

Proposition

(C)2508

1er février 2023

Proposition de paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité à acheter pour l'enchère Y-4 de 2023 couvrant la période de fourniture 2027- 2028

En application de l'article 8, §1^{er} de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	4
1.1. Législation nationale	4
1.1.1. Loi électricité.....	4
1.1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021	6
1.1.3. Arrêté royal du 21 mai 2021	12
1.1.4. Arrêté ministériel du 9 septembre 2022 déterminant le scénario de référence.....	12
1.1.5. Arrêté ministériel du 9 septembre 2022 déterminant les valeurs intermédiaires	12
2. ANTECEDENTS	13
3. PROPOSITION	14
3.1. Informations de la partie II du rapport du gestionnaire de réseau.....	14
3.1.1. Consommation électrique moyenne dans les situations de pénurie simulées.....	14
3.1.2. Volume correspondant au besoin de réglage de l'équilibre	14
3.1.3. Valeur moyenne de l'énergie non fournie attendue dans les situations de pénurie simulées ..	15
3.1.4. Capacité non éligible	15
3.1.5. Courbe de durée de la demande	16
3.1.6. Volume maximal disponible pour la participation de la capacité étrangère indirecte	16
3.1.7. Rentes inframarginales annuelles réalisées sur le marché de l'énergie	17
3.1.8. Revenus du marché des services auxiliaires d'équilibrage	18
3.2. Proposition de courbe de demande basée sur les données du rapport du gestionnaire de réseau	19
3.2.1. Calcul des paramètres de volume.....	19
3.2.2. Calcul des paramètres de prix.....	21
3.2.3. Courbe de demande	25

INTRODUCTION

1. Dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité établi par la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité et, telle que modifiée ultérieurement par la loi du 15 mars 2021 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité, la CREG a notamment pour mission de faire une proposition des paramètres avec lesquels la quantité de capacité à acheter dans le mécanisme de compensation de capacité est déterminée.

2. La présente proposition se compose de trois parties. Le premier chapitre aborde le cadre légal. Le deuxième chapitre comporte les antécédents. Le troisième chapitre contient la proposition proprement dite des paramètres utilisés pour déterminer la quantité achetée.

3. La présente proposition a été approuvée par le comité de direction de la CREG au moyen d'une procédure écrite qui a débuté et s'est terminée le 1^{er} février 2023.

1. CADRE LEGAL

1.1. LÉGISLATION NATIONALE

1.1.1. Loi électricité

4. Le 22 avril 2019, la loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la « loi électricité »), visant à mettre en place un mécanisme de rémunération de capacité, a été approuvée. Cette loi crée un cadre général en vue d'introduire un mécanisme de rémunération de capacité à l'échelle du marché et définit le processus et la répartition des tâches pour l'élaboration des différents sous-aspects du mécanisme de rémunération de capacité au moyen de divers arrêtés d'exécution et de règles du marché. Cette loi a été modifiée par la loi du 15 mars 2021 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et modifiant la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité visant à mettre en place un mécanisme de rémunération de capacité.

5. L'article 7^{undecies}, §1^{er} de la loi électricité établit le principe de base des ventes aux enchères périodiques et souligne, entre autres, l'importance de la maîtrise des coûts du mécanisme de rémunération de capacité mis en place :

« Un mécanisme de rémunération de capacité est instauré.

Le mécanisme de rémunération de capacité fonctionne par le biais de mises aux enchères récurrentes en vue de l'octroi de la rémunération de capacité.

Le mécanisme de rémunération de capacité est conçu de façon à rendre le mécanisme le moins coûteux possible. »

6. L'article 7^{undecies}, §2 de la loi électricité prévoit, entre autres :

« Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des ministres, les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, sur proposition de la commission, après consultation des acteurs du marché, et avis de la Direction générale de l'Energie.

Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des ministres, les paramètres, autres que ceux visés à l'alinéa 1^{er}, nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, c'est-à-dire les facteurs de réduction, le prix de référence, le ou les plafond(s) de prix intermédiaire(s) applicables à certaines capacités répondant à des critères spécifiques et le prix d'exercice, y compris leurs méthodes de calcul, sur proposition du gestionnaire du réseau, formulée après consultation des acteurs du marché, et après avis de la commission.

[...] »

7. L'article 7^{undecies}, §3 de la loi électricité prévoit :

« Sur base des paramètres et de leurs méthodes de calcul déterminés par le Roi conformément au paragraphe 2, alinéa 1^{er}, le gestionnaire du réseau établit un rapport contenant les calculs nécessaires pour établir la proposition visée au paragraphe 4.

Sur la base de la méthode fixée par le Roi en application du paragraphe 2, alinéa 2, le gestionnaire du réseau établit également une proposition pour les facteurs de réduction, le prix de référence, le ou les plafond(s) de prix intermédiaire(s) et le prix d'exercice pour les

mises aux enchères quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité, ainsi que pour le volume maximal de capacité qui peut être contracté auprès de tous les détenteurs de capacité non prouvée dans le cadre de la mise aux enchères concernée.

Au plus tard le 15 novembre de chaque année, le rapport et la proposition du gestionnaire du réseau visés aux alinéas 1^{er} et 2 sont transmis au ministre, à la commission et à la Direction générale de l'Energie.

