- une liste des charges d'investissement à prendre en considération pour vérifier l'atteinte de ce seuil ». Par ailleurs, ces charges d'investissement doivent être réalisées au plus tard le jour précédant le premier jour de la période de livraison, doivent être nécessaires aux investissements permettant de rendre les capacités éligibles aux contrats pluriannuels, conformément à l'article R. 316-36 du code de l'énergie. Ces charges peuvent être antérieures au dépôt du dossier de demande d'autorisation dès lors qu'elles sont postérieures au 1er janvier 2022.

Analyse et proposition de la CRE

La CRE considère à ce stade que la définition de l'éligibilité aux contrats pluriannuels doit être fondée sur deux principes.

D'une part, **l'obtention du contrat pluriannuel doit être le déclencheur de la réalisation d'investissements** nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, qui n'auraient pas vu le jour dans le cas contraire. Si le déficit de marge identifié par RTE, sur lequel est susceptible d'être calibré le volume maximal de contrats pluriannuels pouvant être octroyés, tient compte de la contribution de capacités issues de décisions d'investissement déjà arrêtées, l'attribution de contrats pluriannuels à ces capacités ferait peser un risque sur la sécurité d'approvisionnement. Elle limiterait en effet l'émergence des nouveaux investissements pourtant nécessaires pour combler le déficit de marge identifié. Par conséquent, la CRE considère que les contrats pluriannuels ne sauraient bénéficier à des capacités

dont la décision d'investissement finale a été prise antérieurement à la publication des résultats de l'enchère.

D'autre part, et de manière corollaire, **les projets éligibles doivent justifier d'un besoin d'amortissement de coûts d'investissement initiaux**, nécessitant la visibilité offerte par une rémunération pluriannuelle.

En cohérence avec les principes énoncés plus haut, la CRE propose dans le cadre de cette consultation publique plusieurs critères économiques pour l'attribution des contrats pluriannuels.

En premier lieu, la CRE propose une liste de critères pour définir les charges éligibles au respect du seuil de 125 €/kW :

- **Critère d'éligibilité des charges 1** : La charge doit être une dépense d'investissement, c'est-à-dire une dépense en capital ou assimilée à du capital, pouvant être amortie au cours de la durée de vie de l'installation.
- **Critère d'éligibilité des charges 2** : La charge doit être un investissement initial, et non-récurrent.
- **Critère d'éligibilité des charges 3** : La charge doit être un investissement dont le but est le respect des critères d'éligibilité énoncés à l'article R. 316-36 du code de l'énergie, et qui est nécessaire à leur atteinte.
- **Critère d'éligibilité des charges 4** : La charge doit être relative à la construction et/ou à la fourniture des éléments techniques physiques de la capacité, c'est-à-dire que la dépense n'aurait pas été engagée en l'absence du projet de la capacité. Ces charges peuvent inclure le coût des éventuelles études techniques nécessaires au dimensionnement ou à la conception du projet d'investissement. Les coûts de financement pendant la période de construction (i.e. les intérêts intercalaires) seraient donc exclus.

En second lieu, en cohérence avec les principes rappelés ci-dessus, la CRE propose un critère économique additionnel au respect du seuil de 125 €/kW. Ce critère vise à garantir que l'octroi du contrat pluriannuel constitue bien le facteur déclenchant de l'investissement, et non une simple rémunération d'une capacité dont le développement aurait été engagé indépendamment de l'obtention effective de tout contrat pluriannuel.

- **Critère économique additionnel** : au moment de la soumission du dossier d'éligibilité, la décision finale d'investissement ne doit pas avoir été prise. Un engagement de l'acteur sur le fait de ne pas prendre sa FID avant la publication des résultats de l'enchère pourrait également être demandé. Cet engagement pourrait faire l'objet d'un contrôle ex-post.

Questions soumises à consultation

Question 32 – Êtes-vous favorable à la proposition de charges d'investissements de la CRE pour le respect du seuil de 125 €/kW relatif à l'éligibilité aux contrats pluriannuels ?

