



Mécanisme de capacité

Méthodologies de définition des paramètres du
mécanisme à partir de la période de livraison
2026/2027



21 janvier 2026

Table des matières

1	Contexte.....	4
2	Éléments introductifs	6
2.1	Les signaux de période de pointe (PP)	6
2.2	Le critère de sécurité d’approvisionnement	6
2.3	Lien entre le paramétrage et les études prospectives de RTE	7
2.3.1	Scénarios de dimensionnement de la courbe de demande	7
2.3.2	Principales hypothèses associées à un scénario de dimensionnement	7
3	Les paramètres de certification : coefficients filières et abaque de contraintes de stock.....	9
3.1	Introduction et enjeux.....	9
3.2	Les paramètres de certification des moyens de production sans contrainte de stock.....	10
3.2.1	Méthodologie de calcul des coefficients filière.....	10
3.2.2	Cas particulier du coefficient filière pour la méthode de certification normative.....	10
3.3	Les paramètres de certification des moyens avec contraintes de stock.....	11
3.3.1	Abaque de contraintes de stock	11
3.3.2	Cas particulier des moyens avec contraintes de stock qui dépendent du système électrique pour se recharger	12
4	La contribution des pays européens à la sécurité d’approvisionnement électrique de la France (Maximum Entry Capacity)	15
4.1	Introduction et enjeux.....	15
4.2	Méthodologie du calcul de la MEC des pays européens proposée pour le mécanisme de capacité à partir de la PL 2026/2027	16
5	La courbe de demande en capacités	18
5.1	Introduction et enjeux.....	18
5.2	La capacité de référence C_{ref}	19
5.2.1	Définitions et principes.....	19
5.2.2	Parc de référence	20
5.2.3	Certification du parc de référence.....	23
5.2.4	Participation des capacités étrangères de façon explicite	24
5.2.5	Détermination de C_{ref}	24
5.3	Le coût du nouvel entrant	25
5.4	Le prix plafond global	26
5.5	L’élasticité de la courbe de demande.....	26
6	Le prix plafond intermédiaire	28
6.1	Introduction et enjeux.....	28
6.2	Fixation du prix plafond intermédiaire.....	28
6.3	Instruction des dérogations au prix plafond intermédiaire	29

7	Le volume réservé aux flexibilités <i>Vflex</i>	30
8	Le vecteur de températures extrêmes	31
8.1	Introduction et enjeux	31
8.2	Méthodologie de calcul	31

1 Contexte

Le présent document constitue le rapport établi par RTE au titre des articles L.316-4 et R316-3 du Code de l'énergie qui dispose que « les courbes de demande et les paramètres du rapport de paramétrage sont établis au moyen d'une méthodologie approuvée par arrêté du ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie formulée sur la base d'un rapport établi par le gestionnaire de réseau public de transport. »

Ce document a donc vocation à constituer la proposition de RTE à la Commission de régulation de l'énergie quant aux méthodologies de détermination des paramètres du mécanisme de capacité.

Ce rapport recouvre deux grandes catégories de paramètres :

- Les paramètres techniques permettant notamment la certification des capacités, représentés par les coefficients filières et les abaques de contraintes de stock, ainsi que les contributions des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement, le volume réservé aux flexibilités et le vecteur de température extrême ; parties 3, 4 et 8.
- Les paramètres économiques, permettant la construction des courbes de demande, du prix plafond intermédiaire, et du volume réservé aux flexibilités parties 5, 6 et 7.

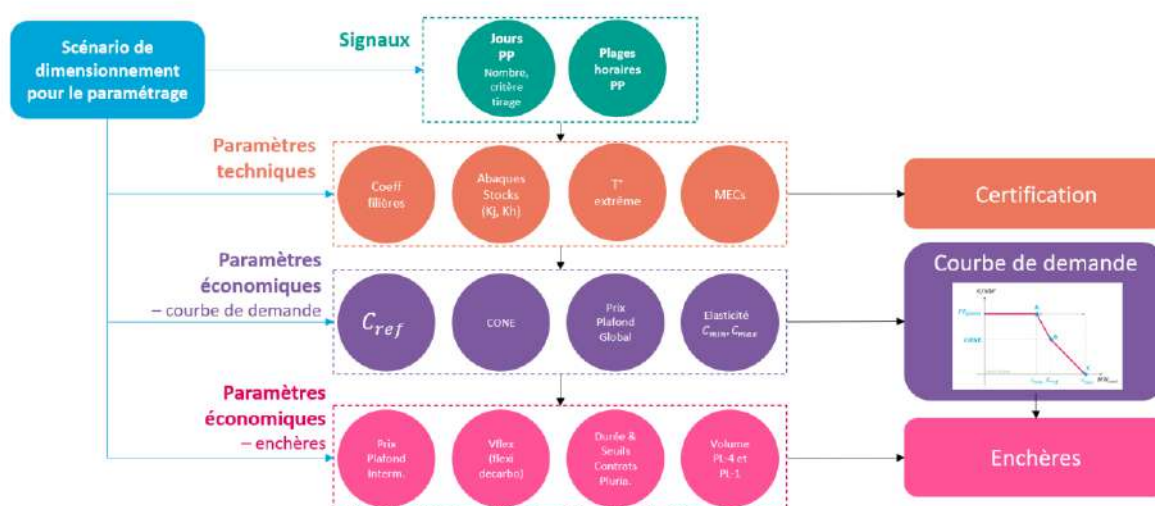


Figure 1 : Vue d'ensemble des paramètres du mécanisme de capacité

A ce stade, ce document ne concerne que les méthodologies pertinentes quant à la période de livraison 2026/2027, organisée autour d'une enchère unique et sans possibilité de souscription de contrats pluriannuels. Les éléments de *design* concernant la répartition des volumes entre les 2 enchères en régime nominal, ainsi que ceux relatifs à la contractualisation pluriannuelle n'étant pas encore complètement stabilisés¹, les méthodologies dédiées à ces dispositifs seront présentées dans une mise à jour ultérieure du présent rapport méthodologique, dont la première application se fera pour le paramétrage de la période de livraison 2030/2031.

Pour chaque période de livraison du mécanisme de capacité, ce document sera complété par la publication d'un rapport de paramétrage présentant les applications numériques du calcul des paramètres, basées sur les méthodologies du présent document, conformément à l'article R.316-3 du Code de l'énergie, qui dispose que « pour chaque enchère associée à une période de livraison, la Commission de régulation de l'énergie formule une proposition motivée de courbe de demande sur la

¹ Ces éléments de *design* feront l'objet d'une concertation puis d'un amendement aux règles au 2^{ème} trimestre 2026.

base du rapport de paramétrage transmis par le gestionnaire du réseau public de transport, comprenant les paramètres économiques et techniques nécessaires à l'organisation des enchères ».

L'ensemble des paramètres sont établis en s'appuyant sur le cadre de modélisation et d'analyse utilisé par RTE pour l'élaboration du Bilan prévisionnel pluriannuel prévu par à l'article L141-8 du Code de l'énergie. Ceci permet d'assurer une cohérence entre le dispositif d'étude de l'équilibre offre-demande électrique en France et le paramétrage du mécanisme de capacité qui doit permettre de garantir le respect du critère public de sécurité d'approvisionnement en électricité.

2 Éléments introductifs

2.1 Les signaux de période de pointe (PP)

Les signaux de période de pointe (signaux PP) influent sur la définition de certains paramètres, comme les coefficients filière et les abaques de contraintes de stock. Ils sont définis dans les règles du mécanisme de capacité et ne font pas l'objet de ce rapport.

Pour rappel, les signaux PP ont les caractéristiques suivantes :

- Ils portent sur 22 jours ouvrés (incluant les vacances scolaires) par période de livraison N/N+1, pouvant être signalés entre le 1^{er} novembre de l'année N et le 31 mars de l'année N+1
- Sur ces 22 jours PP, la plage horaire faisant l'objet de l'engagement de disponibilité (et de la mesure de la consommation pour répercuter le coût du mécanisme aux contributeurs) est [7h ; 10h[et [17h ; 20h[.

Lors de la période de livraison, les jours PP sont signalés la veille pour le lendemain² à l'aide d'un algorithme effectuant le tirage sur la base d'un critère de consommation résiduelle, en tenant également compte de contraintes de gestion des stocks de jours PP. Lorsque ces jours PP interviennent dans la définition d'un paramètre (c'est-à-dire pour les coefficients filière et les abaques de contraintes de stock), ils sont modélisés de sorte à reproduire du mieux possible la méthode de tirage réelle.

2.2 Le critère de sécurité d'approvisionnement

Le mécanisme de capacité vise à rémunérer pour chaque période de livraison un volume de capacités permettant de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement français. Celui-ci est fixé en accord avec les dispositions prévues dans le Règlement Electricité et précisées par la méthodologie ACER³ : ces dispositions déterminent de la norme de fiabilité (*RS*) en espérance annuelle de durée de délestage, qui s'écrit :

$$RS = \frac{CONE}{VOLL}$$

Avec *CONE* (*Cost of new entry*) le coût du nouvel entrant, et *VOLL* (*Value of lost load*) le coût de l'énergie non distribuée.

La délibération du 25 mai 2022 de la CRE⁴ en propose les valeurs suivantes pour la France, reprenant ainsi les éléments proposés par RTE dans son analyse dédiée⁵ :

- $CONE = 60k€/MW.an$
- $VOLL = 33k€/MWh$
- $RS = 2h/an$

² Dans le cas général. Dans certains cas particuliers détaillés dans les règles du mécanisme, par exemple lors d'un signal EcoWatt orange ou rouge, les jours PP pourront être signalés jusqu'à J-3.

³ Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the Internal Market for Electricity, Acte juridique No. 2019/943, Official Journal of the European Union (2019); ACER, « Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard », 2020.

⁴ 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).

⁵ Proposition pour la mise à jour du critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique français (RTE, 2022) : https://services-rte.fr/files/live/sites/services-rte/files/pdf/MECAPA/Critere_Securite_Proposition_De_Mise_A_Jour_2022%20vfinal.pdf

Ces valeurs ont été arrêtées⁶ par le ministre chargé de l'énergie, conduisant à mettre en place un double critère en France fixé à 2h/an de délestage en espérance et à 3h/an de défaillance en espérance. Ce second critère (en défaillance) a vocation à dimensionner le parc de capacités installées sans reposer sur le recours aux moyens de sauvegarde tels que la réduction de tension ou l'appel à la sobriété via le dispositif EcoWatt.