Au plus tard le 1^{er} février de chaque année suivante, la commission donne un avis au ministre sur la proposition du gestionnaire du réseau visée à l'alinéa 2. »

8. L'article 7undecies, §4 de la loi électricité prévoit :

« Au plus tard le 1^{er} février de chaque année suivante, la commission soumet au ministre une proposition contenant les valeurs spécifiques des paramètres, déterminant le volume de la capacité à prévoir, visés au paragraphe 2, alinéa 1^{er}, en vue de l'organisation des mises aux enchères quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité, et en remet une copie à la Direction générale de l'Energie et au gestionnaire du réseau. La commission établit cette proposition après application de la méthode de calcul visées au paragraphe 2, l'alinéa 1^{er}, et sur base des calculs du rapport établi par le gestionnaire du réseau visé au paragraphe 3, alinéa 1^{er}. Cette proposition contient également une proposition de volume minimal à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité. Ce volume minimal à réserver est au moins égal à la capacité nécessaire, en moyenne, pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an. »

9. L'article 7undecies, §5 de la loi électricité prévoit :

« Au plus tard le 1^{er} mars de chaque année, la Direction générale de l'Energie et le gestionnaire du réseau donnent un avis au ministre relatif à la proposition de la commission visée au paragraphe 4. »

10. L'article 7undecies, §6, alinéa premier de la loi électricité prévoit :

« Au plus tard le 31 mars de chaque année, sur la base des propositions et avis visés aux paragraphes 3, 4 et 5, afin d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement requis conformément au paragraphe 7, après concertation en Conseil des ministres, le ministre donne instruction au gestionnaire du réseau d'organiser les mises aux enchères pour les périodes de fourniture de capacité considérées, fixe les paramètres nécessaires à leur organisation, fixe le volume maximal de capacité qui peut être contracté auprès de tous les détenteurs de capacité non prouvée dans le cadre de la mise aux enchères concernée, et détermine le volume minimal à réserver pour la mise aux enchères organisée un an avant la période de fourniture de capacité. Ce volume minimal à réserver est au moins égal à la capacité nécessaire, en moyenne, pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures de fonctionnement par an. »

11. L'article 7undecies, §6, alinéa premier de la loi électricité renvoie également à l'article 7undecies, §7 de la loi électricité lorsqu'il s'agit de déterminer le niveau requis de sécurité d'approvisionnement (« la norme de fiabilité »). L'article 7undecies, §7 de la loi électricité prévoit ce qui suit :

« Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre par le mécanisme de rémunération de capacité, correspond à la norme de fiabilité. Les courbes de demande sont calibrées afin que cette norme de fiabilité soit atteinte.

Sur proposition de la commission, basée sur la méthode visée à l'article 23(6) du Règlement (UE) n° 2019/943, le Roi détermine, après avis de la Direction générale de l'Energie et du gestionnaire du réseau, la norme de fiabilité. Les dispositions de l'article 7bis, § 2, s'appliquent comme critère de fiabilité, jusqu'au moment où le Roi a déterminé le critère de fiabilité en vertu de cet alinéa.

La Direction générale de l'Energie, en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan et la commission, est désignée comme l'autorité compétente pour établir l'estimation unique du coût de l'énergie non distribuée, visée à l'article 11 du Règlement (UE) 2019/943, et, pour la première fois, dans les six mois suivant la publication de la proposition approuvée, visée à l'article 23, alinéa 6, de celui-ci. Chaque estimation unique, établie par la Direction générale de l'Energie, est approuvée par le Roi par arrêté délibéré en Conseil des ministres.

La Direction générale de l'Energie est désignée pour déterminer le coût qu'un nouvel entrant, visé à l'article 23, alinéa 6, du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité. Le coût qu'un nouvel entrant est approuvé par le Roi par arrêté délibéré en Conseil des ministres.

Pour l'établissement du rapport, des avis, des propositions et de la décision visés aux paragraphes 2 à 6, il est tenu compte de la norme de fiabilité en vigueur au 15 septembre de l'année précédant celle de la mise aux enchères.

12. L'article 7undecies, §8 de la loi électricité encadre les critères d'admissibilité concernant le droit de participer à la procédure de préqualification et prévoit notamment :

Le Roi détermine, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, les critères de recevabilité donnant droit de participer à la procédure de préqualification. Ces critères comprennent entre autres:

1° les conditions dans lesquelles les détenteurs de capacité bénéficiant ou ayant bénéficié de mesures de soutien, ont le droit ou l'obligation de participer à la procédure de préqualification;

2° le seuil minimal, en MW, après application des facteurs de réduction, en-dessous duquel les détenteurs de capacité ne peuvent participer à titre individuel à la procédure de préqualification;

3° les conditions et modalités auxquelles les détenteurs de capacité étrangère indirecte peuvent participer à la procédure de préqualification. Ces conditions et modalités sont fixées après avis de la commission et du gestionnaire du réseau, préalablement à la première année de fourniture de capacité; elles tiennent compte de la contribution effective attendue de cette capacité à la sécurité d'approvisionnement en Belgique et de la conclusion d'accords entre les gestionnaires de réseau concernés.

[...] »

1.1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021

13. Conformément à l'article 7undecies, §§2, 3 et 6 de la loi électricité, l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (ci-après : « l'AR méthodologie de volume ») a été adopté.

14. L'article 6 de l'AR méthodologie de volume concerne le rapport du gestionnaire de réseau et établit ce qui suit :

« § 1^{er}. Le gestionnaire du réseau s'assure que le scénario de référence tel que déterminé selon l'article 3, § 7, répond au niveau de la sécurité d'approvisionnement requis par l'article 7undecies, § 7, premier et deuxième alinéas, de la loi du 29 avril 1999 en ajoutant, si nécessaire, de la capacité supplémentaire à la zone de réglage belge :

1° provenant des types de capacité présélectionnés selon l'article 10 et proposés par le gestionnaire de réseau dans la consultation publique visée à l'article 5 et ensuite choisis par le gestionnaire de réseau en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et en concertation avec la commission;

2° d'une manière itérative sur la base d'une boucle d'optimisation économique avec un incrément à la hauteur de celui appliqué dans l'évaluation la plus récemment disponible de l'adéquation des ressources à l'échelle européenne ou nationale visée aux articles 23 et 24 du Règlement (UE) 2019/943, et de maximum 100 MW.

