



Mécanisme de capacité

Rapport de paramétrage de la période de livraison
2026/2027



21 janvier 2026

Table des matières

1	Introduction.....	3
2	Scénarios de dimensionnement de la courbe de demande	4
3	Les paramètres de certification (coefficients filières, abaques de contraintes de stock)	5
3.1	Moyens sans contraintes de stock	5
3.1.1	Coefficients filières établis dans le cadre de la certification standard	5
3.1.2	Cas particulier du coefficient filière pour la méthode de certification normative.....	5
3.2	Moyens avec contraintes de stock	6
3.2.1	Abaque de contraintes de stock	6
3.2.2	Coefficient filière pour les moyens avec contraintes de stock qui dépendent du système électrique pour se recharger	7
4	La contribution des pays interconnectés à la sécurité d’approvisionnement	8
5	La courbe de demande en capacités	9
5.1	Calcul de C_{ref}	9
5.1.1	Parc de référence	9
5.1.2	Parc projeté et marge	10
5.1.3	Certification du parc de référence.....	10
5.1.4	Participation des capacités étrangères en mode explicite	11
5.1.5	Capacité de référence.....	12
5.2	CONE et prix plafond global	12
5.3	Détermination de C_{min} et C_{max}	13
5.4	Courbes de demande proposées pour la PL 2026/2027	14
6	Le prix plafond intermédiaire	15
7	Le volume réservé aux flexibilités V_{flex}	16
8	Le vecteur de température extrême	16

1 Introduction

Le présent document constitue le rapport de paramétrage établi par RTE au titre des articles R316-1 et R.316-3 du Code de l'énergie pour la première période de livraison du nouveau mécanisme de capacité portant sur l'hiver 2026/2027. Il met pour la première fois en application les méthodologies établies par RTE dans le rapport de *Méthodologies de définition des paramètres du mécanisme de capacité à partir de la période de livraison 2026/2027*. Ce rapport restitue en annexe des éléments complémentaires apportés à l'issue des échanges avec le régulateur.

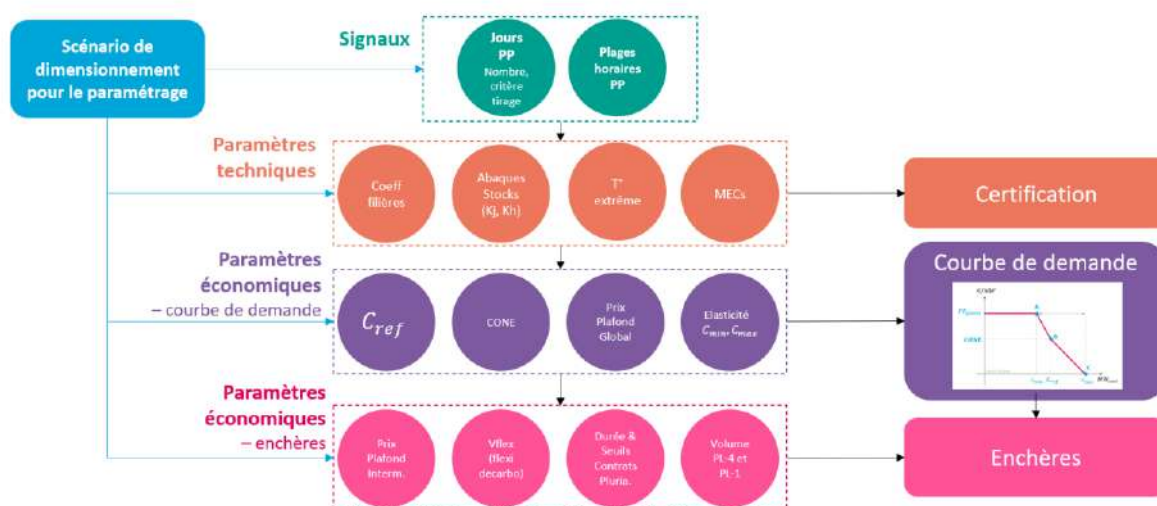


Figure 1 : Vue d'ensemble des paramètres du mécanisme de capacité

Comme indiqué dans le rapport lié aux méthodologies de paramétrage, seuls les paramètres pertinents pour la période de livraison 2026/2027 sont calculés pour cette première édition. Ils se réfèrent donc à une enchère unique sans possibilité de souscription de contrats pluriannuels.

2 Scénarios de dimensionnement de la courbe de demande

Pour la période de livraison 2026/2027, les méthodologies de construction des paramètres et notamment de la courbe de demande sont appliquées à deux scénarios de dimensionnement issus des trajectoires étudiées dans le *Bilan prévisionnel 2025* :

- Un premier scénario de dimensionnement fondé sur le niveau de consommation associé à la trajectoire de « décarbonation rapide - atteinte des objectifs publics » (460 TWh), couplée à la trajectoire R3 de développement des énergies renouvelables (ci-après « Décarbonation rapide ») ;
- Un second scénario de dimensionnement fondé sur le niveau de consommation associé à la trajectoire de « décarbonation lente - objectifs publics non atteints » (450 TWh), couplée à la trajectoire R3 de développement des énergies renouvelables (ci-après « Décarbonation lente »).

Ces deux scénarios de dimensionnement permettent de proposer deux courbes de demande. Une troisième courbe de demande est proposée par une combinaison linéaire des deux premières de manière à refléter un scénario intermédiaire. La CRE pourra également proposer une autre combinaison linéaire des courbes de demande issues des scénarios de dimensionnement proposés.

En ce qui concerne les coefficients portant sur la certification, un unique jeu de paramètres est retenu, leurs valeurs étant quasi identiques dans les deux scénarios de dimensionnement.

3 Les paramètres de certification (coefficients filières, abaques de contraintes de stock)

Les paramètres de certifications (coefficients filières des moyens et abaques liés aux contraintes de stock) permettent de représenter la contribution effective des capacités attendues lors des épisodes de tension du système. Ceux-ci sont issus des analyses menées autour des scénarios du *Bilan prévisionnel 2025*, selon les méthodologies décrites par RTE dans le rapport dédié.

Les filières pour lesquelles aucun coefficient filière n'est précisé explicitement auront un coefficient filière réputé égal à 1.

Comme explicité en partie 2, un unique jeu de paramètres de certification est établi pour les deux scénarios de dimensionnement.