2.3 Lien entre le paramétrage et les études prospectives de RTE

2.3.1 Scénarios de dimensionnement de la courbe de demande

Les scénarios de dimensionnement de la courbe de demande reflètent les différentes visions prospectives ou prévisionnelles du système électrique et sont issus du Bilan prévisionnel de RTE.

Dans les rapports de paramétrage associés à chaque période de livraison et qui seront transmis à la CRE et à l'autorité administrative, RTE documentera, conformément à l'article R.316-3 du code de l'énergie, plusieurs courbes de demandes correspondant à plusieurs scénarios issus du Bilan prévisionnel.

Il conviendra dans tous les cas de conserver, dans l'élaboration de la courbe de demande et le choix du scénario de dimensionnement, une cohérence avec les objectifs publics poursuivis en matière de planification énergétique et avec les autres choix de dimensionnement portant sur le système électrique. Il convient en particulier d'assurer une cohérence avec les scénarios utilisés pour le dimensionnement du réseau électrique.

2.3.2 Principales hypothèses associées à un scénario de dimensionnement

Pour une période de livraison donnée, les principales hypothèses structurantes d'un scénario de dimensionnement intègrent notamment :

- Une projection de la **consommation d'électricité en France** métropolitaine continentale ainsi que des **flexibilités de la demande** : ces hypothèses intègrent la consommation horaire dans différents scénarios climatiques, prenant en compte la thermo-sensibilité du système électrique français, ainsi que sa capacité d'effacement pendant les périodes de tension.
- Une projection du **parc de production intégrant des hypothèses de disponibilité** ainsi que des **moyens de stockage** : ces hypothèses intègrent les capacités pilotables y compris nucléaires dans différentes configurations de disponibilité (maintenances prévues et indisponibilités fortuites, représentées globalement par 60 scénarios de disponibilité des centrales thermiques), mais également des chroniques horaires de production renouvelable selon les conditions météorologiques, modélisées dans 200 scénarios météorologiques.
- Une projection des **capacités d'échange** entre les pays européens (ou avec la région CORE) représentés dans le Bilan prévisionnel de RTE : ces capacités sont elles aussi soumises à des indisponibilités prévues ou non.
- Une projection de la **situation de l'équilibre offre-demande dans les pays européens** représentés dans le Bilan prévisionnel de RTE : tout comme en France, les pays voisins et attenants sont modélisés sur la base d'un grand spectre de conditions techniques (projection du parc, niveau de consommation, disponibilité des moyens de production, etc.) et

⁶ 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 (2022),
<https://www.legifrance.gouv.fr/eli/arrete/2022/8/5/ENER2216944A/jo/texte>.

météorologiques (température, vent, rayonnement, etc.) différentes influant sur l'état de leur offre et de leur demande⁷. L'équilibre offre-demande dans ces pays voisins définit la capacité effectivement disponible à l'import en France et donc leur contribution à la sécurité d'approvisionnement française.

En pratique, ces hypothèses, déclinées à la maille horaire et représentant un grand nombre de scénarios météorologiques et d'autres aléas (1000 scénarios modélisés par la méthode de Monte-Carlo croisant les 200 scénarios météorologiques, établis par Météo France, avec les 60 scénarios de disponibilité des centrales thermiques), permettent de mener une étude de l'équilibre offre-demande probabiliste avec l'outil ANTARES⁸ et ainsi de déterminer le niveau de sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire la durée moyenne de défaillance en heures et la quantité moyenne d'énergie non distribuée sur l'ensemble des scénarios. Cette méthode est schématisée sur la Figure 2.



Figure 2 : Description de l'équilibre offre-demande déterminé par RTE

Ces hypothèses, associées à cette évaluation du risque faite dans le cadre du Bilan prévisionnel, permettent également de calculer les paramètres du mécanisme de capacité : ils sont estimés sur la base de simulations du fonctionnement du système électrique lors des périodes de défaillance modélisées ainsi que des jours PP modélisés, et dans lesquelles le critère de sécurité d'approvisionnement est parfaitement atteint en France (i.e., en espérance à 3h/an de défaillance).

⁷ Les principes de modélisation détaillés sont ceux utilisés dans les éditions du Bilan Prévisionnel

⁸ RTE, « Antares Simulator Documentation », 2025, <https://antares-simulator.readthedocs.io/en/stable/>.

3 Les paramètres de certification : coefficients filières et abaque de contraintes de stock

3.1 Introduction et enjeux

Le mécanisme de capacité a pour objectif de rémunérer le volume de capacité nécessaire au respect du critère de sécurité d'approvisionnement. L'enchère capacitaire vise à sélectionner ces capacités au meilleur coût pour la collectivité.

Or, des capacités issues de technologies différentes ne contribuent pas de la même manière à la sécurité d'approvisionnement du fait de leurs caractéristiques, même dans le cas où celles-ci sont réputées disponibles sur l'ensemble de la période de pointe du mécanisme de capacité. Par exemple, une batterie ne pourra injecter que si l'état de son stock le lui permet, tandis qu'une éolienne injectera en fonction de son facteur de charge, etc...

Par ailleurs, les plages PP peuvent ne pas correspondre exactement aux heures de défaillance en temps réel. D'une part, les plages PP ont été définies lors de la concertation sur la base de scénarios prospectifs déterminés plus d'un an avant la PL, tandis que le tirage des jours PP est effectué en « J-1 »⁹ sur la base d'une prévision de consommation résiduelle, nécessairement imparfaite, et dans la limite d'un stock de jours PP prédéterminé et donc limité. D'autre part, la plage horaire pendant laquelle l'engagement de disponibilité est effectif ne couvre pas l'intégralité de la journée et des épisodes de défaillance peuvent théoriquement survenir en-dehors de ces plages PP.

Le paramétrage (coefficients) permet de rendre compte de ces différents effets et ainsi d'interclasser chaque MW de capacité susceptible de se présenter sur l'enchère en les ayant rendus au préalable comparables en matière de service rendu pour la sécurité d'approvisionnement.

Ces coefficients sont intégrés concrètement pendant le processus de certification : lors d'un guichet de certification ouvert pour une période de livraison donnée, un acteur souhaitant certifier une capacité doit déclarer une puissance disponible anticipée pendant les heures PP (ou une puissance installée anticipée dans le cas de la certification normative, cf. partie 3.2.2). Cette puissance disponible anticipée déclarée par l'acteur est ensuite multipliée par un certain nombre de coefficients d'abattement visant à faire en sorte que le volume certifié de la capacité représente au mieux sa contribution, en espérance, à la sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire sa contribution à la réduction du risque de défaillance.



Figure 3 : le processus de certification permet de s'assurer que chaque MW soit parfaitement substituable à un autre sur l'enchère

Ces coefficients d'abattement sont de deux types : les coefficients filière et les coefficients de contraintes de stock. La coexistence de ces deux coefficients est un héritage du fonctionnement historique du mécanisme entré en vigueur en 2017, qui reposait sur une logique déclarative pour les contraintes de stock. Comme présenté en concertation, RTE évoluera dans le futur vers un coefficient unique représentatif de la contribution à la sécurité d'approvisionnement de l'actif considéré. Dans le

⁹ Dans certains cas particuliers les jours PP pourront être signalés jusqu'à J-3 (voir note de bas de page 1).

fonctionnement actuel, c'est le produit $K_j \times C_{\text{filière}}$ qui matérialise la contribution à la sécurité d'approvisionnement¹⁰.

Les coefficients filière $C_{\text{filière}}$ et les coefficients de contraintes de stock K_j permettent alors de calculer le volume certifié de l'acteur à partir de la puissance disponible anticipée pendant les plages PP¹¹ (déclarée par l'acteur). Dans le cas général de la méthode de certification standard, la puissance certifiée découle finalement de la formule suivante :

$$V_{\text{certifié}} = P_{\text{disponible,PP}} \times K_j \times C_{\text{filière}}$$

3.2 Les paramètres de certification des moyens de production sans contrainte de stock

Les coefficients filière applicables aux moyens de production sans contrainte de stock viennent rendre compte de plusieurs effets, potentiellement multiplicatifs :

- Les plages et créneaux PP peuvent ne pas couvrir l'ensemble des situations de tension comme mentionné plus haut.
- Certaines filières peuvent être marquées par des effets « parc », se traduisant par une forte corrélation entre l'occurrence d'épisodes de défaillance et l'indisponibilité des moyens (aléa générique du parc nucléaire, *dunkelflaute*, etc.)

3.2.1 Méthodologie de calcul des coefficients filière

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 leur disponibilité pendant les heures PP¹², sur l'ensemble des configurations¹³ simulées. Le coefficient filière est égal au rapport entre ces 2 valeurs :

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

Le coefficient filière vient ainsi représenter le rapport qui existe entre la disponibilité d'un actif pendant les heures PP (correspondant à ce sur quoi l'acteur s'engage pendant le processus de certification), et sa disponibilité pendant les heures de défaillance. Cette dernière étant réellement représentative de sa contribution estimée à la sécurité d'approvisionnement.

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

Le régime particulier de certification normative s'applique aux filières renouvelables (solaire, éolien, hydraulique au fil de l'eau et énergies marines). Ce régime particulier se justifie par le besoin d'une certification simplifiée cohérente avec leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. Le

¹⁰ Ce produit est ainsi comparable aux derating factors souvent utilisés dans d'autres mécanismes de capacité.

¹¹ La méthode de certification normative implique quelques différences cf. partie 3.2.2.

¹² Le tirage des jours PP est modélisé de sorte à reproduire du mieux possible la méthode de tirage réelle.

¹³ Une configuration désigne ici un tirage aléatoire de simulation de type Monte-Carlo. Au nombre de 1000 pour un appareillage donné d'une trajectoire de consommation et d'un mix de production, ils consistent à faire varier, pour cet appareillage, différents paramètres tels que la météo ou la disponibilité des moyens de production.

fonctionnement de ce régime normatif est rappelé brièvement ici et détaillé dans les règles du mécanisme de capacité.