« § 2. Sur la base du scénario de référence sélectionné en vertu de l'article 3, § 7, adaptée si nécessaire en vertu de l'article 6, § 1^{er}, et en appliquant la méthodologie telle que visée à l'article 23, alinéa 5 du Règlement (UE) 2019/943 pour autant que d'application, le gestionnaire du réseau établit le rapport et la proposition visés à l'article 7undecies, § 3 de la loi du 29 avril 1999 au plus tard le 15 novembre de l'année précédant les enchères, conformément à l'article 7undecies, § 3, troisième alinéa de la loi du 29 avril 1999.

Le rapport contient au moins les informations et calculs suivantes :

1° le volume de capacité nécessaire et le nombre d'heures pendant lesquelles cette capacité sera utilisée au profit de l'adéquation, au moyen de la courbe de la durée de la demande, visée à l'article 11, § 5, dont on peut en outre déduire la capacité connexe qui a en moyenne moins de 200 heures de fonctionnement par an afin de couvrir la capacité de pointe totale;

2° les informations dont dispose le gestionnaire de réseau en ce qui concerne la quantité de capacité non éligible;

3° Pour chaque Etat membre européen limitrophe, la capacité d'entrée maximale disponible pour la participation de capacités étrangères indirectes, visée à l'article 14;

4° les rentes inframarginales annuelles pour les technologies reprises dans la liste réduite de technologies visée à l'article 10, § 6;

5° la consommation moyenne d'électricité pendant les situations de pénurie simulées, visées à l'article 11, § 2, 1° ;

6° le volume correspondant aux besoins d'équilibrage, visé à l'article 11, § 2, 2° ;

7° la valeur moyenne de prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées, visées à l'article 11, § 2, 3° ;

La proposition concerne :

1° une proposition pour les facteurs de réduction conformément au Chapitre 5;

2° une proposition pour le prix maximum intermédiaire conformément au Chapitre 6;

3° une proposition pour la détermination du prix de référence conformément au Chapitre 8;

4° une proposition pour le prix d'exercice conformément au Chapitre 8;

5° le volume maximal de capacité qui peut être contracté auprès de tous les détenteurs de capacité non prouvée dans le cadre de la mise aux enchères concernée.

15. L'article 7 de l'AR méthodologie de volume porte sur l'avis que la CREG doit rendre sur la proposition du gestionnaire de réseau et prévoit ce qui suit :

« Au plus tard le 1^{er} février de l'année de l'enchère, conformément à l'article 7undecies, § 3, quatrième alinéa de la loi du 29 avril 1999, la commission donne un avis au ministre sur la proposition du gestionnaire du réseau visée à l'article 6, § 2, alinéa 3.

16. Les articles 8, 9, 10 (modifiés par l'arrêté royal du 27 janvier 2022) et 11 de l'AR méthodologie de volume concernent la courbe de demande qui fait l'objet de la présente proposition. Ces articles prévoient ce qui suit :

« Art. 8, § 1^{er}. La commission soumet au Ministre, au plus tard le 1^{er} février de l'année des enchères, conformément à l'article 7undecies, § 4, de la loi du 29 avril 1999, une proposition pour les paramètres déterminant le volume de la capacité à prévoir, sur la base du rapport du gestionnaire de réseau visé à l'article 6, § 2, et de la méthodologie visée aux articles 9, 10 et 11. Ces paramètres forment ensemble une courbe de demande qui, conformément à l'article 7undecies, § 7, de la loi du 29 avril 1999, assure que la norme de fiabilité soit atteint dans l'année de livraison visée. Cette proposition contient également une proposition de volume minimal à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité.

§ 2 Au plus tard le 1^{er} mars de chaque année, conformément à l'article 7undecies, § 5, de la loi du 29 avril 1999, la Direction générale de l'Energie et le gestionnaire du réseau donnent un avis au ministre relatif à la proposition de la commission.

§ 3 Le ministre donne l'instruction visée à l'article 7undecies, § 6, de la loi du 29 avril 1999.

Art. 9 § 1^{er}. La courbe de demande est une série de points dont les valeurs sont caractérisées par deux axes :

1° l'axe des abscisses représente le volume et est exprimé en MW;

2° l'axe des ordonnées représente le prix et est exprimé en €/MW/an.

La courbe de demande est construite au moyen de trois points de référence - A, B et C - qui sont déterminés au moyen de deux paramètres de prix, lesquels sont calculés conformément à l'article 10, et de deux paramètres de volume, qui sont calculés conformément à l'article 11.

Le point B vise à garantir l'atteinte du niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 7undecies, § 7 de la loi du 19 avril 1999. Il est caractérisé par :

1° le volume requis dans une mise aux enchères en abscisse;

2° le coût net d'un nouvel entrant en ordonnée.

Le point A est caractérisé par :

1° pour les mises aux enchères un an avant la période de fourniture de capacité : le volume requis dans une mise aux enchères en abscisse;

2° pour les mises aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité : le volume maximum pouvant être contracté au prix maximum en abscisse;

3° le prix maximum en ordonnée.

Le point C est caractérisé par :

1° le volume requis dans une mise aux enchères en abscisse;

2° un coût nul en ordonnée.