3.1 Moyens sans contraintes de stock

3.1.1 Coefficients filières établis dans le cadre de la certification standard

Comme expliqué dans le rapport de RTE portant sur les méthodologies de définition des paramètres¹, les coefficients filière des moyens de production sans contrainte de stock sont calculés en utilisant une méthode dite moyenne, ou méthode de la contribution moyenne à la défaillance sur la base d'une étude prospective probabiliste respectant le critère de sécurité d'approvisionnement. Elle consiste à évaluer, pour une filière donnée et un horizon temporel donné, la production moyenne des actifs qui la composent pendant les épisodes de défaillance, et pendant les heures PP, sur l'ensemble des configurations simulées. Le coefficient filière est égal au rapport entre ces 2 valeurs :

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

En partant des analyses d'équilibre offre-demande du *Bilan prévisionnel 2025*, l'application de cette méthodologie conduit aux résultats présentés dans le tableau suivant.

Tableau 1 : Coefficients filière pour la certification standard

Filière	Coefficient filière standard proposé pour la PL 2026/2027
Thermique à flamme	1,00
Nucléaire	0,95
Hydraulique fil de l'eau (certification standard)	0,80

3.1.2 Cas particulier du coefficient filière pour la méthode de certification normative

Le coefficient filière qui s'applique en méthode normative diffère de celui appliqué à la méthode standard, bien qu'il soit calculé avec la même méthodologie décrite plus haut. Le calcul est effectué en utilisant la formule suivante :

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

En partant des analyses d'équilibre offre-demande du *Bilan Prévisionnel 2025*, l'application de cette méthodologie conduit aux résultats présentés dans le tableau suivant.

¹ RTE, *Méthodologies de définition des paramètres du mécanisme de capacité à partir de la période de livraison 2026/2027*

Tableau 2 : Coefficients filière pour la certification normative

Filière	Coefficient filière normatif proposé pour la PL 2026/2027
Hydraulique fil de l'eau (certification normative)	0,40
Solaire	0,05
Eolien terrestre	0,15
Eolien en mer	0,30

Il est à noter que les actifs de la filière « hydraulique fil de l'eau » pouvant se certifier en méthode standard ou en méthode normative (conformément aux règles du mécanisme de capacité), un coefficient différent est calculé pour chacune de ces deux méthodes, et appliqué en fonction du choix de l'acteur au moment de la certification. Ces deux coefficients correspondent toutefois à une contribution à la défaillance de la filière similaire en moyenne, étant donné qu'ils ne s'appliquent pas à la même puissance (puissance installée dans la certification normative, puissance disponible lors des pointes dans la certification standard).

3.2 Moyens avec contraintes de stock

La certification des moyens à contraintes de stock intègre deux coefficients, afin de représenter au mieux les limites pesant sur leur contribution à la défaillance selon leurs contraintes en énergie (un stock ne peut servir qu'à condition qu'il soit rempli et dans la limite de sa durée de stock), selon la situation du système (les installations à stocks font face à un phénomène de cannibalisation et sont d'autant moins aptes à réduire la défaillance que leur volume cumulé est élevé car elles se font d'autant plus concurrence pour se recharger) et selon leurs caractéristiques techniques.

3.2.1 Abaque de contraintes de stock

L'abaque K_j de contraintes de stock permet de représenter l'impact de la durée d'un stock (en abscisse sur la figure 2) sur la disponibilité à la défaillance des moyens considérés. Elle est déterminée par l'observation des défaillances journalières pendant les heures PP dans les simulations de l'équilibre offre-demande et la comparaison entre la durée de défaillance et de stock modélisée. Les heures PP étant au nombre de 6 par jour, l'abaque sature logiquement à 6h.

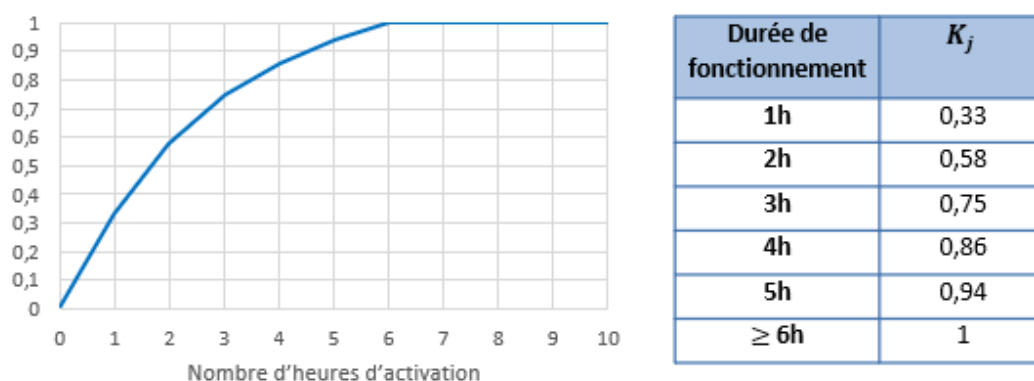


Figure 2 : Abaque des coefficients K_j pour la période de livraison 26/27

Comme cela a été annoncé lors de la concertation², le coefficient K_h représentant des contraintes de stock hebdomadaires, héritage de la première version du mécanisme et très peu utilisé par les acteurs, sera réputé égal à 1 pour toutes les énergies de stock pour la PL 2026/2027.

3.2.2 Coefficient filière pour les moyens avec contraintes de stock qui dépendent du système électrique pour se recharger

Le coefficient filière standard est déterminé de sorte que le produit $C_{filière} \times K_j$ soit le plus proche possible de la contribution effective à la défaillance des moyens observée dans les simulations d'équilibre offre-demande menées dans le cadre du Bilan prévisionnel. Celle-ci tient compte des contraintes liées à la filière, mais également du phénomène de cannibalisation à la recharge, tel que mis en évidence dans le rapport de RTE portant sur les méthodologies de définition des paramètres³. Les STEP saisonnières caractérisées par un réservoir supérieur de très grand volume utile ne sont pas concernées par ce phénomène, et pourront se certifier en tant que filière « hydraulique – autres » avec un coefficient filière égal à 1.⁴

Tableau 3 : Coefficients filière standards pour les moyens à contraintes de stock

Filière	Coefficient filière standard proposé pour la PL 2026/2027
Batteries	0,55
STEP (journalières et hebdomadaires)	0,70

L'augmentation attendue du volume de capacité de stocks à l'horizon 2030-2035, en Europe en général, et en France en particulier, conduit à anticiper une augmentation du phénomène de cannibalisation à la recharge mentionné plus haut. Les analyses du Bilan prévisionnel montrent que les coefficients filière pour les moyens à stock sont susceptibles de diminuer sensiblement dans les projections à l'horizon 2030, la contribution des batteries à la sécurité d'approvisionnement étant plus faible à cet horizon du fait de l'évolution du système électrique.