En méthode normative, le volume certifié est défini par le produit de la puissance installée anticipée par le coefficient filière (à l'inverse de la méthode de certification standard qui multiplie le coefficient filière à une puissance disponible anticipée pendant les heures PP).

	Méthode de certification standard	Méthode de certification normative
Formule de calcul du volume certifié	$V_{certifié,standard} = P_{disponible,PP} \times C_{filière,standard}$	$V_{certifié,normatif} = P_{installée} \times C_{filière,normatif}$

Concrètement, cela implique que le coefficient filière qui s'applique en méthode normative diffère de celui appliqué à la méthode standard d'un *facteur de charge pendant les heures PP*, bien qu'il soit calculé avec la même méthodologie décrite plus haut. Dans le cadre de la méthode standard, les acteurs intègrent en effet eux-mêmes leur disponibilité pendant les heures PP dans leurs déclarations.

$$C_{filière,standard} = \frac{P_{production,défaillance}}{P_{disponible,PP}} = \frac{P_{production,défaillance}}{P_{installée} \times FC_{PP}}$$

$$C_{filière,normatif} = \frac{P_{production,défaillance}}{P_{installée}}$$

3.3 Les paramètres de certification des moyens avec contraintes de stock

Les paramètres de certification s'appliquant aux moyens avec contraintes de stock doivent en premier lieu représenter le fait que la disponibilité de ces capacités lors d'un épisode de défaillance prolongé est limitée par la durée de leur stock. Par exemple, une batterie de 100 MW pouvant injecter 1h (donc ayant 100 MWh de stock) ne serait pas en mesure de fournir 100 MW de service capacitaire pendant une défaillance de 3h, par opposition à un moyen sans contrainte de stock de même puissance disponible.

L'abaque de contraintes de stock vise à représenter cet effet, en associant un coefficient d'abattement K_j à chaque durée possible de stock. Ces coefficients sont utilisés par les acteurs pour la certification de l'hydraulique (lac, éclusé, STEP), des effacements, et des batteries.

Par ailleurs, parmi les actifs avec contraintes de stock, ceux qui se rechargent en soutirant sur le système électrique ont également une contrainte supplémentaire, puisqu'ils sont tributaires de la capacité du système électrique à les recharger, c'est-à-dire de la présence de moyens de production pilotables en quantité suffisante. Ce dernier effet explique l'introduction d'un coefficient filière pour les moyens à stock qui dépendent du système électrique pour se recharger, qui n'existait pas dans la 1^{ère} version du mécanisme en vigueur jusqu'à fin 2026 (ou plutôt, il était réputé égal à 1).

3.3.1 Abaque de contraintes de stock

Les contraintes particulières liées à la disponibilité des moyens à stock sont représentées par l'application d'un coefficient K_j , visant à rendre compte des effets des contraintes de stock journalières pesant sur ces capacités.

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

Sur chacune des occurrences de défaillance observées, le coefficient K_j est déterminé en évaluant le nombre d'heures d'activation à pleine puissance que peut réaliser le moyen de production à stock dont on cherche à modéliser la contrainte. Dans la méthode de construction de l'abaque, on considère que l'actif n'a pas de contraintes de stock sur un jour PP donné (c'est-à-dire que $K_j = 1$) dès lors que le nombre d'heures d'activation possibles à pleine puissance dépasse la durée de la plage PP (6 h à l'initiation du nouveau mécanisme de capacité). Ceci suppose implicitement que le moyen concerné est parfaitement capable de se recharger entre les jours de défaillance, ce qui n'est pas garanti dans la pratique et ce qui explique donc notamment la nécessité d'introduire un coefficient filière supplémentaires pour les moyens à stock qui dépendent du système électrique pour se recharger.

L'abaque est construit en réalisant l'exercice de manière identique pour des moyens possédant des durées de stock journalières différentes ou des caractéristiques techniques différentes (rendement par exemple).

Par construction, l'abaque ne permet de prendre en compte que des épisodes de défaillance dont la durée est inférieure ou égale à celle de la plage PP. Il ne permet donc pas de prendre en compte la contribution à la sécurité d'approvisionnement d'un actif à stock dans le cas d'épisodes de défaillance qui dépasseraient ces durées, ni le phénomène de cannibalisation de la recharge. La juste représentation de la contribution à la sécurité d'approvisionnement des actifs à stock est ainsi matérialisée par le produit du coefficient K_j et du coefficient filière. Par souci de simplicité et de lisibilité, et comme annoncé en concertation, RTE évoluera dans le futur vers un unique coefficient représentant la contribution à la sécurité d'approvisionnement d'un actif donné.

3.3.2 Cas particulier des moyens avec contraintes de stock qui dépendent du système électrique pour se recharger

En sus du coefficient K_j mentionné plus haut, dont l'objectif est de rendre compte des propriétés des capacités disposant de contraintes de stock, il est nécessaire d'évaluer les impacts exogènes aux propriétés du stock sur le service capacitaire. Ainsi, le paysage de défaillance et surtout l'énergie pilotable disponible dans le système au moment du remplissage des capacités de stocks peuvent grandement influencer le service capacitaire rendu. Par exemple, une capacité à stock de durée d'une heure peut rendre son service pendant au moins une heure, ce qui est pris en compte par le coefficient K_j . Mais elle pourrait également rendre ce service pendant une durée plus longue en cas d'épisodes de défaillance disjoints, à condition de disposer d'énergie pour son remplissage.

Or, les études menées par RTE montrent que les capacités qui doivent se recharger sur le système électrique par soutirage (batteries, STEPs) ont une capacité à contribuer à la réduction de la défaillance qui est limitée par la concurrence existante sur la recharge entre ces moyens. Ce phénomène est notamment dû à l'existence de défaillance longues et/ou rapprochées dans le temps, ainsi qu'au possible manque de capacités pilotables disponibles pour les recharger entre les épisodes. Autrement dit, pour qu'un actif ayant une contrainte de stock, par exemple une batterie ou une STEP puisse contribuer à la réduction de la défaillance, il est nécessaire que cet actif ait un stock plein lors de ces périodes de tension, donc qu'il y ait eu du productible disponible pour le recharger avant.

Ce phénomène de cannibalisation est de plus en plus important au fur et à mesure que le volume de moyens avec contrainte de stock se déploie dans le système électrique, non seulement en France mais plus largement au niveau européen (Pologne, Belgique...).

Ce phénomène de cannibalisation était peu significatif au cours du cycle de vie de la première version du mécanisme de capacité, puisque la quantité de batteries installée dans le système n'était pas suffisante pour le faire apparaître. Il doit désormais être pris en compte à l'échelle du système français. Etant donné qu'il ne peut être que difficilement intégré par les acteurs dans leurs déclarations de puissance disponible lors de la certification ou de la collecte des énergies de stock, il nécessite l'introduction d'un coefficient filière pour le représenter. Ce coefficient est indépendant de la durée du stock (puisque'il est multiplicatif du coefficient de contraintes de stock K_j), mais dépendant de la période de livraison afin de rendre compte de l'évolution du volume de stockage dans le système. Il peut également dépendre des caractéristiques des moyens et varier selon la filière.

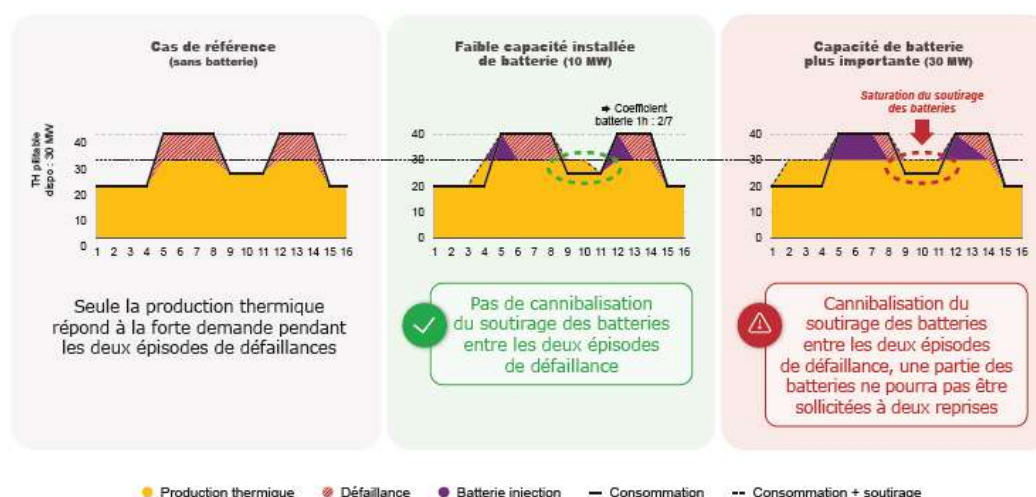


Figure 4 : Illustration schématique du phénomène de cannibalisation de la recharge

Le coefficient filière est déterminé à l'aide d'une méthode similaire à celle décrite plus haut pour le calcul des coefficients filières des moyens de production sans contrainte de stock¹⁴, afin que le produit de ce coefficient et de l'abaque K_j permette par construction de représenter le plus exactement la contribution des actifs à stock à la sécurité d'approvisionnement. C'est également pour cette raison que les différentes technologies disposent de coefficients différents, plus à même de représenter des contraintes longues.

Finalement, le produit $K_j \times C_{filière}$ constitue la meilleure approximation par RTE de la contribution des stocks à la sécurité d'approvisionnement, en prenant à la fois en compte la capacité des stocks à se recharger entre les épisodes de tension, mais aussi, ponctuellement, leur incapacité à le faire selon la situation de l'équilibre offre-demande lors des épisodes de tension longs, du fait du phénomène de cannibalisation expliqué ci-dessus.

¹⁴ Contrairement aux moyens sans contraintes de stock, on cherche ici à produire des coefficients pour des moyens avec des caractéristiques de stock différentes, qui ne sont pas nécessairement présents par défaut dans les hypothèses du scénario modélisé. Pour pouvoir construire l'abaque, on intègre à la modélisation une capacité marginale de ce moyen avec contrainte de stock pour observer son comportement sans impacter les résultats à l'échelle globale.