§ 2. La forme de la courbe de demande est différente pour les mises aux enchères quatre ans et un an avant la période de fourniture de capacité :

1° pour les mises aux enchères un an avant la période de fourniture de capacité, la courbe de demande est caractérisée par :

- a) une droite verticale passant par les points A, B et C définis au paragraphe 1^{er};
- b) une droite horizontale égale au prix maximum;

2° pour les mises aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité, la courbe de demande est caractérisée par :

- a) un segment vertical entre les points B et C;
- b) un segment linéaire entre les points A et B;
- c) un segment horizontal liant l'axe des ordonnées au point A.

Art. 10., § 1^{er}. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de prix:

- 1° le coût net d'un nouvel entrant;
- 2° le prix maximum.

§ 2. Le coût net d'un nouvel entrant (en €/MW/an) est égal au « missing-money » de la technologie ayant le « missing-money » le plus bas parmi les technologies reprises dans la liste réduite de technologies au paragraphe 4. La technologie connexe est la technologie de référence.

§ 3. Le « missing-money » des technologies reprises dans la liste réduite de technologies au paragraphe 4 est déterminé en réduisant le coût brut d'un nouvel entrant par les rentes inframarginales annuelles pour la référence pour chaque technologie telle que visée au paragraphe 6, ainsi que par les revenus nets obtenus grâce à la fourniture des services d'équilibrage, visés au paragraphe 7.

§ 4. La méthode pour déterminer le coût brut de différentes technologies, visées à l'article 5, est la méthodologie de l'article 23, alinéa 6, du Règlement (UE) 2019/943, approuvée conformément à l'article 27, du Règlement (UE) 2019/943. En l'absence d'une telle méthode, au moment du calcul, le coût brut de différentes technologies sera déterminé suivant les deux étapes décrites ci-dessous :

Premièrement, une liste réduite des technologies éligibles est déterminée sur la base des critères suivants :

- 1° la référence pour chaque technologie doit concerner des nouveaux entrants, qui ne sont pas encore acteur sur le marché de l'électricité et pour lesquels aucune infrastructure préexistante n'est disponible;
- 2° la liste est basée sur les technologies existantes dans la zone de réglage belge et sur les technologies qui pourraient raisonnablement être disponibles pour l'année visée;
- 3° pour des technologies avec un nombre d'heures de fonctionnement du même ordre de grandeur, les technologies avec des paramètres de coût significativement supérieurs sont exclus de la liste réduite;
- 4° les technologies doivent être conformes aux limites relatives aux émissions de CO₂, visées à l'article 22, alinéa 4 du Règlement (UE) 2019/943 et à toute autre limite légale.

Deuxièmement, une analyse détaillée des coûts sur l'ensemble de la durée de vie de la référence pour chaque technologie est réalisée sur la base de la liste réduite des technologies éligibles et compte tenu du facteur de réduction lié à chaque technologie, tel que visé à l'article 13, dans le but de déterminer la valeur du coût brut d'un nouvel entrant et le modèle de référence associé pour chaque technologie.

§ 5. Le coût brut d'un nouvel entrant est réévalué au minimum tous les trois ans sur la base des dernières informations disponibles.

§ 6. Les rentes inframarginales annuelles estimées de la référence pour chaque technologie sont exprimées en €/MW/an et sont calculées, avec une périodicité annuelle, sur l'ensemble de la durée de vie de la référence pour chaque technologie, en prenant en compte la valeur du coût marginal de la technologie comme seuil inférieur. Ces rentes inframarginales sont déterminées, pour chaque année sur la durée de vie de l'unité de marché de capacité, sur la base de la médiane (P50) des revenus des années de simulation, sur la base du scénario de référence visé à l'article 3, § 7 et tiennent compte du niveau du prix d'exercice applicable visé à l'article 26 et sont actualisées en tenant compte du coût moyen du capital déterminé conformément à l'article 4, § 1, 3°.

Si le scénario de référence n'est pas disponible pour une année sur la durée de vie de la référence pour chaque technologie, une interpolation est réalisée entre les valeurs des années pour lesquelles le scénario de référence existe, éventuellement corrigé par des données disponibles complémentaires. Ces données sont présentées par le gestionnaire de réseau et les sources de celles-ci sont soumises à une consultation publique visée à l'article 6, § 2, 4° et sont choisies par le gestionnaire de réseau en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et en concertation avec la commission;

§ 7. L'estimation des revenus nets obtenus grâce à la fourniture des services d'équilibrage, visés à l'article 223, 1°, du Règlement Technique Fédéral :

1° est évaluée pour chaque technologie qui est incluse dans la liste réduite des technologies éligibles visée au § 4 de cet article;

2° correspond aux coûts historiques moyens des réservations par le gestionnaire du réseau pour les services destinés au réglage de l'équilibre, sur la base des trente-six derniers mois;

3° tient compte des coûts, y inclus les coûts d'opportunités, liés à la participation à ces services auxiliaires, afin d'éviter des doubles comptages entre les rentes inframarginales et les revenus du marché des services auxiliaires d'équilibrage.

§ 8. Le prix maximum est déterminé comme le produit du coût net d'un nouvel entrant multiplié par le facteur de correction X, comme déterminé conformément à l'article 4, § 3.

§ 9. La valeur du facteur de correction X tient compte des incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant, tant aux différences de coûts entre les technologies éligibles, au niveau de la variabilité des coûts bruts d'un nouvel entrant associés à différentes technologies qu'au niveau de la détermination des rentes inframarginales annuelles et les revenus nets sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage.

Art. 11, § 1^{er}. La courbe de demande est déterminée au moyen de deux paramètres de volume :

1° le volume requis dans une mise aux enchères;

2° le volume maximum au prix maximum.