Ce phénomène s'observe dans de nombreux mécanismes de capacité en Europe (Pologne, Royaume-Uni, Belgique...), avec des coefficients filière (ou *derating factors*) qui tendent à baisser significativement pour les enchères de capacité des prochaines années.

² GT n°15 portant sur la refonte du mécanisme de capacité du 18 décembre 2025

³ RTE, *Méthodologies de définition des paramètres du mécanisme de capacité à partir de la période de livraison 2026/27*

⁴ La version initiale de ce rapport de paramétrage soumise pour saisine à la CRE ne prenait pas en compte la différence entre STEP journalières, hebdomadaires et saisonnières. Cette différence a également été prise en compte dans la construction de C_{ref} .

4 La contribution des pays interconnectés à la sécurité d'approvisionnement

La méthodologie ACER⁵ prescrit le calcul de la *Maximum Entry Capacity*, que RTE a décliné par la technique des *net positions* : elle consiste à répartir l'énergie nette importée à la défaillance entre les pays européens exportateurs nets selon leur propre positions nettes⁶.

Les pays interconnectés participant explicitement au mécanisme de capacité français seront à terme la Belgique, l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne, et l'Irlande (une fois l'interconnexion Celtic mise en service). Pour la période de livraison 2026/2027 faisant l'objet de ce rapport, seule la frontière belge est officiellement ouverte à la participation transfrontalière explicite.

La contribution identifiée dans les analyses du Bilan prévisionnel pour les différents pays interconnectés est résumée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4 : « *Maximum entry capacity* » la PL 2026/2027

2026/2027	Décarbonation Rapide [MW]	Décarbonation Lente [MW]
	12250	14250
dont Belgique	0	10

Dans les deux scénarios de dimensionnement, la MEC de la Belgique est inférieure au seuil de 50 MW, ce qui conduit à ne pas ouvrir cette frontière à la participation explicite approfondie pour la période de livraison 2026/2027, conformément aux règles du mécanisme de capacité.

Dans les projections futures à l'horizon 2030, les premières analyses menées dans le cadre du Bilan prévisionnel tendent à montrer une contribution totale des pays interconnectés en baisse significative. Cette baisse s'explique par les hypothèses d'évolution du système électrique prises à cet horizon :

- tendances en partie similaires dans de nombreux pays (électrification du chauffage qui accroît la thermosensibilité du système européen, développement des renouvelables...) qui tend à multiplier les modes communs sur l'équilibre offre-demande en Europe ;
- hypothèse prudente de résorption des surcapacités par rapport aux critères de sécurité d'approvisionnement dans différents pays, afin de ne pas faire reposer la sécurité d'approvisionnement française sur l'hypothèse de surcapacités durables dans les pays voisins.

⁵ Décision n°36/2020 du 22 décembre 2020 relative aux spécifications techniques pour la participation transfrontalière dans les mécanismes de capacité

⁶ RTE, *Méthodologies de définition des paramètres du mécanisme de capacité à partir de la période de livraison 2026/27*

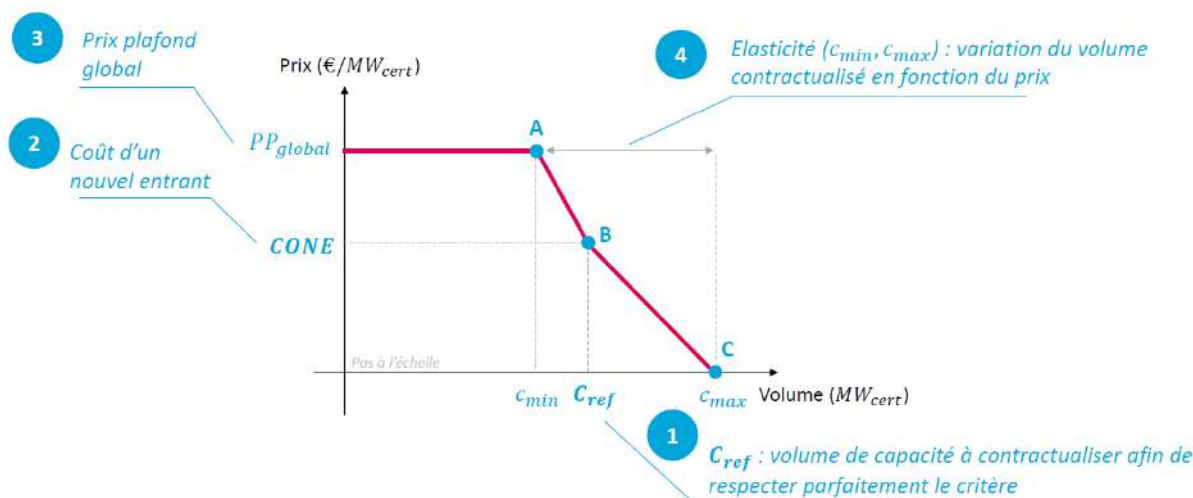
5 La courbe de demande en capacités

L'article R.316-3 du code de l'énergie prescrit le calcul par RTE « d'au moins trois projets de courbe de demande pour chaque enchère relative à une période de livraison sur la base de plusieurs scénarios distincts qui reflètent différentes visions prospectives du système électrique issues du bilan prévisionnel » à transmettre au régulateur et aux pouvoirs publics.

Les scénarios de dimensionnement de la courbe de demande reflétant les différentes visions prospectives du système électrique issues du Bilan prévisionnel sont présentés dans la section 2. Ces scénarios permettent d'établir deux premières courbes de demandes, que l'on complète par une troisième, moyenne des deux premières. La CRE pourra également le cas échéant proposer une autre combinaison linéaire des deux premières courbes de demandes.

La courbe de demande proposée par RTE est déterminée par les paramètres principaux suivants :

1. **C_{ref}** : la capacité de référence, c'est-à-dire le volume de capacité à contractualiser afin d'assurer le strict respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Ce paramètre est présenté dans la section 5.1 ;
2. **CONE** : le coût du nouvel entrant. Ce paramètre est présenté dans la section 5.2 ;
3. **Prix plafond global** : ce paramètre est présenté dans la section 5.3 ;
4. **Paramètres relatifs à l'élasticité de la courbe** (C_{min} , C_{max}) : ces paramètres sont présentés dans la section 5.3.