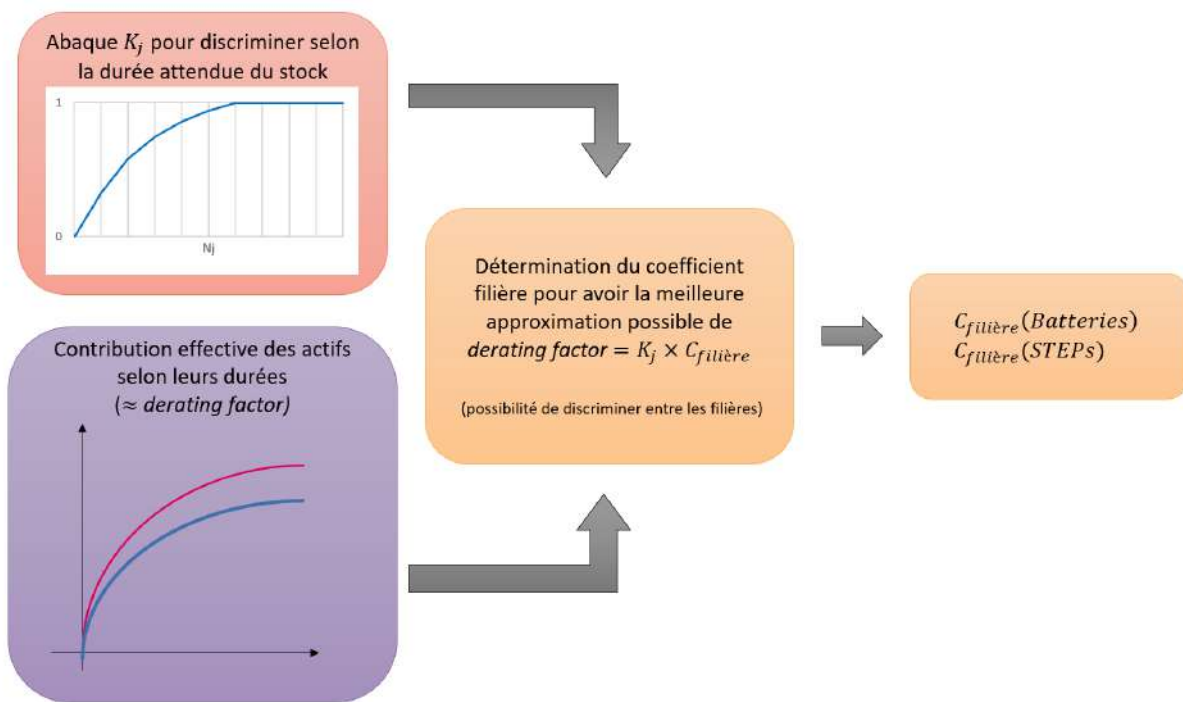


Figure 5 : Construction du coefficient filière des moyens à stock par combinaison du derating factor et de l'abaque K_j

4 La contribution des pays européens à la sécurité d'approvisionnement électrique de la France (*Maximum Entry Capacity*)

4.1 Introduction et enjeux

Conformément à la réglementation européenne, le dimensionnement du mécanisme de capacité français intègre la contribution des pays interconnectés à la sécurité d'approvisionnement de la France. Cette contribution résulte à la fois des capacités d'interconnexions disponibles à l'import depuis la France, et de la marge disponible à l'export dans les pays européens pendant les heures de défaillance en France (et donc, indirectement, du profil de défaillance en France).

En d'autres termes, RTE considère que la contribution des pays voisins peut être nettement inférieure à la capacité physique d'importation sur les interconnexions : celle-ci dépend de la disponibilité du parc de production à l'étranger dans les périodes de tension pour le système électrique français. Ce principe est intégré de longue date dans les modélisations utilisées par RTE dans le Bilan prévisionnel de manière à obtenir une vision réaliste de la contribution des pays voisins à la réduction du risque de défaillance en France.

Dans ses derniers exercices, RTE a par ailleurs intégré un principe de prudence visant à ne pas faire reposer la sécurité d'approvisionnement française sur l'hypothèse d'une situation durable de surcapacité dans les pays voisins.

La contribution d'un pays transfrontalier donné est appelée « *Maximum Entry Capacity* » ou « MEC » dans la réglementation européenne. Cette partie vise à en détailler la méthodologie de calcul dans le cadre du paramétrage du mécanisme de capacité, en conformité avec la décision de l'ACER concernant la détermination de ce paramètre¹⁵.

Dans le cas de l'ouverture d'une frontière à la participation directe des capacités transfrontalières, la MEC correspondant à cette frontière définira le volume maximal de capacités issues du pays concerné pouvant être rémunérées au titre du mécanisme de capacité français, au cours d'une période de livraison donnée.

Le calcul de MEC permet également de matérialiser les contributions des pays européens qui ne sont pas directement frontaliers à la France, mais qui peuvent néanmoins contribuer à sa sécurité d'approvisionnement. Il permet ainsi de faire émerger la contribution totale des pays européens à la sécurité d'approvisionnement française.

En somme, ce calcul permet de représenter au mieux la contribution à la sécurité d'approvisionnement française des capacités de chaque pays interconnecté à la France, directement ou indirectement. En pratique, ces contributions sont ensuite prises en compte dans le mécanisme différemment selon que l'on considère un pays ouvert à la participation transfrontalière (prise en compte explicite approfondie) ou non (prise en compte implicite).

Le *design* de la participation transfrontalière explicite est détaillé dans les Règles du mécanisme de capacité.

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

¹⁵ Décision n°36/2020 du 22 décembre 2020 relative aux spécifications techniques pour la participation transfrontalière dans les mécanismes de capacité.

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 à la sécurité d'approvisionnement française de tous les autres pays faisant partie du périmètre modélisé, y compris les pays interconnectés mentionnés plus haut avec lesquels la participation transfrontalière explicite n'est pas encore ouverte, est prise en compte implicitement ; autrement dit, la MEC calculée pour chacun de ces pays est déduite du besoin total de capacités pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement (cf. partie 5).

4.2 Méthodologie du calcul de la MEC des pays européens proposée pour le mécanisme de capacité à partir de la PL 2026/2027

Les MEC sont calculées selon la méthode dite des *net positions*, telle que décrite dans la décision de l'ACER de 2020 mentionnée plus haut.

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

Conformément à la méthodologie ACER, le calcul des MEC pour une période de livraison donnée est exécuté en suivant les étapes suivantes :

- 1) Définition des *bidding zones* (BZ) constituant le périmètre à considérer ;
- 2) Définition des pas de temps ou *Market Time Units* (MTU) sur lesquels appliquer les calculs de MEC : le calcul est effectué sur les pas de temps sur lesquels la France est en situation de défaillance dans les scénarios modélisés par l'étude d'adéquation ;
- 3) Pour chaque MTU, calcul de la contribution à la MEC de chaque BZ du périmètre *via* la méthode des *net positions*, en utilisant le périmètre défini au 1) ;
- 4) Détermination de la MEC de chaque BZ en tant que moyenne des contributions sur l'ensemble des MTU. Si la moyenne est négative, la valeur est fixée à 0.

La somme des MEC de chaque BZ permet d'obtenir la contribution totale des pays du périmètre à la sécurité d'approvisionnement française, qui entrera en compte dans la définition du besoin de capacités domestiques à contractualiser pour chaque période de livraison.

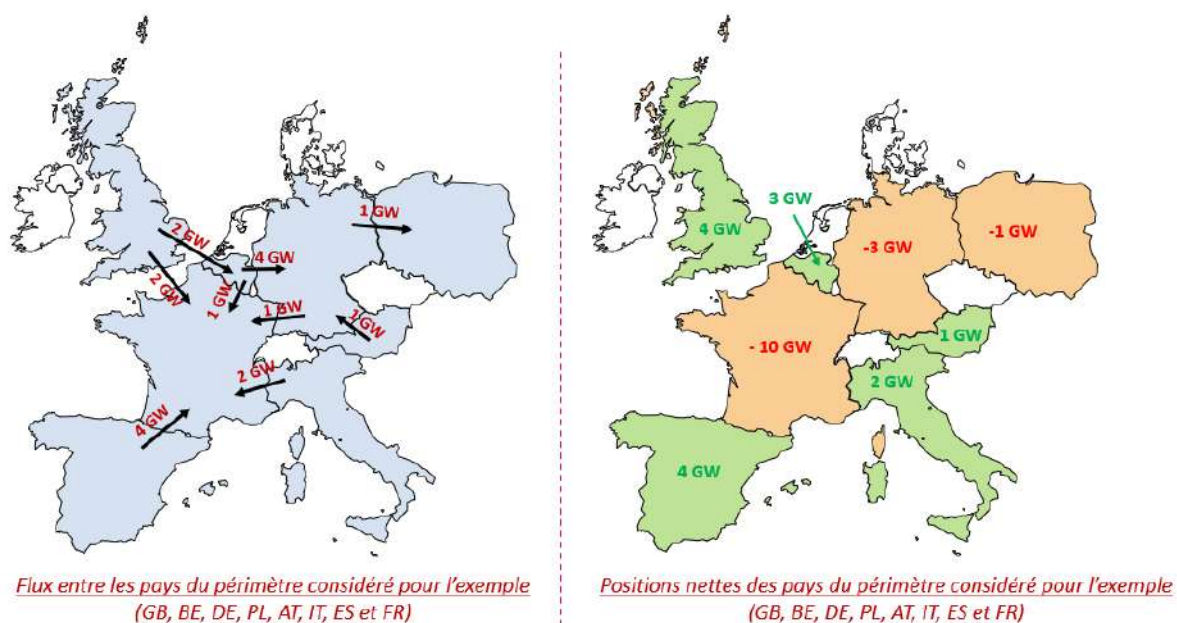


Figure 6 : Illustration du calcul des Net Positions pour les pays d'un périmètre donné (arbitraire ici, pour l'illustration) à partir des imports et exports de ces pays vers le périmètre

Pour le paramétrage du mécanisme de capacité, les MEC sont calculées à l'aide de la méthodologie décrite ci-dessus, en utilisant le périmètre de pays européens modélisés dans le Bilan prévisionnel¹⁶ : un périmètre étendu permet en effet de modéliser plus précisément les contributions des pays frontaliers à la sécurité d'approvisionnement française, puisque la méthode des *net positions* permet de refléter l'origine de la production à la défaillance en tenant compte des flux traversants.