§ 2. Ces deux volumes sont déterminés en cinq étapes :

1° la charge moyenne pendant les situations de pénurie simulées est prise comme référence. Pour le volume requis dans une mise aux enchères, elle est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article

3, § 7. Pour le volume maximum au prix maximum, elle est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 3, § 7, mais pour lequel il est tenu compte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé à l'article 7undecies, § 7 de la loi du 29 avril 1999, adapté par le facteur de correction X, visé à l'article 4, § 3;

2° un volume correspondant au besoin en réserves d'équilibrage est ajouté à la charge visée au 1° ;

3° la valeur moyenne de la prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées est retranchée du volume visé au 1°. Pour le volume requis dans une mise aux enchères, la valeur moyenne de la prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 3, § 7. Ce volume est le volume cible. Pour le volume maximum au prix maximum, la valeur moyenne de la prévision d'énergie non desservie pendant les situations de pénurie simulées est déterminée sur la base de la simulation visée à l'article 12 et du scénario de référence visé à l'article 3, § 7, mais pour lequel il est tenu compte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé à l'article 7undecies, § 7 de la loi du 29 avril 1999, adapté par le facteur de correction X, visé à l'article 4, § 3;

4° la capacité non éligible, calculée selon le § 3, et la capacité contractée lors des enchères précédentes, calculée selon le § 4, sont retirées du volume cible;

5° pour la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité, un volume à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité est retranché sur la base de la méthodologie visée au paragraphe 5. La même réduction et réservation sont appliquées, par frontière, au pro rata, au volume maximal requis dans les pré-enchères pour la capacité étrangère indirecte quatre ans avant la période de fourniture de capacité, visée à l'article 14.

§ 3. La capacité non éligible est calculée en multipliant la puissance de référence nominale de chaque unité non éligible par le facteur de réduction approprié, défini à l'article 13. Dans le cadre de la détermination de la courbe de demande, il est pris comme hypothèse que les capacités suivantes sont non éligibles : les éoliennes terrestres, les éoliennes sur mer et les installations d'énergie solaire, ainsi que les centrales de cogénération (pour les unités connectées au réseau de transport, uniquement celles qui, selon les données fournies par l'AD Energie, reçoivent une aide à la production pendant la période de fourniture de capacité), les centrales de biomasse (pour les unités connectées au réseau de transport uniquement celles qui, selon les données fournies par l'AD Energie, reçoivent une aide à la production pendant la période de fourniture de capacité), et les centrales d'incinération de déchets (pour les unités connectées au réseau de transport, uniquement celles qui, selon les données fournies par l'AD Energie, reçoivent une aide à la production pendant la période de fourniture de capacité). Une actualisation de cette hypothèse sera effectuée après la préqualification selon les règles de fonctionnement.

§ 4. La capacité contractée lors des enchères précédentes est définie par la capacité contractée de chaque unité du marché pour la période de fourniture de capacité, mentionnée dans le contrat de capacité.

§ 5. La capacité nécessaire pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures en moyenne, est déterminée, pour chaque bloc de 100 MW, par le nombre d'heures moyen nécessaire pour respecter le critère de la sécurité d'approvisionnement sur la base de la courbe de durée de la demande (« load duration curve »). Il s'agit des heures dont une certaine capacité a besoin pour couvrir la consommation maximale d'électricité. »

1.1.3. Arrêté royal du 21 mai 2021

17. L'arrêté royal du 21 mai 2021 relatif à l'établissement des critères de recevabilité visés à l'article 7undecies, § 8, alinéa 1^{er}, 1° et 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en ce qui concerne les conditions dans lesquelles les détenteurs de capacité bénéficiant ou ayant bénéficié de mesures de soutien ont le droit ou l'obligation de participer à la procédure de préqualification et en ce qui concerne le seuil minimal, en MW (ci-après : « l'arrêté royal du 21 mai 2021 ») définit les conditions des critères d'admissibilité pour participer à la procédure de préqualification.

1.1.4. Arrêté ministériel du 9 septembre 2022 déterminant le scénario de référence

18. L'arrêté ministériel du 9 septembre 2022¹ détermine le scénario de référence pour la mise aux enchères de 2023.

1.1.5. Arrêté ministériel du 9 septembre 2022 déterminant les valeurs intermédiaires

19. L'arrêté ministériel du 9 septembre 2022² détermine les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2023.

¹ Arrêté ministériel déterminant le scénario de référence pour l'enchère de 2023 en application de l'article 3, § 7, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres permettant de déterminer le volume de capacité à acheter, y compris leur méthode de calcul, et les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, ainsi que la méthode et les conditions d'obtention de dérogations individuelles à l'application de la ou des limites de prix intermédiaires dans le cadre du mécanisme de rémunération des capacités.

² Arrêté ministériel déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2023 conformément à l'article 4, § 3, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité.

2. ANTECEDENTS

20. Cette section expose principalement les antécédents liés à l'enchère Y-4 qui sera organisée en 2023 couvrant la période de fourniture 2027-2028.

21. Le 6 mai 2022, Elia a lancé sa consultation publique sur les scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2027-2028. Cette consultation s'est terminée le lundi 6 juin 2022.

22. Le 17 juin 2022, Elia a présenté les résultats de la consultation et sa réaction éventuelle aux réponses lors du WG Adequacy.

23. Le 21 juin 2022, le rapport de consultation d'Elia a été publié sur son site Web³.

24. Le 19 juillet 2022, la proposition (C)2429 de la CREG de scénario de référence pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2027-2028 a été transmise à la ministre de l'Énergie.