Question 33 – Quels sont les éléments non-physiques nécessaires à la réalisation d'un investissement, et qui justifient leur inclusion dans la liste des charges ?

Question 34 – Êtes-vous favorable au critère sur la décision finale d'investissement, au regard des principes énoncés par la CRE concernant l'éligibilité aux contrats pluriannuels ?

Question 35 - Pensez-vous utile de prévoir des dispositions particulières pour la première enchère ouverte à ce type de contrats ?

4.2. Durée des contrats pluriannuels

Cadre juridique

La décision de la Commission européenne du 22 décembre 2025 (SA.117564) relative à la réforme du mécanisme de capacité français prévoit que « *la durée des contrats pluriannuels alloués sera à la discrétion du porteur de projet [...]. La durée des contrats pluriannuels sera au maximum de 15 ans* ».

mais ne pourra cependant pas dépasser la durée d'amortissement du projet, sous contrôle de la CRE qui vérifiera l'éligibilité et la durée du contrat demandée avant le dépôt des offres à l'enchère PL-4. »

Le contrôle de la CRE sur la durée des contrats demandée par les acteurs, dans la limite de leur durée d'amortissement des projets, est inscrit dans le décret de la manière suivante :

- la durée des contrats pluriannuels est déterminée par la CRE pour chaque capacité éligible : « *La Commission de régulation de l'énergie détermine la durée de la rémunération pluriannuelle à laquelle chaque installation est éligible ainsi que le volume associé de capacité éligible à la certification.* » (article R. 316-40 du code de l'énergie) ;
- de plus, « *la rémunération pluriannuelle offerte lors des enchères organisées par le gestionnaire du réseau public de transport ne peut excéder ni quinze ans, ni la durée prévisionnelle d'amortissement des installations bénéficiant de la rémunération pluriannuelle.* » (article R. 316-35 du code de l'énergie).

Analyse et proposition de la CRE

La durée des contrats constitue un paramètre central du dispositif pluriannuel, dans la mesure où elle conditionne la visibilité offerte aux investisseurs et l'effet incitatif recherché.

La CRE présente ci-dessous plusieurs approches envisageables pour déterminer la durée des contrats pluriannuels, classées de la plus contraignante à la plus flexible. Ces approches s'inscrivent dans le cadre du contrôle des durées de contrat demandées par les exploitants, dans la limite de la durée d'amortissement des projets, conformément aux dispositions réglementaires.

Une première approche consisterait à comparer la durée de contrat demandée par les acteurs, à une durée maximale dépendant de seuils d'investissement croissants, à l'instar de ce qui est pratiqué dans d'autres pays européens. Ceci répond à une logique de besoin de sécurisation des revenus accru pour le financement des actifs les plus capitalistiques. En effet, plus l'intensité capitalistique d'un projet est élevée, plus le besoin de visibilité sur les revenus futurs est important pour sécuriser son financement, ce qui justifie donc une durée de contrat plus étendue, et ce qui se traduit *in fine* par une durée d'amortissement prévisionnelle plus longue.

Ces seuils pourraient être calibrés sur la base d'investissements standards, comme au Royaume-Uni ou en Pologne, soit dans une logique d'annuité constante par durée de contrat, comme en Belgique. Cette approche pourrait néanmoins améliorer artificiellement la compétitivité des capacités à forte intensité capitalistique, par rapport à certaines capacités moins capitalistiques. En effet, l'octroi de contrats pluriannuels sur des durées plus longues que des actifs moins capitalistiques leur permettrait d'avoir la visibilité nécessaire pour amortir leurs investissements sur une durée plus longue, et donc d'améliorer la compétitivité de leurs offres dans les enchères de capacité. Toutefois, s'ils bénéficiaient de contrats d'une même durée, des porteurs de projets moins capitalistiques pourraient également amortir leurs investissements sur une durée comparable (si la durée de vie technique du projet leur permet). Or, l'existence de tels seuils d'investissement les priverait de l'accès à des contrats de même durée.