¹⁶ Le périmètre de modélisation détaillée utilisé dans le Bilan prévisionnel (jusqu'à présent) est le suivant : Autriche, Belgique, Suisse, Tchéquie, Allemagne, Danemark, Espagne, France, Irlande, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Norvège, Pologne, Portugal, Suède et Royaume-Uni.

5 La courbe de demande en capacités

5.1 Introduction et enjeux

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

La courbe de demande 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 abordé dans la section 5.2 ;
2. **CONE** : le coût du nouvel entrant (*Cost of New Entry*), abordé dans la section 5.3;
3. **Prix plafond global** : ce paramètre est abordé dans la section 5.4;
4. **Paramètres relatifs à l'élasticité de la courbe** (C_{min} , C_{max}) : ces paramètres sont abordés dans la section 5.5.

Concrètement, ces paramètres permettent de définir une courbe de demande élastique. Le caractère élastique de la courbe désigne sa propriété à contractualiser un volume qui dépend des prix proposés par les acteurs dans leurs offres (i.e. contractualiser un peu moins si la capacité est chère ou contractualiser un peu plus si elle est abordable). En effet, du point de vue de la collectivité, il peut être économiquement justifié de contractualiser un volume de capacités plus important que le strict nécessaire pour respecter le critère public de sécurité d'approvisionnement, dès lors que cette contractualisation peut se faire à un coût plus faible que le CONE.

La courbe élastique se caractérise par trois points (cf. Figure 7 ci-après) :

- Le **point B (CONE ; C_{ref})** détermine le niveau de capacité à atteindre pour respecter strictement le critère de sécurité d'approvisionnement.
- Le **point A (Prix plafond global ; C_{min})** permet d'établir le niveau de capacité maximal que la collectivité est disposée à contractualiser au prix plafond.
- Le **point C (0 ; C_{max})** fixe le niveau de capacité à partir duquel la rémunération de capacité est nulle.

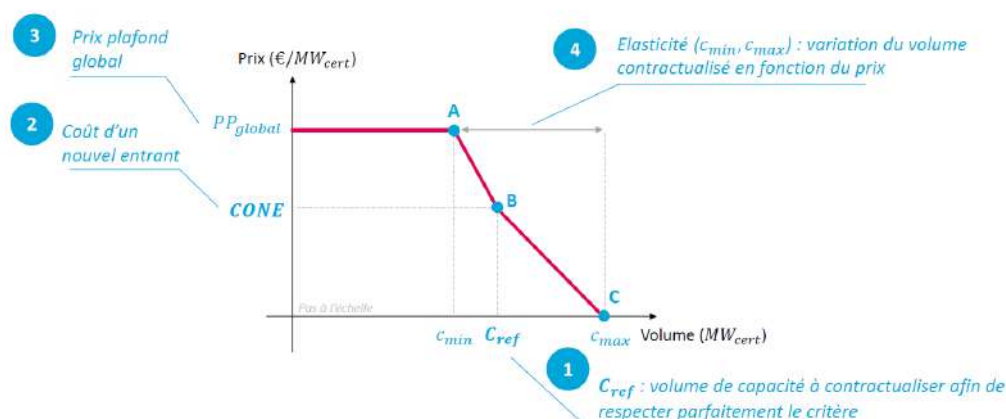


Figure 7 : Présentation simplifiée de la courbe de demande en capacités

De plus, tandis qu'en application du décret sur le fonctionnement du mécanisme de capacité, RTE formule « au moins trois projets de courbes 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 », la CRE peut par exemple formuler une proposition de courbe de demande au ministre sur la base d'une combinaison linéaire de projets de courbes de demande formulés par RTE.

5.2 La capacité de référence C_{ref}

5.2.1 Définitions et principes

La capacité de référence C_{ref} est le volume de capacité à contractualiser afin de respecter exactement le critère de sécurité d'approvisionnement. Pour calibrer C_{ref} , la méthode proposée est basée sur la certification d'un « parc de référence » consistant à calculer la capacité certifiée totale d'un parc dimensionné pour atteindre le critère dans les simulations probabilistes menées par RTE.

Cette méthode permet d'assurer la cohérence entre les paramètres de certification effectivement appliqués (coefficients filières, coefficients de contraintes de stocks, etc.) pour une période de livraison donnée et la définition de la courbe de demande. Cette méthode est déjà utilisée dans le cadre du mécanisme actuel pour la fixation du coefficient de sécurité.

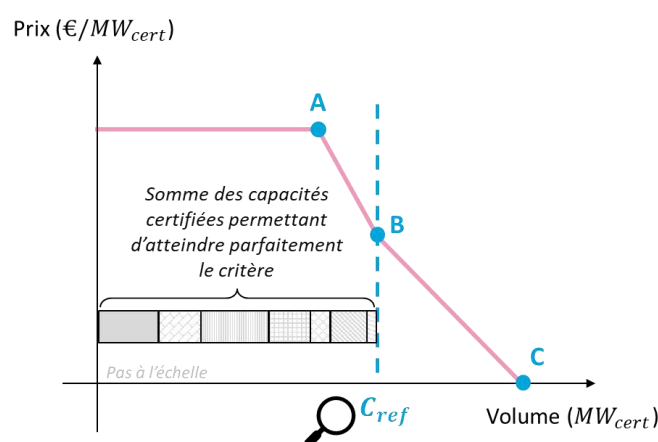


Figure 8 : Construction de C_{ref} par certification du parc de référence

Le déroulement de la méthode pour calculer C_{ref} suit les cinq étapes décrites selon la séquence suivante :



Figure 9 : Protocole de détermination de C_{ref}

1. **Le scénario de dimensionnement** est l'ensemble des hypothèses nécessaires à l'étude de l'équilibre offre-demande du système électrique pour une période de livraison donnée. Il s'agit notamment des hypothèses sur la consommation, sur le parc projeté en France, sur le développement des interconnexions et ainsi que sur l'évolution des parcs de production et des trajectoires de consommations dans les autres pays européens, etc.
2. **Le parc de référence** est construit à partir du parc projeté en France dans le scénario de dimensionnement, ajusté par l'ajout ou le retrait de capacités *fictives parfaites* de manière à respecter exactement le critère de sécurité d'approvisionnement dans les modélisations effectuées par RTE. Le parc de référence 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). Le parc de référence intègre également directement dans la courbe de demande la capacité nécessaire à la fourniture des services systèmes, des réserves rapides et complémentaires ainsi que le service interruptibilité.

3. **La certification du parc de référence** consiste à appliquer les règles de certification de la période de livraison (telles que définies par les Règles du mécanisme de capacité) au parc de référence modélisé, c'est-à-dire appliquer les coefficients filières et les coefficients de contraintes de stock à chaque capacité du parc, selon sa nature (cf. partie 3).
4. **La participation des capacités étrangères en mode explicite** consiste à prendre explicitement en compte les capacités étrangères participant à l'enchère à hauteur des contributions à la sécurité d'approvisionnement française des pays dont elles sont issues au travers des interconnexions (cf. partie 4 sur les MEC).
5. **La capacité de référence C_{ref}** est égal à la somme (i) du volume de capacité constitué par le parc de référence certifié et (ii) des contributions des interconnexions avec les pays voisins participant de manière explicite au mécanisme de capacité. Cette capacité de référence représente le volume qu'il faut contractualiser pour respecter exactement le critère de sécurité d'approvisionnement, en intégrant uniquement les capacités qui se présentent de manière explicite.

Ces étapes sont détaillées dans les sous-sections suivantes.

5.2.2 Parc de référence

Le parc de référence est constitué de l'ensemble des capacités localisées en France contribuant à la sécurité d'approvisionnement et permettant de respecter exactement le critère de sécurité d'approvisionnement. Il est déduit du scénario de dimensionnement après trois retraitements : 1) un rééquilibrage pour respecter strictement le critère de sécurité d'approvisionnement en France (5.2.2.1), 2) la prise en compte des flexibilités de la demande explicites, i.e., les flexibilités qui certifieront leur capacité sur le mécanisme (5.2.2.2) et 3) la prise en compte des services système, des réserves et de l'interruptibilité dans la courbe de demande (5.2.2.3).

5.2.2.1 Equilibrage au critère

L'étude du scénario de dimensionnement permet d'établir les indicateurs de sécurité d'approvisionnement (e.g., durée de défaillance, énergie non distribuée, etc.) de la situation projetée caractérisée par les trajectoires d'évolution de la consommation et de la production en France ainsi que la contribution des interconnexions à cet horizon.

Le parc projeté peut être ainsi « surcapacitaire » si la durée de défaillance est inférieure au critère de sécurité d'approvisionnement, ou « sous-capacitaire » si la durée de défaillance est supérieure au critère. Par parc projeté, on entend : (i) l'ensemble des capacités existantes dont on attend qu'elles se maintiennent jusqu'à l'horizon étudié, ainsi que (ii) les nouvelles capacités renouvelables qui se développent conformément aux hypothèses du scénario de dimensionnement. Ce parc n'inclut pas les éventuelles capacités additionnelles au scénario de dimensionnement et qui seraient nécessaires pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement.

Pour un scénario de dimensionnement et une période de livraison donnés, le parc de référence correspond à la situation projetée auquel sont ajoutées ou soustraites des capacités *fictives parfaites* (qualifiée de puissance complémentaire ou de marges) afin d'aboutir à une durée de défaillance

correspondant exactement au critère de sécurité d’approvisionnement dans la modélisation du système.

- Cas d’un parc projeté sous-capacitaire : une puissance complémentaire est modélisée par une capacité de production tout le temps complètement disponible,
- Cas d’un parc projeté surcapacitaire : l’ajout d’une consommation en France permet d’estimer la marge du système.