25. Le 2 septembre 2022, la proposition (C)2428 de la CREG de coût brut d'un nouvel entrant, de facteur de correction X et de coût moyen pondéré du capital pour l'enchère Y-4 couvrant la période de fourniture 2027-2028 a été transmise à la ministre de l'Énergie.

26. Le 9 septembre 2022, l'arrêté ministériel déterminant le scénario de référence pour l'enchère de 2023 a été publié (ci-après : « l'AM scénario de référence »)⁴, ainsi que l'arrêté ministériel déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2022 (ci-après : « l'AM valeurs intermédiaires »)⁵.

27. Le 15 novembre 2022, la CREG a reçu le rapport du gestionnaire de réseau Elia intitulé « Préparation de l'enchère CRM Y-4 pour la période de fourniture 2027-28 : Rapport du gestionnaire du réseau contenant des informations pour la détermination du volume à contracter et des propositions de paramètres spécifiques » (ci-après : « Rapport du gestionnaire de réseau »).

28. Le 16 décembre 2022, Elia a présenté les résultats du rapport du gestionnaire de réseau au WG Adequacy.

29. Le 16 décembre 2022, la CREG a transmis par e-mail un questionnaire concernant le rapport du gestionnaire de réseau. Le questionnaire visait à la fois à mieux comprendre certains résultats et à obtenir certains résultats détaillés.

30. Le 19 janvier 2023, la CREG a reçu une réponse d'Elia aux questions posées le 16 décembre 2022. Les réponses d'Elia à certaines questions étaient insuffisantes. Elia n'a pas non plus répondu à la demande d'obtenir certains résultats détaillés des différentes simulations.

³ Voir https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20220620_public-consultation-report-27-28.pdf

⁴ Arrêté ministériel du 9 septembre 2022 déterminant le scénario de référence pour l'enchère de 2023 en application de l'article 3, § 7, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres permettant de déterminer le volume de capacité à acheter, y compris leur méthode de calcul, et les autres paramètres nécessaires à l'organisation des enchères, ainsi que la méthode et les conditions d'obtention de dérogations individuelles à l'application de la ou des limites de prix intermédiaires dans le cadre du mécanisme de rémunération des capacités

⁵ Arrêté ministériel du 9 septembre 2022 déterminant les valeurs intermédiaires pour la mise aux enchères de 2023 conformément à l'article 4, § 3, de l'arrêté royal du 28 avril 2021 fixant les paramètres avec lesquels le volume de la capacité à prévoir est déterminé, y compris leurs méthodes de calcul, et les autres paramètres nécessaires pour l'organisation des mises aux enchères, ainsi que la méthode pour et les conditions à l'octroi d'une dérogation individuelle à l'application du ou des plafond(s) de prix intermédiaire(s) dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité

31. Le 1^{er} février 2023, la CREG a émis son avis (A)2509 sur la proposition de paramètres d'enchères dans le rapport du gestionnaire de réseau pour l'enchère Y-4 de 2023 couvrant la période de fourniture 2027-2028.

3. PROPOSITION

3.1. INFORMATIONS DE LA PARTIE II DU RAPPORT DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU

32. Les sections suivantes récapitulent brièvement les informations contenues dans la partie II (« Informations et données pour l'élaboration de la courbe de la demande ») du rapport du gestionnaire de réseau.

3.1.1. Consommation électrique moyenne dans les situations de pénurie simulées

33. Cette information est fournie sur base de l'article 6, §2, 5° et déterminée conformément à l'article 11, §2, 1°, de l'AR Méthodologie de volumes.

34. Pour le volume requis lors d'une enchère (points B et C de la courbe de demande), la consommation moyenne d'électricité selon l'article 11, §2, 1° de l'AR Méthodologie de volume est déterminée sur base de la simulation du scénario de référence visée à l'article 12.

Pour le volume maximal au prix maximal (point A de la courbe de demande), la consommation moyenne d'électricité conformément à l'article 11, §2, 1° de l'AR Méthodologie de volume est déterminée sur la base de la simulation du scénario de référence visée à l'article 12, où il est toutefois tenu compte du niveau de sécurité d'approvisionnement visé à l'article 7undecies, §7 de la loi électricité, corrigé par le facteur de correction X.

35. Selon Elia, la consommation moyenne d'électricité dans les situations de pénurie simulées s'élève à :

- Point A : **13 981 MW** en cas de LoLE = 4,5 heures. (norme de fiabilité x facteur de correction 1,5) ;
- Points B et C : **14 071 MW** en cas de LoLE = 3h (critère légal de fiabilité actuel).

3.1.2. Volume correspondant au besoin de réglage de l'équilibre

36. Cette information est fournie sur base de l'article 6, §2, 6° et déterminée conformément à l'article 11, §2, 2°, de l'AR Méthodologie de volumes.

37. Elia estime le besoin en volume de réglage total pour la période de fourniture 2027-2028 à 75 MW FCR et 1 175 MW FRR. La contribution transfrontalière est estimée par Elia comme indisponible (c'est-à-dire 0 MW).

38. Par conséquent, Elia affirme que le besoin en puissance de réglage contractée en capacité belge (production, stockage et participation active de la demande) est égal à **1 250 MW**.

3.1.3. Valeur moyenne de l'énergie non fournie attendue dans les situations de pénurie simulées

39. Cette information est fournie sur base de l'article 6, §2, 7° et déterminée conformément à l'article 11, §2, 3°, de l'AR Méthodologie de volumes.