Une deuxième approche consisterait à comparer la durée de contrat demandée par les acteurs à une durée maximale définie par type d'investissement, en fonction de leur durée d'amortissement typique. La CRE fixerait alors, sur la base d'études de référence telles que le Bilan Prévisionnel de RTE ou l'ERAA, une durée de contrat maximale propre à chaque catégorie d'investissement. Cette approche présente l'avantage d'ancrer la durée du contrat dans une réalité économique objectivée, tout en limitant les risques de sur-rémunération. Par exemple, le nouveau thermique et les nouvelles batteries pourraient recevoir des contrats de 15 ans, tandis que les autres investissements recevraient des contrats de 10 ans. Les acteurs pourraient potentiellement déroger à ces durées maximales, sous réserve d'une justification adéquate et étayée.

Tableau 5 – Durée de vie économique des investissements dans les études d'adéquation nationales et européennes.







Durée de vie économique des investissements		Source
Nouveau thermique	25 ans	ERAA 2024
Batteries	15 ans	ERAA 24, BP 24
Tout le reste (effacement, prolongation thermique, etc)	10 ans	ERAA 2024

Une **troisième approche**, plus souple, laisserait aux acteurs le soin de déclarer la durée d'amortissement prévisionnelle de leurs investissements, laquelle constituerait la borne haute de la durée du contrat pouvant leur être octroyée. La CRE définirait des critères d'acceptabilité pour examiner les durées d'amortissement déclarées et valider, le cas échéant, les durées de contrat demandées, en s'appuyant notamment sur les durées d'amortissement observées pour des actifs comparables et la durée de vie technique des équipements. Dans cette limite validée par la CRE, les exploitants pourraient choisir la durée effective de leur contrat en fonction de leurs contraintes de financement et de leur appétence au risque.

Si cette option présente une certaine simplicité de mise en œuvre, elle comporte un risque de surévaluation de la durée de vie économique déclarée, lequel doit toutefois être nuancé : les exploitants s'engageant à être disponibles sur toute la durée du contrat, ils s'exposent en cas d'indisponibilité à des pénalités financières ou à l'obligation de se rééquilibrer sur le marché secondaire — ce qui limite toute incitation de sur-déclaration à la durée de vie technique réelle de l'actif. Afin de limiter tout risque résiduel, la CRE pourrait en outre exiger que la durée déclarée soit certifiée par un commissaire aux comptes.

Dans les autres pays européens, la durée des contrats dépend typiquement du montant des investissements initiaux. Les contrats les plus longs sont octroyés aux capacités ayant le plus de CAPEX initiaux à amortir.

Tableau 6 – Seuils d’investissement par durées de contrats dans les mécanismes de capacité en Europe

Pays	Durée de contrat	Seuil de CAPEX		Méthode de calcul
Belgique 	3 ans	106	€/kW installé	Seuils établis de façon à correspondre à des charges annuelles d'investissement identiques au seuil 15 ans
	8 ans	239		
	15 ans	360		Coûts d'investissement annualisés de la technologie du nouvel entrant le plus compétitif.
Pologne 	5 ans	89	€/kW certifié	Pas d'explication identifiée, à part « <i>based on a list of technologies, to ensure technological neutrality</i> » Seuil 5 ans en ligne avec les investissements de rénovation d'une centrale charbon
	15 ans	533		
Irlande 	10 ans	300	€/kW certifié	40% des coûts d'investissement du meilleur nouvel entrant
Italie 	15 ans	200	€/kW certifié	40% des coûts d'investissement du meilleur nouvel entrant
GB 	3 ans	190	€/kW certifié	Installation d'un équipement de réduction de NOx sur une centrale charbon, ajustée sur l'inflation tous les ans
	15 ans	375		Estimation basse des investissements d'un nouvel entrant
France 	Durée maximale : 15 ans	125	€/kW certifié	