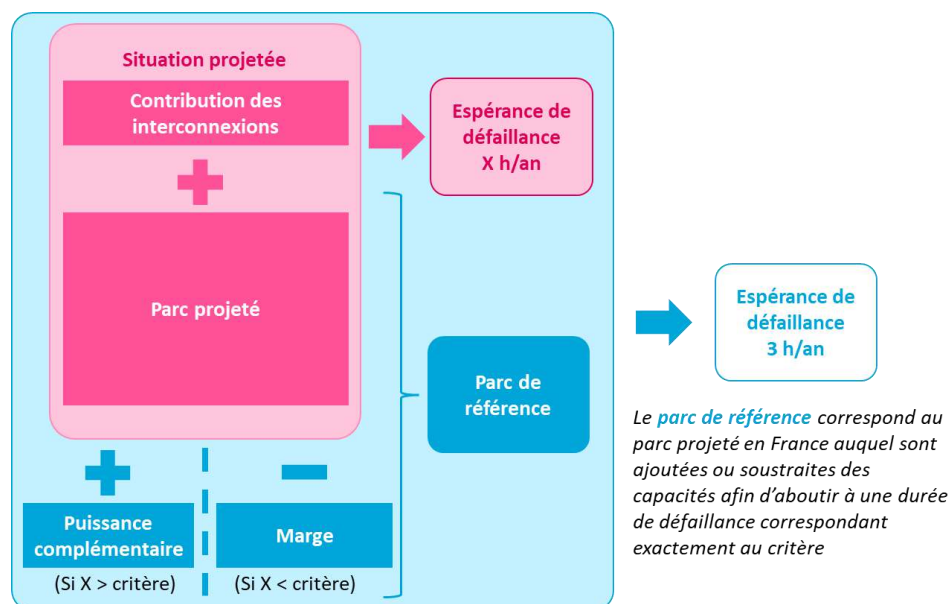


Figure 10 : Construction du parc de référence

Ces ajustements pour dimensionner le parc de référence pour respecter exactement le critère de sécurité d’approvisionnement sont effectués en utilisant l’outil d’étude de l’équilibre offre-demande de RTE, Antares. Il s’agit d’une modélisation basée sur les hypothèses du scénario de dimensionnement et intégrant l’ensemble des filières de production et du stockage ainsi que les flexibilités explicites de la demande (notamment les effacements). La détermination du parc de référence intègre également les flexibilités régulières de la demande (e.g., heures pleines / heures creuses) ainsi que les besoins en termes de services système, de réserves rapides et complémentaires et du service interruptibilité.

Enfin, la combinaison du parc projeté avec la marge (parc projeté surcapacitaire) ou avec le besoin des nouvelles capacités (parc projeté sous-capacitaire) permet de définir le parc de référence respectant exactement le critère de sécurité d’approvisionnement (voir figure ci-dessous).

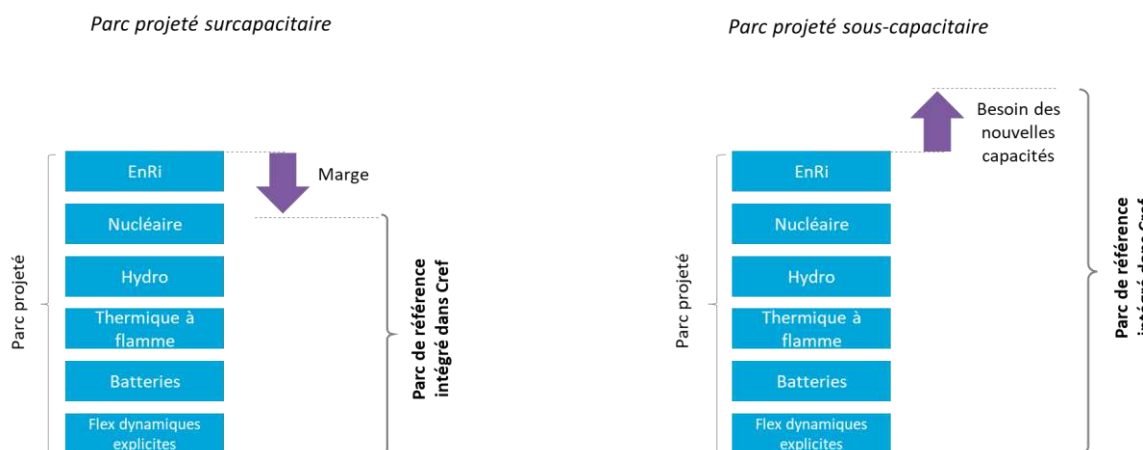


Figure 11 : Instruction des marges ou besoin de capacité dans le parc de référence

5.2.2.2 *Prise en compte des flexibilités de la demande explicites dans la définition du parc de référence*

Plusieurs types de flexibilité de la demande sont modélisées par RTE :

- Flexibilités régulières ou statiques (e.g., heures pleines/creuses) : les asservissements permettant d'activer ces flexibilités sont « statiques » (e.g., déclenchement chaque jour à la même heure) ;
- Flexibilités dynamiques (e.g., effacements résidentiels ou tertiaires - flexibilité du type tarif TEMPO ou équivalent-, effacements industriels) : le pilotage de la flexibilité est « dynamique », il dépend des conditions du système et en particulier du niveau de prix de l'électricité.

Actuellement, seules les flexibilités dynamiques peuvent participer de manière explicite au mécanisme de capacité, *i.e.* se certifier et participer à l'enchère pour obtenir une rémunération capacitaire. Pour ces flexibilités, participer de manière explicite au mécanisme de capacité est une possibilité, pas une obligation. En effet, les flexibilités dynamiques peuvent également se valoriser de manière implicite (sans certification) via la réduction de la consommation pendant les heures de tension (celle-ci se traduisant par une baisse de la contribution au coût du mécanisme). Le choix de valorisation est à la main des opérateurs.

Dans le cadre de la modélisation de RTE, les flexibilités dynamiques sont intégrées dans les simulations sans distinction de leur cadre contractuel ou organisationnel (par exemple, une flexibilité dynamique peut être activée à l'aide d'un signal tarifaire et indissociable de la fourniture se valorisant en mode implicite, ou via un signal prix envoyé par un agrégateur se valorisant de manière explicite).

Afin d'assurer une confrontation cohérente de l'offre et la demande, le parc de référence doit considérer uniquement les flexibilités qui vont se valoriser de manière explicite sur le mécanisme de capacité. Une étape importante dans la définition du parc de référence est donc la définition des hypothèses concernant la répartition des flexibilités dynamiques entre modes de valorisation explicite et implicite¹⁷.

Sur les horizons proches, le choix de l'hypothèse de répartition entre flexibilités explicites et implicites pourra être fondé par la continuité historique, le cadre réglementaire (e.g., participation explicite possible à l'enchère pour certains effacements indissociables de la fourniture) et les informations fournies par les opérateurs. A moyen terme, en revanche, les hypothèses de répartition des nouvelles flexibilités (e.g., pilotage des flottes des véhicules électriques, flexibilités relatives à la production d'hydrogène par électrolyse) devront être instruites par différentes voies : concertation avec les acteurs, analyse des incitations (explicite versus implicite), etc.

5.2.2.3 *Prise en compte des services système, des réserves et de l'interruptibilité dans la courbe de demande*

Parmi les capacités disponibles sur le système électrique, certaines peuvent contribuer directement à l'équilibre offre-demande en injectant de la puissance active tandis que pour d'autres, la puissance active est réservée pour être mobilisée partiellement ou intégralement afin d'assurer le bon fonctionnement du système dans certaines situations (par exemple capacité en état de réglage pour assurer le maintien de la fréquence, même lors d'un pic de consommation, ou capacité maintenue en réserve rapide ou complémentaire). Elles ne peuvent cependant pas remplir ces deux rôles simultanément.

¹⁷ Ces mêmes hypothèses sont nécessaires pour déterminer le volume réservé aux flexibilités décarbonées (voir section 7).

Ainsi, le parc de référence doit également tenir compte des capacités nécessaires au bon fonctionnement du système électrique, qui participent notamment aux services suivants :

- les services système fréquence (FCR et aFRR),
- les réserves tertiaires (RR&RC ou mFRR) et
- les capacités dédiées à l'interruptibilité.

Pour estimer le volume de ces services pour une période de livraison donnée, RTE se fonde sur la prévision du besoin capacitaire de ces services, qui peut dépendre des évolutions possibles des trajectoires de consommation et de production d'électricité, ainsi que sur la nature des capacités réservées pour y répondre.

5.2.3 Certification du parc de référence

Une fois le parc de référence défini, l'étape suivante consiste à calculer le volume total des MW certifiés correspondant. Ce processus est réalisé en appliquant les règles de certification définies dans les règles du nouveau mécanisme de capacité ainsi que les paramètres de certification définis pour la période de livraison étudiée (cf. partie 3 sur les paramètres techniques)¹⁸. Cela permet d'assurer la cohérence entre les paramètres de certification effectivement appliqués (coefficients filières, coefficients de contraintes de stocks, etc.) pour la période de livraison considérée et la définition de la courbe de demande.

Concrètement, le protocole de certification appliqué au parc de référence est le suivant :

- **Filières thermiques (nucléaire et thermique à flamme)** : la disponibilité moyenne aux heures PP de chaque filière est calculée en simulant un tirage des jours PP selon les règles du mécanisme (22 jours ouvrés de plus forte consommation résiduelle). Cette disponibilité est multipliée par le coefficient filière pour obtenir la capacité certifiée de la filière.
- **Filières renouvelables intermittentes (hydraulique fil de l'eau, solaire, éolien terrestre et éolien en mer)** : la capacité certifiée de chaque filière est calculée comme la capacité installée de la filière dans la trajectoire étudiée multipliée par le coefficient filière normatif.
- **Filières hydroélectriques (hors fil de l'eau et STEP)** : le niveau de certification considéré correspond à la contribution de ces filières à la défaillance. Cette méthode simplifiée permet de bien reproduire la certification historique des capacités par les exploitants.
- **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 $C_{filière}$.