40. L'énergie moyenne non fournie attendue dans les situations de pénurie simulées est déterminée conformément à l'article 11, §2, 3°, de l'AR Méthodologie de volume sur la base de la simulation du scénario de référence visée à l'article 12. Comme pour la détermination de la consommation moyenne d'électricité, une distinction est faite dans le calcul de l'énergie non fournie attendue entre la valeur permettant de déterminer le volume maximal au prix maximal et la valeur permettant de déterminer le volume requis lors d'une enchère.

41. Selon Elia, l'énergie moyenne non fournie attendue dans les situations de pénurie simulées est de :

- Point A : **518** MW en cas de LoLE = 4,5 heures. (norme de fiabilité x facteur de correction 1,5);
- Points B et C : **453** MW en cas de LoLE = 3h (critère légal de fiabilité actuel).

3.1.4. Capacité non éligible

42. Cette information est fournie sur base de l'article 6, §2, 2° et déterminée conformément à l'article 11, §2, 4°, et §3 de l'AR Méthodologie de volume.

43. Pour déterminer la capacité non éligible, 2 critères sont utilisés, qui sont mentionnés dans l'arrêté royal du 21 mai 2021, à savoir :

- les détenteurs de capacité bénéficiant d'une aide à l'exploitation pendant la ou les périodes de fourniture de capacité concernées ;
- les détenteurs de capacité, dont la capacité individuelle ou agrégée est inférieure au seuil minimal de 1 MW.

44. Pour les unités de production d'énergie renouvelable, Elia applique le premier critère et considère que toutes les capacités d'énergie éolienne (*onshore* et *offshore*) ainsi que l'énergie solaire appartiennent à cette catégorie et ne sont donc pas éligibles. En tenant compte des facteurs de réduction (« *derating factors* »), Elia arrive à une capacité non éligible basée sur le premier critère de 853 MW.

Catégorie	Capacité installée [MW]	Facteur de réduction [%]	Capacité non éligible [MW]
Éoliennes offshore	2 261	11	249
Éoliennes onshore	4 368	10	437
Energie solaire (PV)	10 155	1	102
Centrales hydroélectriques	143	46	66
Total			853

45. Pour les unités thermiques, Elia fait la distinction entre, d'une part, les capacités modélisées de manière agrégée dans le scénario de référence, soit les technologies sans programme journalier, la biomasse, l'incinération des déchets ou le gaz et, d'autre part, les capacités modélisées individuellement dans le scénario de référence.

46. Elia affirme qu'il n'y a plus de distinction en ce qui concerne le deuxième critère, étant donné que toutes les unités de cogénération modélisées de manière agrégée sont considérées comme non éligibles.

47. Pour les unités agrégées (cogénération au gaz naturel, unités de biomasse et unités d'incinération des déchets), la capacité installée a été estimée à 2 003 MW (comme soumis à la consultation).

48. Pour les unités modélisées individuellement, Elia se base sur les informations des régions pour déterminer quelles unités doivent être considérées comme non éligibles. Seules les capacités dont le soutien est confirmé sont considérées comme non éligibles par Elia. Elia estime la capacité installée de ces unités à 723 MW.

En tenant compte des facteurs de réduction, Elia arrive aux 1 871 MW suivants de capacités non éligibles (voir tableau ci-dessous).

Catégorie	Capacité installée [MW]	Facteur de réduction [%]	Capacité non éligible [MW]
Toutes les technologies thermiques sans programme journalier - agrégées	2 003	63	1 262
Unités modélisées individuellement	723	63 ou 93	609
Total			1 871

49. Cela porte donc la capacité non éligible totale à 2 724 MW, selon Elia.

3.1.5. Courbe de durée de la demande

50. Cette information est fournie sur la base de l'article 6, §2, 1° et déterminée conformément à l'article 11, §5 de l'AR Méthodologie de volume.

51. La courbe de durée de la demande, basée sur les données d'Elia, donne un volume de 14 509 MW - 13 224 MW = **1 285 MW** à réserver pour l'enchère Y-1.

3.1.6. Volume maximal disponible pour la participation de la capacité étrangère indirecte

52. Cette information est fournie sur la base de l'article 6, §2, 3° et déterminée conformément à l'article 11, §2, 5° de l'AR Méthodologie de volume.

53. Elia fournit dans le rapport du gestionnaire de réseau les capacités d'accès maximales disponibles pour la participation des capacités étrangères indirectes pour chaque zone de réglage directement connectée à la zone de réglage belge.

Résultats d'Elia	
France	119 MW
Pays-Bas	260 MW
Allemagne	2 MW
Grande-Bretagne	553 MW
Total	934 MW

3.1.7. Rentes inframarginales annuelles réalisées sur le marché de l'énergie

54. Cette information est fournie sur la base de l'article 6, §2, 4° et déterminée conformément à l'article 10, §6 de l'AR Méthodologie de volume.

55. La liste limitée des technologies a été déterminée par la ministre (et figure dans le tableau 7 du rapport du gestionnaire de réseau).

Technologie	CAPEX [€/kW]	FOM [€/kW/an]	Durée de vie économique [ans]
IC Gas Engine	400	15	15
CCGT	600	25	20
OCGT	400	20	20
CHP	800	60	20
PV	600	25	15
Wind onshore	1000	50	15
Wind offshore	2300	80	15
Battery storage	750	15	15
Demand Response	0	50	1

Tableau 7 : Paramètres pour le calcul du gross-CONE (CREG (C)2428 et arrêté ministériel)

56. Afin de calculer les coûts marginaux, Elia a adopté un certain nombre d'hypothèses concernant les rendements, les prix des combustibles, les prix du CO₂, les coûts variables d'exploitation et d'entretien (VOM) et les facteurs d'émission de CO₂ (voir, entre autres, le tableau 8 du rapport du gestionnaire de réseau).