Source : CRE, sur la base des éléments présentés par RTE lors du GT du 17 Juillet 2024 (issus des analyses du SPF Economie)

Questions soumises à consultation

- Question 36 – De manière générale, quelle approche parmi les trois proposées vous semble la plus adaptée pour déterminer la durée des contrats pluriannuels, au regard des objectifs poursuivis par le dispositif pluriannuel ?
- Question 37 – S'agissant de la 1ère approche, comment les seuils devraient-ils être calculés ? Par technologie ou dans une logique d'annuité constante par durée de contrat ? Quelles données de référence seraient les plus appropriées pour procéder à ce calibrage ?
- Question 38 – S'agissant de la 2ème approche, que pensez-vous des durées d'amortissement standard proposées par la CRE —15 ans pour les nouvelles capacités thermiques et les nouvelles batteries, et 10 ans pour les autres capacités ?
- Question 39 – Ces durées vous semblent-elles cohérentes avec les réalités économiques et techniques de vos actifs ? Certaines catégories d'investissement vous semblent-elles insuffisamment ou excessivement couvertes ?
- Question 40 – S'agissant de la 3ème approche, fondée sur une déclaration libre de la durée d'amortissement, l'exigence d'une certification par un commissaire aux comptes vous semble-t-elle constituer une garantie suffisante contre le risque de surévaluation ?
- Question 41 – Enfin, avez-vous une proposition alternative ou des aménagements à suggérer sur l'une ou l'autre de ces approches ?

4.3. Autres sujets sur le pluriannuel

Evolution de la certification des capacités bénéficiant d'un contrat pluriannuel

L'article R. 316-40 du code de l'énergie prévoit que des prescriptions particulières puissent être introduites dans les règles du mécanisme de capacité pour tenir compte des spécificités des différentes filières. Ces prescriptions doivent notamment prendre en compte leur « *contribution effective à la sécurité d'approvisionnement* » et inclure « *des modalités adéquates pour limiter le risque d'éviction induite de capacités existantes, ainsi que le risque d'éviction induite de nouvelles capacités de filières plus adaptées aux enjeux de sécurité d'approvisionnement* ».

En particulier, la contribution effective des actifs à stock à la sécurité d'approvisionnement sur un horizon de temps pluriannuel est incertaine. La contribution à la réduction de la défaillance dépend notamment des contraintes de rechargement entre les périodes de défaillance, et donc du développement du parc de batteries, ce qui est particulièrement incertain à un horizon de 20 ans (un contrat pluriannuel octroyé fin 2026 ou début 2027, pour un début lors de la PL 2030-2031 pourrait au maximum être en vigueur jusqu'à l'hiver 2045-2046).

Plusieurs options peuvent être envisagées quant à la certification des nouveaux actifs bénéficiant de contrats pluriannuels, et notamment des actifs à stock.

Une première option consisterait à ce que les coefficients de certification des actifs pluriannuels soient évolutifs, et fixés dans le rapport de paramétrage de chaque période de livraison. Le coefficient de certification des actifs bénéficiant d'un contrat pluriannuel serait dès lors identique au coefficient de certification des actifs existants. Cette option présente l'avantage de refléter aussi finement la contribution à la sécurité d'approvisionnement des actifs bénéficiant d'un contrat pluriannuel que celle des actifs existants.

Néanmoins, l'objectif des contrats pluriannuels est de faire émerger de nouvelles capacités nécessaires en cas de déficit de marge par rapport au critère de défaillance. Or, cette option limite la visibilité offerte aux nouvelles capacités éligibles à un contrat pluriannuel quant aux futurs revenus capacitaires. Cette visibilité permet toutefois de réduire les risques liés aux investissements et faciliter leur financement, particulièrement pour les capacités à forte intensité capitalistique. Un contrat pluriannuel ne donnant pas un minimum de certitudes sur le niveau de certification, et donc sur les revenus futurs, risquerait de ne pas remplir son rôle de déclencheur d'investissement.