¹⁸ Pour les capacités fictives parfaites ajoutées/retirées au système pour assurer le respect strict du critère de sécurité d'approvisionnement : ces capacités sont considérées comme parfaitement disponibles et s'expriment en MW_{certifié}. Ce volume sera donc considéré tel quel dans la construction de C_{ref}

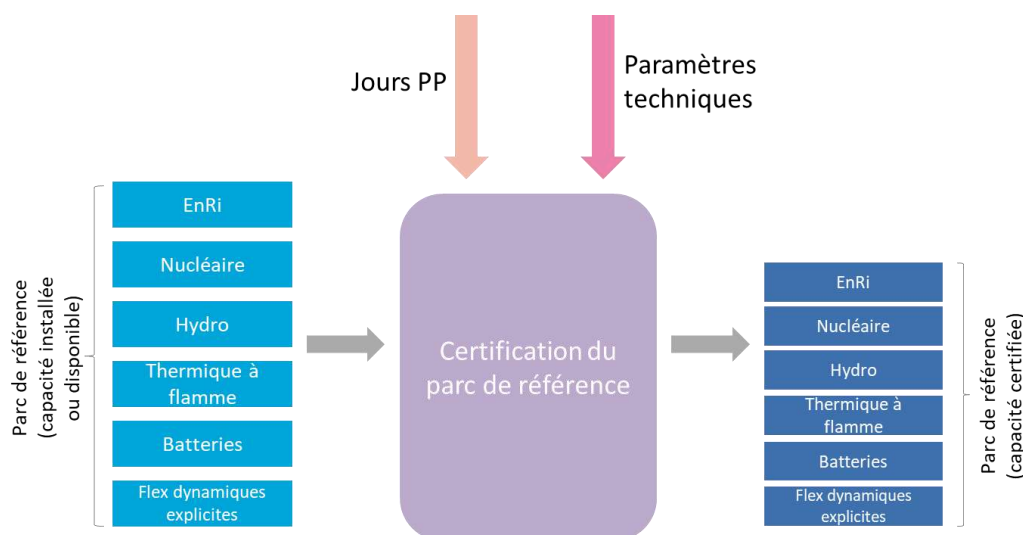


Figure 12 : Certification du parc de référence

5.2.4 Participation des capacités étrangères de façon explicite

La méthode utilisée pour déterminer le parc de référence permet également d'identifier la contribution des capacités étrangères à la sécurité d'approvisionnement en France via les interconnexions.¹⁹ En effet, le critère de sécurité d'approvisionnement français est exactement respecté grâce aux capacités du parc de référence (qui est constitué de l'ensemble des capacités localisées en France) ainsi que la contribution des capacités étrangères via les interconnexions.

La prise en compte de la contribution des capacités étrangères dans la courbe de demande et en particulier dans la détermination du volume C_{ref} doit tenir compte du mode de participation de ces capacités dans le mécanisme de capacité français.

On distingue deux modes de participation :

- **Participation explicite** : les capacités étrangères peuvent participer de manière directe dans le mécanisme de capacité français. Cette méthode n'est possible que pour les pays avec lesquels des accords GRT-GRT ont été signés.
- **Participation implicite** : les capacités étrangères contribuent à la sécurité d'approvisionnement en France mais ne participent pas de manière directe dans le mécanisme de capacité français.

Etant donné la méthode de construction du volume C_{ref} via la certification du parc de référence, seule la contribution maximale des capacités étrangères associées à un mode de participation explicite est prise en compte dans le volume C_{ref} . Cela permet d'assurer une cohérence entre la courbe de demande et l'offre sur le mécanisme de capacité.

5.2.5 Détermination de C_{ref}

Pour un scénario de dimensionnement et une période de livraison donnés, la capacité de référence C_{ref} est déterminée par la somme de l'ensemble des capacités certifiées du parc de référence et de la contribution maximale des capacités étrangères participant au mécanisme de manière explicite. Cette capacité de référence représente le volume qu'il faudrait contractualiser pour respecter parfaitement

¹⁹ Cf. méthodologie décrite en partie 4.

le critère de sécurité d’approvisionnement. La figure suivante synthétise le processus de calcul et la méthodologie proposée.

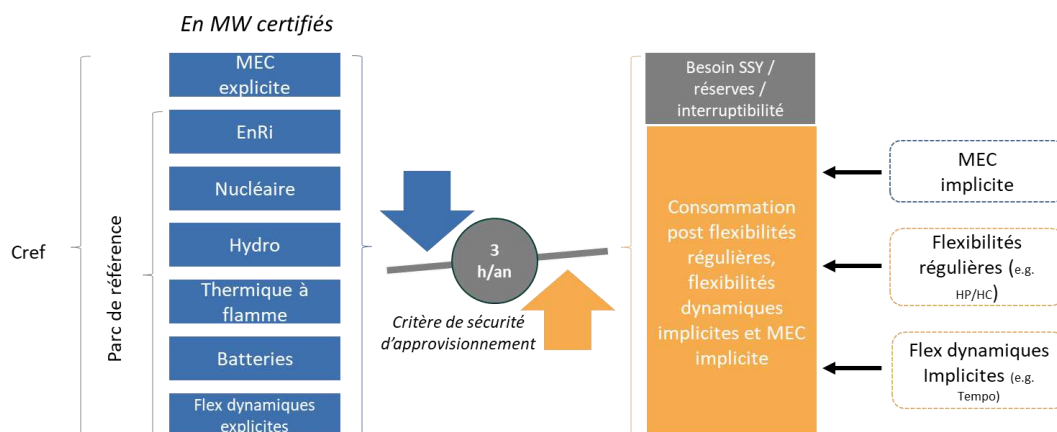


Figure 13 : Construction du parc de référence et de C_{ref}

5.3 Le coût du nouvel entrant

Le coût du nouvel entrant (CONE) représente le coût de la capacité marginale la plus compétitive susceptible d’être utilisée pour respecter le critère de sécurité d’approvisionnement.

La méthodologie pour le calcul du coût du nouvel entrant (CONE – *Cost of New Entry*) est prescrite par l’ACER dans sa méthodologie²⁰, déclinant ainsi l’article 25 du Règlement Electricité²¹.

Cette méthodologie est fondée sur l’estimation des coûts annualisés de l’ensemble des technologies capables d’entrer sur le mécanisme (c’est le $CONE_{brut}$) duquel sont déduits les revenus attendus sur les marchés de l’énergie, pour déterminer le $CONE_{net}$. La filière dont les coûts annuels diminués des revenus sont les plus bas détermine le Coût du Nouvel entrant, c’est-à-dire le coût annuel d’ajout de la nouvelle capacité la moins chère au système.

Le coût du nouvel entrant pour le système français a été proposé par la CRE à partir du rapport d’analyse pour la mise à jour du critère de sécurité d’approvisionnement du système électrique français publiée par RTE en 2022²².

Les valeurs de C_{ref} et du $CONE$ suffisent à la qualification du point B (cf. Figure 7, page 18).

²⁰ ACER, ‘Methodology for Calculating the Value of Lost Load, the Cost of New Entry and the Reliability Standard’.

²¹ Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the Internal Market for Electricity, Official Journal of the European Union.

²² RTE, *Proposition pour la mise à jour du critère de sécurité d’approvisionnement du système électrique français. Application de la méthodologie européenne pour le calcul de la valeur de l’énergie non distribuée (Single VoLL for RS), du coût de nouvel entrant (CONE) et du critère de sécurité (RS)*, publié en 2022.

5.4 Le prix plafond global

Le prix plafond global permet de définir le prix maximal de rémunération du mécanisme de capacité. Ce paramètre est nécessaire pour cadrer de manière générale le niveau de rémunération ainsi que le coût du mécanisme de capacité, notamment en cas de besoin de nouvelles capacités pour atteindre le critère.

Il a été proposé en concertation de définir le prix plafond global (PP_{global}), comme un multiple du CONE, afin d'aligner son évolution avec les évolutions du CONE, le cas échéant. Ce multiple D sera compris entre 1 et 1,5 afin de limiter le prix d'équilibre des enchères du mécanisme dans les cas largement sous-capacitaires, tout en permettant de prendre en compte l'existence d'une concurrence au sein du marché.

$$PP_{global} = D \times CONE$$

$$D \in [1; 1,5]$$

La possibilité d'utiliser un coefficient D supérieur à 1 sert à pallier une éventuelle sous-estimation du CONE (par exemple due à une incertitude sur l'identification de la technologie marginale ou de ses coûts), et à permettre l'émergence, le cas échéant, de nouvelles capacités à un prix supérieur au CONE en cas de réel besoin capacitaire.

La calibration du coefficient D pour une période de livraison prendra en compte le niveau d'incertitude dans la définition du CONE ainsi que le besoin de nouvelles capacités. Par exemple, le PP_{global} pourra être représentatif des coûts les plus élevés parmi les technologies identifiées comme susceptibles d'émerger et de candidater aux enchères du mécanisme, afin de leur préserver un espace concurrentiel.

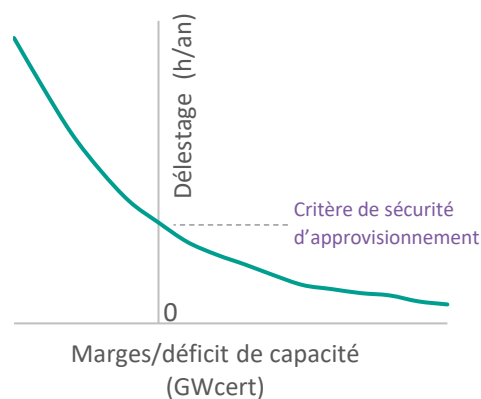
5.5 L'élasticité de la courbe de demande

L'élasticité de la courbe de demande permet de représenter au mieux la préférence de la collectivité à adapter la cible du mécanisme (réserver un peu moins si la capacité est chère, un peu plus si elle est abordable). Par ailleurs, cette élasticité permet de limiter les effets de pouvoir de marché des acteurs, et de diminuer la volatilité des prix de la capacité, en réduisant l'impact d'une éventuelle manipulation des prix offerts sur le prix du mécanisme, et donc sur son coût.

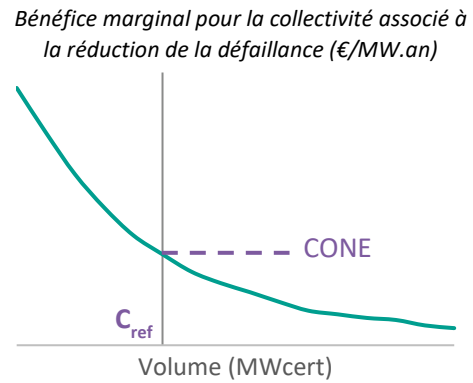
L'élasticité de la courbe de demande est fondée sur une analyse en bénéfice marginal pour la collectivité lié à l'ajout d'une capacité, i.e. la réduction de la défaillance et du coût associé permis par l'ajout de nouvelles capacités. La méthode proposée pour caler l'élasticité de la courbe de demande est décomposée en trois étapes :

Etape 1 sur 3 : Dans un premier temps, les simulations effectuées par RTE permettent de construire un abaque établissant la relation entre la durée de délestage et la marge ou le déficit de capacité.