5.1 Calcul de C_{ref}

C_{ref} constitue le paramètre le plus dimensionnant de la courbe de demande : il représente le volume de capacité certifiée à contractualiser pour respecter exactement le critère de sécurité d'approvisionnement.

5.1.1 Parc de référence

Le parc de référence est construit à partir du parc projeté en France dans le scénario de dimensionnement considéré, ajusté par l'ajout ou le retrait de capacités fictives reflétant les « marges » ou le déficit de capacité du système observé dans les études de sécurité

d’approvisionnement. Par construction, le parc de référence permet d’atteindre un niveau de sécurité d’approvisionnement exactement égal au critère dans les projections et simulations menées par RTE.

Il intègre également les hypothèses sur la répartition entre flexibilités de la demande explicites (considérées de manière directe dans la courbe de demande) ou implicites (venant en déduction de la consommation et donc du volume réservé par la courbe de demande), ainsi que la capacité nécessaire à la fourniture des services système, des réserves rapides et complémentaires ainsi que le service interruptibilité.

5.1.2 Parc projeté et marge

A l’horizon 2026/2027, les analyses du *Bilan prévisionnel 2025* envisagent une situation surcapacitaire en France. Du fait de la relative proximité temporelle de l’horizon, les trajectoires d’évolution possible restent assez proches. La trajectoire de consommation haute se place dans le chemin nécessaire pour l’atteinte des objectifs climatiques, là où la trajectoire basse accuse déjà un léger retard dans l’électrification des usages, conduisant à un écart de marge pour respecter le critère de sécurité d’approvisionnement entre 1 et 2 GW.

Tableau 5 : Valeurs de marge dans les scénarios de dimensionnement

Scénario de dimensionnement	Marge utilisée pour C_{ref}
Décarbonation rapide	8,0 GW
Décarbonation lente	9,5 GW

Hypothèses de répartition entre flexibilités de la demande explicites versus implicites

A l’horizon 2026/2027, à l’exception de la flexibilité issue des offres tarifaires du type TEMPO qui vient en déduction du volume réservé par la courbe de demande, le reste des flexibilités dynamiques présentes dans les scénarios de dimensionnement sont considérées comme participant de façon explicite à l’enchère, et ainsi intégrées dans le parc de référence. Cela concerne les effacements industriels, tertiaires et résidentiels.

5.1.3 Certification du parc de référence

Paramètres techniques utilisés pour la certification du parc de référence

La certification du parc de référence se base sur les coefficients instruits en section 3 et est cohérente avec les règles de certification du mécanisme de capacité :

- Pour les capacités thermiques (y compris déchets et bioénergies) et les effacements, une évaluation de la disponibilité moyenne en période PP est menée, conformément à la méthode de calcul des coefficients. Le volume certifié projeté est donc le produit de la disponibilité PP évaluée et du coefficient filière.
- Pour les capacités renouvelables certifiées de manière normative, le volume certifié projeté est le produit de la capacité installée et du coefficient filière.
- Pour les filières hydroélectriques (hors fil de l’eau et STEP), le niveau de certification considéré correspond à la contribution de ces filières à la défaillance.
- Pour les filières disposant de contraintes de stock (batteries, STEP, effacements et autres flexibilités explicites, etc.), la disponibilité aux heures PP est multipliée par le coefficient de contraintes de stock journalier K_j , ainsi que par le coefficient filière $C_{filière}$.

Tableau 6 : Coefficients filières utilisés pour la certification du parc de référence

Filière	Coefficient utilisé pour le calcul de C_{ref}
Thermique à flamme	1,00
Nucléaire	0,95
Fil de l'eau	0,40
Solaire	0,05
Eolien terrestre	0,15
Eolien en mer	0,30
STEP (journalière et hebdo)	0,70
Hydraulique Autre (incl. STEP saisonnières) ⁷	1,00
Batteries ⁸	
1 heure	0,18 (0,55 × 0,33)
2 heures	0,32 (0,55 × 0,58)

Niveau de certification par filière

Tableau 7 : Certification projetée pour la construction de C_{ref} dans les 2 scénarios de dimensionnement

Filière	Décarbonation rapide	Décarbonation lente
Nucléaire	48,5 GW	48,5 GW
Thermique à flamme	13,0 GW	13,0 GW
Hydraulique (hors fil de l'eau)	12,3 GW	12,3 GW
EnRv (PV, éolien, fil de l'eau)	9,5 GW	9,5 GW
Flexibilités ⁹ & autres	5,2 GW	5,2 GW
Total	88,5 GW	88,5 GW

5.1.4 Participation des capacités étrangères en mode explicite

Pour la période de livraison 2026/27, seule la frontière belge est ouverte à la participation transfrontalière explicite approfondie. Comme expliqué en partie 4, les analyses de contribution maximale (*Maximal Entry Capacity*) identifient dans les deux configurations une contribution de la Belgique inférieure au seuil de 50 MW en deçà duquel la participation explicite approfondie n'est pas mise en œuvre, conformément aux règles du mécanisme. Ainsi, C_{ref} n'intègre pas de capacités étrangères pour la PL 2026/2027.

RTE retient une contribution explicite des capacités étrangères nulle pour la période de livraison 2026/2027. La contribution des pays interconnectés est prise en compte de manière implicite pour cette période de livraison.

⁷ La version initiale de ce rapport soumis pour saisine à la CRE ne prenait pas compte la différence entre STEPs journalières, hebdomadaires et saisonnières. Les valeurs de certification du parc et de C_{ref} ont été modifiées pour prendre en compte cette distinction.

⁸ Les coefficients batteries combinent l'impact du coefficient filière et du coefficient de contrainte de stock issu de l'abaque.

⁹ Hors STEP, incluses dans la ligne hydraulique.

5.1.5 Capacité de référence

L'intégration des éléments des sections ci-dessus permet la construction de C_{ref} pour les deux scénarios de dimensionnement.