Une deuxième option consisterait à prévoir, au moment du paramétrage de l'enchère ouverte à la contractualisation pluriannuelle, un niveau plancher de certification au-delà de la première période de livraison. Comme dans la première option, le coefficient de certification des actifs lors des périodes de livraison successives serait fixé de PL en PL à travers les paramétrages successifs, mais pourrait uniquement être supérieur ou égal à ce niveau plancher.

Par rapport à la première option, cette solution permettrait de réduire les risques liés aux investissements et faciliter leur financement. Toutefois, les offres lors des enchères pour les actifs pluriannuels, et les décisions d'investissement qui en découlent, risquent de prendre comme hypothèse de référence ce niveau de certification plancher. Dès lors, tout niveau de certification supérieur à ce niveau plancher, et tout revenu supplémentaire qui en découle, pourrait être perçu comme un effet d'aubaine pour les exploitants.

Enfin, une troisième option consisterait à fixer lors du paramétrage de l'enchère pluriannuelle le niveau de certification des nouvelles capacités éligibles à la rémunération pluriannuelle, pour l'ensemble de la durée de vie du contrat. Par rapport aux deux premières options présentées, cette solution accroît la visibilité quant aux revenus capacitaires futurs. Toutefois, le niveau de certification fixé *ex-ante* pourrait être décorrélié de la contribution réelle des capacités à la sécurité d'approvisionnement.

Ces différentes solutions ont de plus des effets de bord sur le dimensionnement de la courbe de demande pour les périodes de livraison lors desquelles des contrats pluriannuels sont en vigueur, et en particulier sur le calcul de la capacité de référence via la méthode de construction par l'offre proposée par la CRE sur la base du rapport de paramétrage de RTE.

Question 42 – Parmi les trois options proposées, quelle option de certification vous paraît la plus adéquate pour sécuriser des investissements en cas d'apparition d'un besoin, tout en reflétant la contribution des filières à la sécurité d'approvisionnement ?

Volume minimal de capacités créatrices nettes d'énergie

S'agissant des capacités de stockage, l'article 3 du décret relatif au mécanisme de capacité introduit pour la PL 2030-2031 une contrainte supplémentaire. Au-delà du volume maximal de nouvelles capacités éligibles aux contrats pluriannuels, le rapport de paramétrage définit un volume minimal de capacités créatrices nettes d'énergie, c'est-à-dire de capacités ne reposant pas sur des installations de stockage. Ce volume minimal correspond au « *besoin en capacités créatrices nettes d'énergie sur les périodes de tension du système électrique nécessaires à la sécurité d'approvisionnement* », calculé en tenant compte des nouvelles capacités de stockage susceptibles d'être connectées avant le début de la PL 2030-2031.

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.

Question 43 – Quelles seraient selon vous les modalités les plus appropriées pour déterminer le volume minimal de capacités créatrices nettes d'énergie, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement à long terme ?

Avis sur les règles

Les règles du mécanisme de capacité doivent être complétées, s'agissant notamment des contrats pluriannuels, dont les modalités n'étaient pas nécessaires à l'organisation de la première enchère pour la PL 2026-2027. RTE reprendra prochainement son processus de concertation pour aboutir à une nouvelle proposition de règles couvrant tous les aspects du mécanisme de capacité pour la première enchère de la PL 2030-2031. A ce titre, et dans l'attente des prochaines discussions, la CRE souhaite sonder les acteurs sur les derniers points en suspens.

Question 44 – Avez-vous des remarques sur le fonctionnement des enchères ouvertes à la contractualisation pluriannuelle, et l'articulation des contrats pluriannuels avec les contrats d'un an au sein d'un unique processus de sélection ?

Question 45 – Avez-vous d'autres remarques sur le paramétrage et les règles des futures enchères du mécanisme de capacité ?