Par construction, le point en l'absence de marge/déficit respecte donc parfaitement le critère.

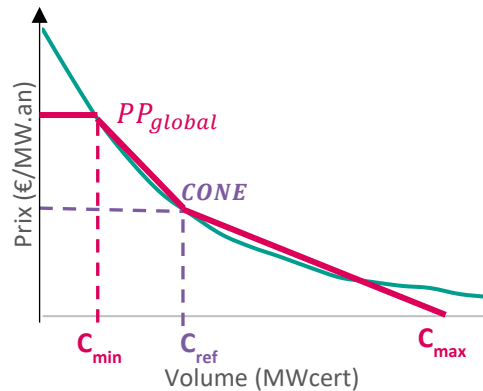


Etape 2 sur 3 : On extrapole de cette relation une relation en bénéfice marginal pour la collectivité associé à la réduction du délestage, en multipliant la valeur de l'axe des ordonnées par la valeur de l'énergie non distribuée²³. L'axe des abscisses est translaté de C_{ref} . Par construction, le point d'abscisse C_{ref} passe par le CONE.



Etape 3 sur 3 : Cette courbe est ensuite approximée par 3 points :

- Le point $(C_{ref}, CONE)$ reste fixé par la construction de l'étape précédente
- Le point (C_{min}, PP_{global}) est construit en approximant la partie gauche de la courbe par une portion de droite avant intersection avec le prix plafond.
- Le point $(C_{max}, 0)$ est construit en approximant la partie droite de la courbe par une portion de droite.



C_{max} doit refléter l'intérêt pour la collectivité de contractualiser davantage de capacité que C_{ref} , tandis que C_{min} doit refléter l'intérêt pour la collectivité de contractualiser moins de capacité que C_{ref} . RTE propose à ce titre une valeur majorante de C_{max} et une valeur minorante de C_{min} .

Ces valeurs sont construites par régression linéaire (minimisation de la somme des carrés des différences entre approximante et approximée) avec intersection au point B $(C_{ref}, CONE)$.

De la même façon que pour les combinaisons linéaires de courbe de demande, ce point pourra également être traité par la CRE dans sa proposition de méthodologie sur la base de ce rapport.

²³ Le coût de l'énergie non distribuée, aussi appelé VOLL pour Value of Lost Load, est fixé à 33 k€/MW par la même délibération de la CRE concernant le critère de sécurité d'approvisionnement citée plus haut.

6 Le prix plafond intermédiaire

6.1 Introduction et enjeux

L'article R. 316-24 du code de l'énergie établit la mise en place d'un prix plafond intermédiaire au sein du mécanisme de capacité, destiné à s'appliquer aux capacités existantes (hors flexibilités). Ce plafond a vocation à limiter le coût du mécanisme pour le consommateur, en prévenant la propagation d'un prix de capacité élevé à des capacités dont les besoins sont inférieurs. Le prix plafond intermédiaire, susceptible de s'appliquer sur l'essentiel de l'offre de capacité, constitue un levier important de maîtrise du coût du mécanisme et permet également la limitation du pouvoir de marché des acteurs.

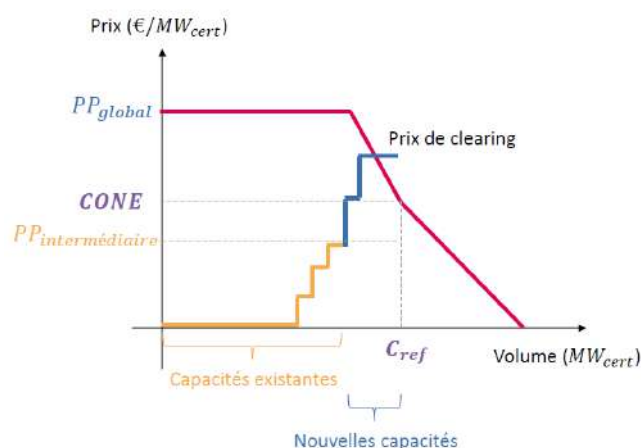


Figure 14 : Rémunération des capacités existantes et nouvelles selon les prix plafonds

Le *design* du mécanisme permet la dérogation au prix plafond intermédiaire dans les cas où certaines capacités peuvent démontrer qu'elles ont un besoin de rémunération supérieur au niveau retenu pour le prix plafond intermédiaire pour se maintenir en exploitation, c'est-à-dire si elles disposent d'un *missing money* supérieur à ce plafond.

Ce rapport propose également des pistes méthodologiques pour l'évaluation des charges et des rentes à considérer pour l'attribution de dérogations par le régulateur.

6.2 Fixation du prix plafond intermédiaire

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

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

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

Pour obtenir des propositions de prix plafond intermédiaire, les coûts fixes d'exploitation des CCG seront ensuite abattus d'un facteur normatif β , afin de prendre en compte les revenus obtenus par les

exploitants de ce type de capacités sur les différents marchés de l'énergie, ainsi que sur d'autres types de services (services système, réserves, ajustement...).

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

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

Le calcul de β pourra :

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

6.3 Instruction des dérogations au prix plafond intermédiaire

L'article R. 316-24 du code de l'énergie prévoit la possibilité pour certaines capacités de déroger au prix plafond intermédiaire sous conditions de *missing money*. Une dérogation est octroyée à condition que le missing money des capacités en question soit supérieur au prix plafond intermédiaire.

Cette partie a vocation à préciser le périmètre de revenus et de coûts utilisé pour le calcul de ce *missing money*. 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.

L'évaluation des revenus pourra inclure :

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

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

7 Le volume réservé aux flexibilités V_{flex}

Le mécanisme de capacité a également pour vocation d'établir un cadre favorable au développement des flexibilités décarbonées (effacements et stockages), en cohérence avec les objectifs publics de soutien de ces filières. Concrètement, un volume V_{flex} (exprimée en capacité certifiée) sera réservé prioritairement aux flexibilités décarbonées sur le mécanisme de capacité.

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 températures extrêmes

8.1 Introduction et enjeux

Le paramètre « température extrême » permet d'extrapoler « à température extrême » le niveau 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. Il prend la forme d'une chronique de températures (°C) sur chaque pas quart d'heure des plages PP, issue du référentiel climatique utilisé dans le Bilan prévisionnel.

Dans le cadre du mécanisme de capacité, le vecteur de températures extrêmes emporte deux enjeux :

- 1) Permettre l'extrapolation à température extrême des consommations lors du calcul des puissances de référence des contributeurs au mécanisme de capacité, sur lesquelles se basent les montants des quotes-parts dont chacun de ces contributeurs doit s'acquitter. L'extrapolation à température extrême influe donc sur la répartition des coûts du mécanisme entre les différentes typologies de consommateurs : les consommateurs thermosensibles, qui contribuent d'avantage au risque de défaillance, se voient ainsi attribuer une plus grande part du coût de la capacité. Les méthodologies de calcul des puissances de référence et des quotes-parts sont décrites dans les règles du mécanisme.
- 2) Permettre l'extrapolation à température extrême de la puissance disponible des effacements thermosensibles lors du contrôle du réalisé, leur permettant de valoriser un volume d'effacement qui serait disponible pendant un épisode particulièrement froid. La méthodologie d'extrapolation à température extrême des effacements thermosensibles est décrite dans les règles du mécanisme de capacité.

8.2 Méthodologie de calcul

La méthodologie de calcul du vecteur de températures extrêmes s'effectue à l'aide d'une méthode dite *marginale*, basée sur une analyse de sensibilité.

Le vecteur de températures extrêmes est déterminé par RTE sur la base d'une analyse de la situation prévisionnelle du système électrique français interconnecté, au regard du critère défini par les pouvoirs publics. Pour cela, RTE mène des études d'adéquation sur la base d'un très grand nombre de scénarios représentatifs des aléas pouvant affecter le système électrique. Ces études d'adéquation sont menées pour un parc de référence assurant le respect de critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics.

La méthodologie proposée pour déterminer le vecteur se fonde sur une étude de sensibilité autour de cette situation prévisionnelle du système électrique français respectant le critère de sécurité d'approvisionnement. Il s'agit notamment de comparer l'apport en termes de contribution au risque de défaillance d'un profil de consommation non thermosensible comparativement à celui d'une consommation purement thermosensible. La sensibilité étudiée permet de calibrer le vecteur de température extrême de sorte qu'il assure une juste attribution de l'aléa climatique aux consommateurs thermosensibles. Le vecteur de température ainsi obtenu est associé au référentiel climatique de Météo France, de sorte à être traduit parmi l'ensemble des situations possibles du climat actuel.

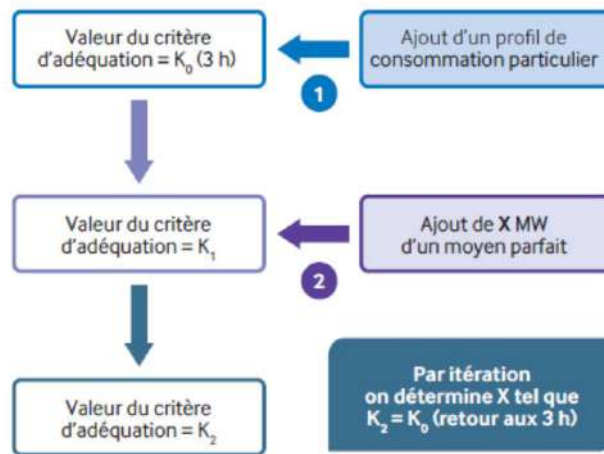


Figure 15 : Description schématique de la méthode marginale permettant de calculer le vecteur de température extrême

Le choix du vecteur de température extrême n'a donc aucun impact sur le dimensionnement du besoin total mais permet de quantifier la contribution des consommateurs à ce besoin selon leur thermosensibilité. Un changement dans le vecteur de température conduit à des effets redistributifs entre les consommateurs : plus le vecteur de températures extrêmes est froid, plus la contribution des consommateurs thermosensibles est élevée.