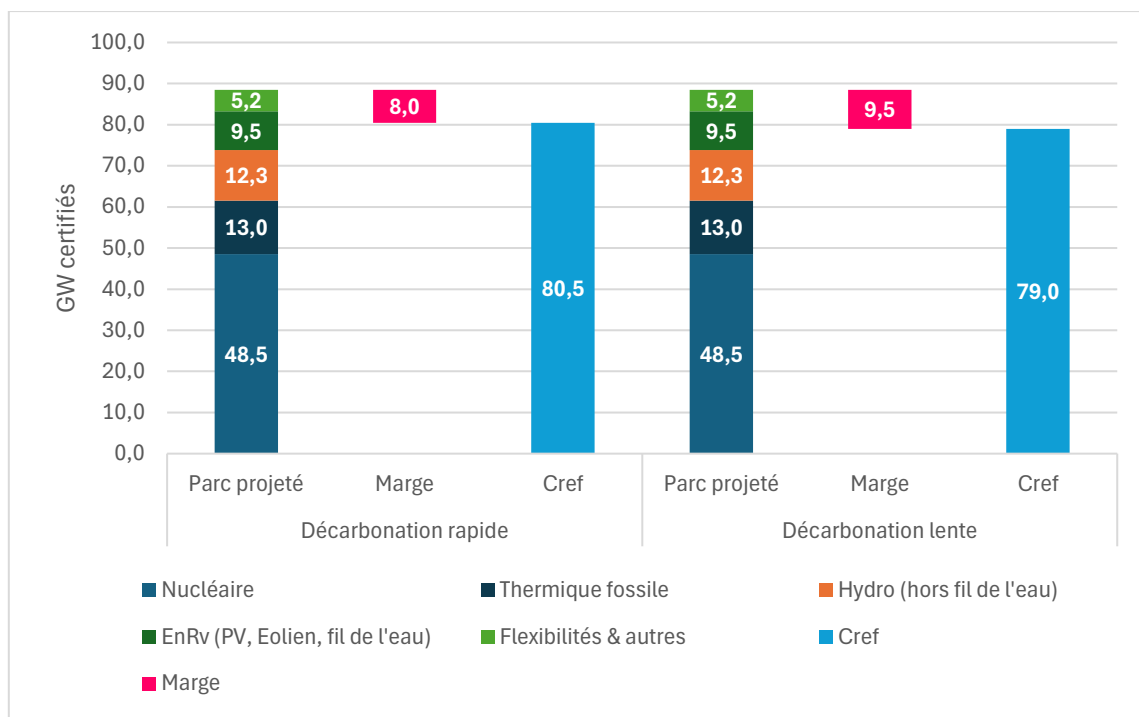


Figure 4 : Construction de C_{ref} dans les deux trajectoires de décarbonation

RTE obtient les valeurs suivantes de C_{ref} pour la période de livraison 2026/2027 :

- **Décarbonation rapide : $C_{ref} = 80,5 \text{ GW}$**
- **Décarbonation lente : $C_{ref} = 79,0 \text{ GW}$**
- **Trajectoire intermédiaire : $C_{ref} = 79,8 \text{ GW}$**

Le choix du scénario de dimensionnement aura un impact limité sur la marge en capacité du système pour la période de livraison 2026/2027, étant donné la proximité de l'échéance. En revanche, le choix du scénario aura un impact plus marqué pour les prochaines années, notamment à l'horizon 2030.

Dans cette perspective, RTE suggère de retenir des scénarios globalement compatibles avec les orientations de politique énergétique et notamment avec l'ambition de décarbonation et de réindustrialisation de la France, de manière à éviter une fragilisation de l'alimentation électrique dans le cas où l'électrification s'accélérerait effectivement. Par ailleurs, RTE appelle à une planification cohérente entre le dimensionnement du système en matière d'équilibre offre-demande et en matière de développement du réseau.

5.2 CONE et prix plafond global

Pour les premières périodes de livraisons du mécanisme, les analyses menées par RTE dans le cadre du *Bilan prévisionnel 2025* font état de l'anticipation d'un système surcapacitaire. L'enjeu sur l'incertitude du coût de capacités au-delà du CONE est donc relativement faible. Un coefficient D faible est donc proposé.

Actuellement, le $CONE$ en France est déterminé par la filière effacement :

$$CONE = CONE_{brut} = CONE_{net} = 60 \text{ k€}/\text{MW}.an$$

Cette valeur correspond à celle établie par délibération de la CRE autour de la définition du critère de sécurité d'approvisionnement et faisant suite à une proposition de RTE¹⁰ en 2022.

Afin de permettre la participation au mécanisme de capacités qui disposeraient d'un coût supérieur, un coefficient D peut s'appliquer pour obtenir le prix plafond global. Conformément aux éléments discutés en concertation avec les acteurs, RTE propose pour ce coefficient la valeur suivante :

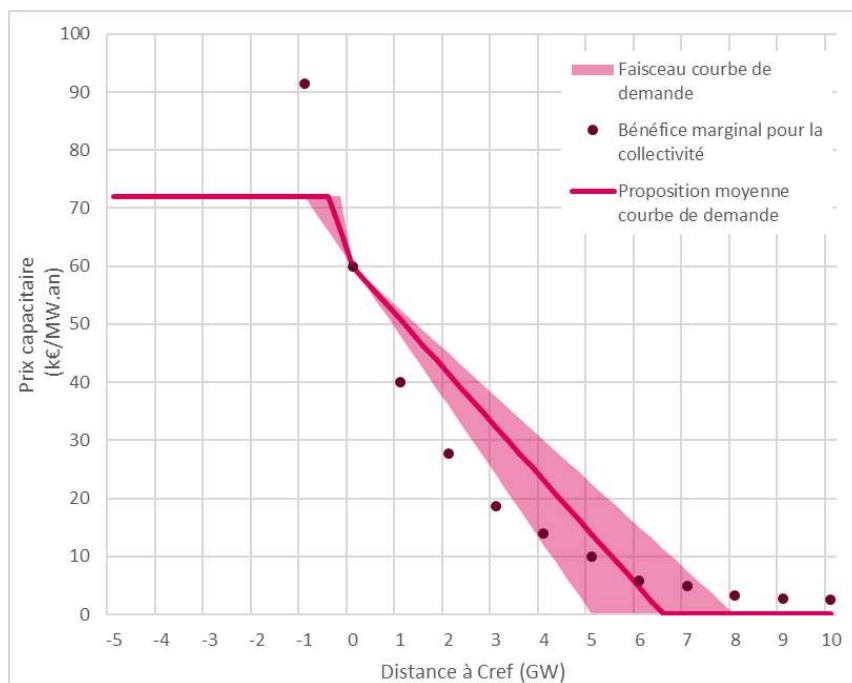
$$D = 1,2$$

La valeur de prix plafond global proposée par RTE est donc :

$$PP_{global} = D \times CONE = 72 \text{ k€}/\text{MW}.an$$

5.3 Détermination de C_{min} et C_{max}

Les analyses menées par RTE montrent une forte élasticité dans le bénéfice marginal pour la collectivité des capacités installées, a fortiori au-delà du volume C_{ref} . Conformément à la méthodologie établie par RTE dans le rapport de *Méthodologies de définition des paramètres du mécanisme de capacité à partir de la période de livraison 2026/2027*, les valeurs C_{min} et C_{max} sont déterminées pour approximer cette élasticité par deux segments de droites de part et d'autre du point $(C_{ref}, CONE)$. Les analyses menées par RTE montrent des valeurs d'élasticité très similaires pour les deux scénarios de dimensionnement étudiés : une unique courbe est présentée et utilisée.



¹⁰ RTE, *Proposition pour la mise à jour du critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique français* (2022); Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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, Acte juridique Nos. 2022-152 (2022).

Figure 5 : Bénéfice marginal pour la collectivité, intervalles proposés pour la courbe de demande, et proposition de courbe de demande relative à C_{ref}

Les analyses menées par RTE permettent d'identifier des intervalles de proposition pour C_{min} et C_{max} :

$$C_{min} \in [C_{ref} - 0,75 \text{ GW} ; C_{ref} - 0,25 \text{ GW}]$$

$$C_{max} \in [C_{ref} + 5 \text{ GW} ; C_{ref} + 8 \text{ GW}]$$

RTE propose de retenir le milieu de l'intervalle d'incertitude :

$$C_{min} = C_{ref} - 0,5 \text{ GW}$$

$$C_{max} = C_{ref} + 6,5 \text{ GW}$$

5.4 Courbes de demande proposées pour la PL 2026/2027

Les trois courbes de demande résultantes issues des travaux de RTE sont présentées ci-dessous.

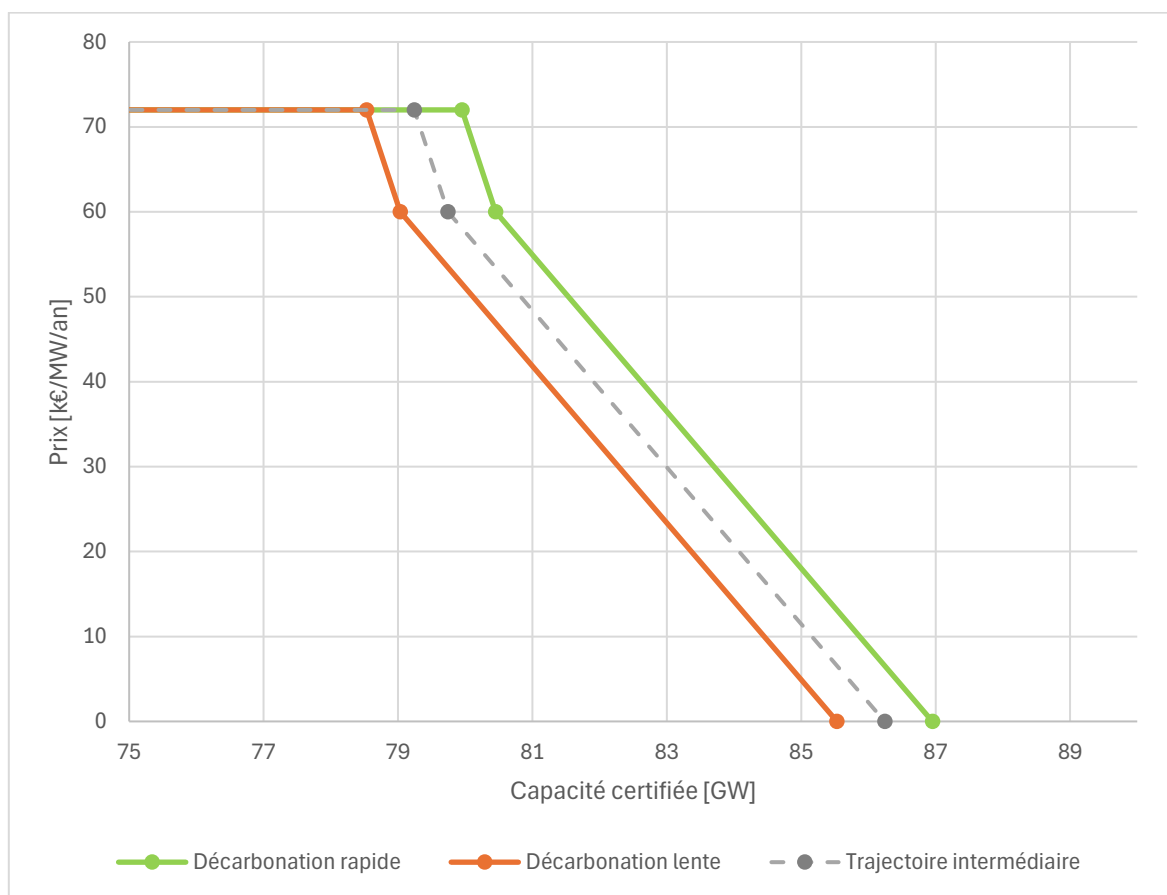


Figure 6 : Courbes de demande résultantes pour la période de livraison 2026/2027

6 Le prix plafond intermédiaire

Conformément aux éléments présentés dans le rapport dédié aux méthodologies de paramétrage du mécanisme de capacité, et en s'appuyant sur les retours de la consultation publique du Bilan prévisionnel 2025, RTE a proposé l'hypothèse suivante comme coûts d'exploitation des CCG (technologie de référence pour la fixation du prix plafond intermédiaire) :

$$Couts_{CCG} = 50 \text{ k€}/MW.an$$

Cette valeur reste significativement supérieure à celles observées dans la littérature. En réponse à des demandes de la CRE, RTE a fourni des éléments complémentaires précisés en annexe. D'autres valeurs pourraient ainsi être retenues par la CRE, en tenant compte des informations dont dispose le régulateur sur les coûts fixes des capacités de production électrique.

Pour la fixation du coefficient β (abattement à appliquer aux coûts des CCG pour déterminer le prix plafond intermédiaire¹¹), RTE propose des premières analyses en *missing money* sur la base des simulations du fonctionnement du marché de l'électricité (modèle basé sur des fondamentaux) dans différents scénarios et pour différentes hypothèses de coûts. Afin d'éviter des variations très importantes du prix plafond intermédiaire au fil du temps, RTE apporte également un éclairage sur l'évaluation des revenus « énergie des CCG » sur des scénarios à l'horizon 2030/2031.

Dans l'ensemble, les analyses mettent en évidence une variabilité très forte des revenus projetés des CCG sur le marché de l'énergie en fonction des scénarios d'évolution de la consommation et de la production.

Etant donné les incertitudes sur le coût de CCG et sur les revenus à ces échéances, les analyses conduisent finalement à un niveau de β compris dans une fourchette large de l'ordre de [10%,60%].

Ceci conduit à un prix plafond intermédiaire pouvant être fixé dans une fourchette comprise entre 20 et 45 k€/MW.an.

Dans un but de maîtrise du coût du mécanisme de capacité, et en considérant la possibilité pour les capacités de déroger si besoin au prix plafond intermédiaire selon les dispositions prévues à l'article R.316-27 du code de l'énergie, une valeur de PPI dans l'intervalle mentionné pourrait ainsi être retenue.

RTE note toutefois que la CRE pourrait retenir une valeur différente en s'appuyant sur les informations dont elle dispose sur les coûts et revenus estimés des différents acteurs. Des éléments complémentaires sont fournis en annexe.

¹¹ Selon la méthodologie proposée, $PPI = (1 - \beta) \times Cout_{CCG}$

7 Le volume réservé aux flexibilités V_{flex}

Comme indiqué dans le n° 2025-1441 du 31 décembre 2025 relatif au mécanisme de capacité institué pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité, le volume V_{flex} est défini par un arrêté du ministre chargé de l'énergie (article R. 316-26 du code de l'énergie).

8 Le vecteur de température extrême

Le vecteur de températures extrêmes permet d'extrapoler « à température extrême » des consommations réalisées, c'est-à-dire de les ramener au niveau qu'elles auraient atteint en cas de survenue d'une vague de froid extrême.

Le calcul du vecteur de températures extrêmes se fait à l'aide d'une méthode dite marginale, basée sur une analyse de sensibilité de la contribution au risque de défaillance d'un profil de consommation non thermosensible comparativement à celui d'une consommation purement thermosensible¹².

Avec les hypothèses et simulations du Bilan prévisionnel 2025 pour la période de livraison 2026/2027, le vecteur de température ainsi obtenu correspond à une température dite à 1 chance sur 6, c'est-à-dire un épisode de froid au moins aussi intense que celui qui ne survient statistiquement qu'une fois sur 6, associée au référentiel climatique de Météo France.

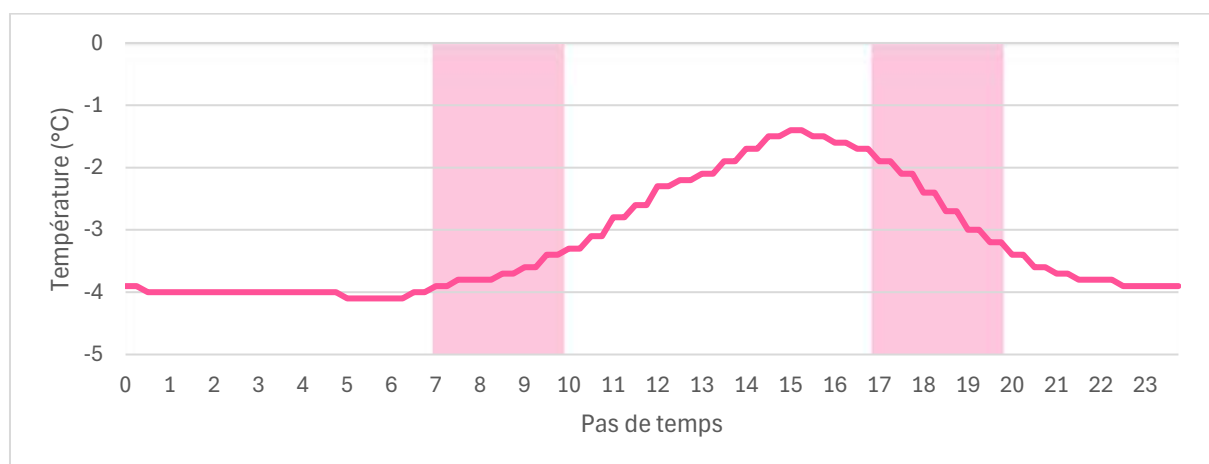


Figure 7 : Vecteur de température extrême pour la période de livraison 2026/2027

¹² RTE, *Méthodologies de définition des paramètres du mécanisme de capacité à partir de la période de livraison 2026/27*

Annexe – Éléments complémentaires en réponse à des demandes de la CRE

Prix plafond intermédiaire

La fourchette comprise entre 20 et 45 k€/MWcert.an proposée par RTE pour le prix plafond intermédiaire dans la partie 6 de ce document est fondée sur une analyse menée sous l'hypothèse de coûts d'exploitation et maintenance des cycles combinés gaz égaux à 50 k€/MW.an.

Cette hypothèse correspond à la borne haute des valeurs des coûts d'exploitation et maintenance des CCG retenues dans le cadre du Bilan prévisionnel 2025, sur la base des retours des acteurs à la consultation publique (fourchette de coûts de 45 k€/MW.an à 50 k€/MW.an). Cette fourchette de coûts d'exploitation des centrales à cycle combiné gaz issue des retours de la consultation publique reste toutefois plus élevée que les valeurs observées dans la littérature.

Suite à des échanges avec la CRE, une sensibilité a été réalisée avec l'utilisation d'une valeur de coûts d'exploitation plus faible correspondant à la borne basse de 45 k€/MW.an. Cette variante amène d'après les analyses de sensibilité menées par RTE, à méthode équivalente, à des distributions plus faibles de *missing money*, et en conséquence à une proposition de PPI qui s'étend entre 15 k€/MWcert.an et 40 k€/MWcert.an, comme montré dans la figure ci-dessous.

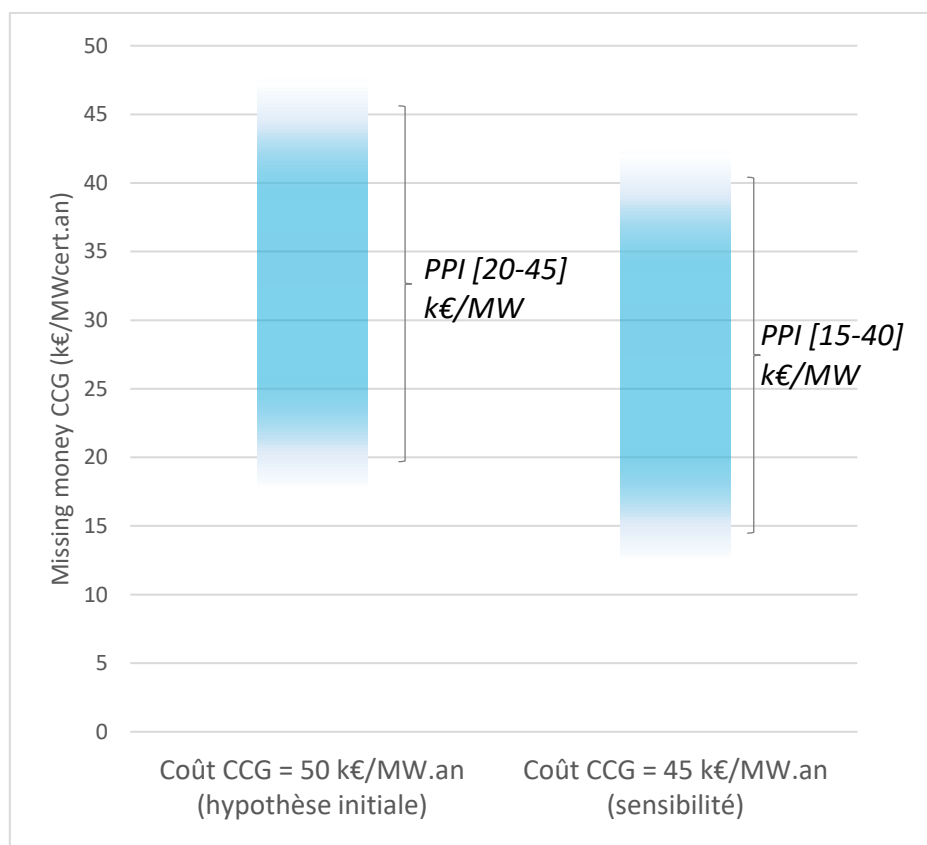


Figure 3 : Intervalles de missing money des cycles combinés au gaz selon différentes hypothèses de coût d'exploitation envisagées

Elasticité de la courbe de demande

Lors d'échanges entre RTE et la CRE, une méthode alternative a été étudiée pour la détermination de l'élasticité de la courbe de demande après C_{ref} .

Pour rappel, l'élasticité de la courbe de demande doit permettre de valoriser l'abondance de capacité, en autorisant la réservation d'un volume de capacité supérieur au strict respect du critère de sécurité d'approvisionnement, dès lors que le bénéfice collectif pour une période de livraison donnée est supérieur au surcoût de réservation.

Tandis que la méthodologie initiale proposée par RTE se fondait sur une approximation linéaire de l'abaque marge/délestage, la méthode alternative proposée suite aux échanges RTE/CRE se fonde sur une approximation par une courbe « en L » (linéaire puis constante après C_{max}).

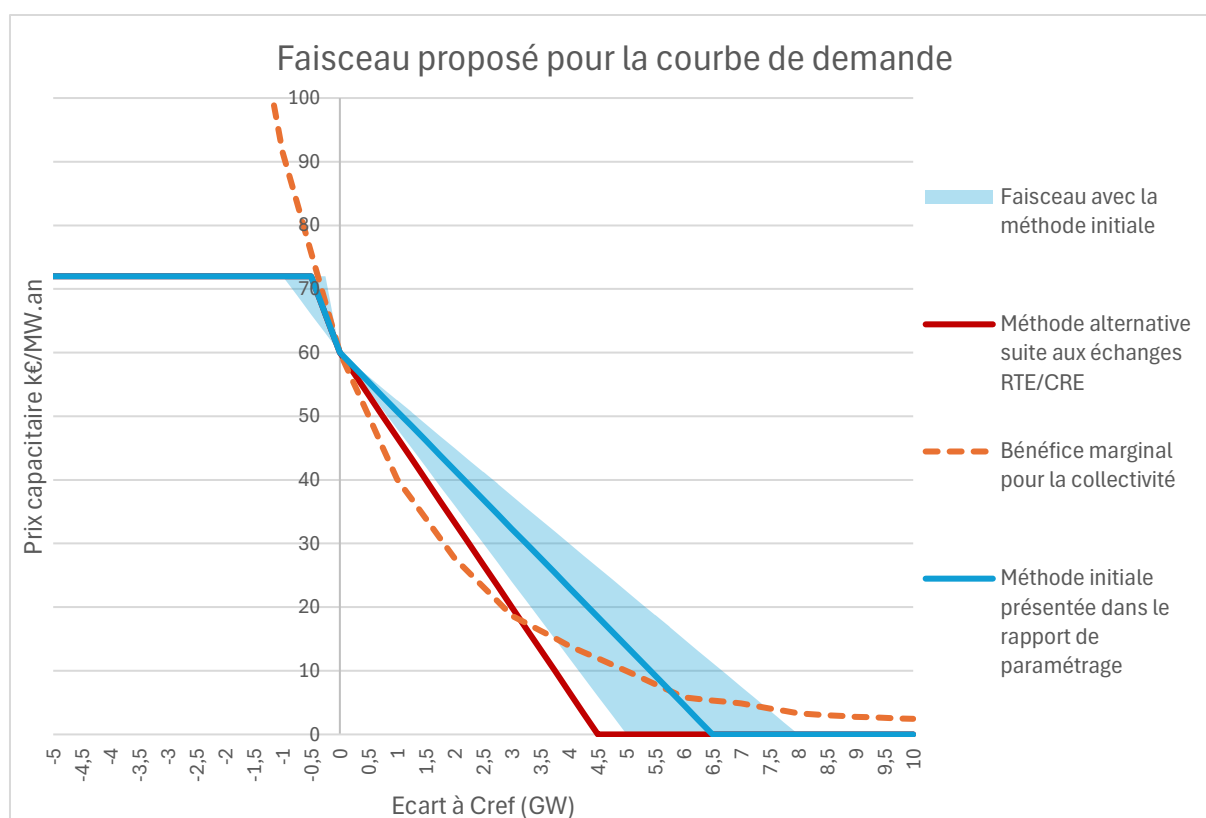


Figure 4 : Résultats obtenus pour la courbe de demande pour différentes méthodes

RTE considère que cette méthode alternative est également fondée sur le plan technico-économique, dans la mesure où elle permet d'approcher correctement le bénéfice marginal pour la collectivité associé à une contractualisation supplémentaire de capacité. Les résultats de cette méthode s'approchent par ailleurs de la fourchette basse proposée par RTE, avec $C_{ref} - C_{max} = 4,5 \text{ GW}$ (à comparer à la borne basse de RTE de 5 GW). Cette méthode a un effet légèrement baissier sur la demande au-delà de C_{ref} .