Catégories	Coût Marginal [€/MWh]	Rendement [%]	Prix carburant [€/GJ]	Prix CO ₂ [€/tCO ₂]	VOM [€/MWh]	CO ₂ emission factor [kg/net.GJ]
CCGT	117	60	13.69	97.3	2	57
OCGT	176	42	13.69	97.3	11	57
IC Gas Engine	184	40	13.69	97.3	11	57
CHP	119	33	13.69	97.3	6.9	57

Tableau 8: Net-CONE : Hypothèses pour le coût marginal des différentes technologies

57. Elia a calculé les rentes inframarginales pour différents scénarios selon les informations contenues dans le rapport du gestionnaire de réseau :

- Pour 2027, le scénario de référence a été simulé ;
- Pour 2030, 2032 et après 2032, les revenus ont été calculés sur la base des scénarios suivants de l'étude d'Elia sur l'adéquation et la flexibilité 2022-2032 publiée en 2021 :
 - o Scénario CENTRAL/EU-SAFE ;
 - o Scénario Efficient gas ;
 - o Scénario High price.
- Pour les années ultérieures à 2032, les rentes inframarginales de 2032 ont été considérées comme constantes.
- Une interpolation linéaire a été appliquée pour les années intermédiaires.

Le tableau 20 de l'annexe 3 du rapport du gestionnaire de réseau donne les rentes inframarginales calculées par Elia.

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CCGT	69	55	41	28	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
OCGT	18	15	11	8	8	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
IC Gas Engine	17	14	11	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8						
CHP	62	50	38	25	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Batteries	15	12	10	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8					
DSR	0																			
PV	55	54	52	50	49	47	47	47	47	47	47	47	47	47	47					
Wind onshore	183	159	134	110	112	115	115	115	115	115	115	115	115	115	115					
Wind offshore	269	233	197	161	164	167	167	167	167	167	167	167	167	167	167					

Tableau 20 : Net-CONE – Détail des rentes inframarginales gagnées sur le marché de l'électricité sur l'ensemble de la durée de vie économique

3.1.8. Revenus du marché des services auxiliaires d'équilibrage

58. Ces informations sont déterminées conformément à l'article 10, §7 de l'AR Méthodologie de volume.

59. Elia propose de prévoir des revenus des services auxiliaires de 14 €/kW/an pour l'OCGT et les moteurs à gaz IC, 19 €/kW/an pour la réponse au marché et 12 €/kW/an pour le stockage sur batterie. Pour toutes les autres technologies, aucun revenu provenant des services auxiliaires d'équilibrage n'est estimé.

3.2. PROPOSITION DE COURBE DE DEMANDE BASÉE SUR LES DONNÉES DU RAPPORT DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU

60. La CREG n'a pas été en mesure de valider les chiffres du rapport d'étalonnage. Pour rédiger cette proposition de courbe de demande, la CREG a utilisé les chiffres du rapport d'étalonnage conformément à l'AR Méthodologie de volume.

3.2.1. Calcul des paramètres de volume

61. L'article 11 de l'AR Méthodologie de volume indique comment la courbe de demande doit être établie en utilisant deux paramètres de volume :

- le volume requis dans une mise aux enchères ;
- le volume maximum au prix maximum.

62. L'article 11, §2 précise comment ces paramètres de volume sont calculés. Avant de calculer ces paramètres de volume, certaines hypothèses nécessaires sont expliquées.

3.2.1.1. Capacité contractée lors de ventes aux enchères précédentes

63. La plupart des éléments nécessaires au calcul des paramètres de volume se trouvent dans le rapport du gestionnaire de réseau et ont été repris dans la section 3.1. Seul le volume de la capacité déjà contractée, calculé selon l'article 11, §4 de l'AR Méthodologie de volume, n'a pas été mentionné. Cela peut s'expliquer par les différences de calendrier entre l'élaboration du rapport du gestionnaire de réseau et la conclusion des contrats de capacité.

64. Le volume total ayant fait l'objet d'un contrat pluriannuel lors de l'enchère Y-4 en 2021 est de 1 648,72 MW. La majeure partie de cette capacité (1 646,08 MW) a fait l'objet d'un contrat de 15 ans, et un volume limité (2,64 MW) d'un contrat de 8 ans.

65. L'arrêté ministériel du 25 mars 2022 a chargé le gestionnaire de réseau de procéder à une allocation supplémentaire pour l'enchère organisée en 2021. Après cette allocation supplémentaire, la capacité sous contrat pluriannuel sera de 1 658 MW. Ce volume fera encore l'objet de contrats pendant la période de fourniture 2027-2028.

66. Aucune capacité supplémentaire n'a été contractée lors de la vente aux enchères Y-4 de 2022 pour la période de fourniture 2026-2027.

67. Par conséquent, le volume de la capacité déjà contractée, calculé conformément à l'article 11, §4 de l'AR Méthodologie de volume, est de **1 658 MW**.

3.2.1.2. Augmentation de la capacité non éligible en raison de l'extension de la capacité nucléaire nationale

68. La CREG propose que le volume non éligible, tel que proposé par Elia et décrit au point 3.1.4. (2 724 MW), soit augmenté par la capacité nucléaire nationale, qui fait l'objet de négociations gouvernementales en vue d'une prolongation de la durée de vie. La CREG constate que cette approche a également été suivie dans l'arrêté ministériel du 30 mars 2022 portant instruction au gestionnaire de réseau d'organiser l'enchère Y-4 en 2022, dans lequel les considérants prévoient également que les capacités nucléaires sont considérées comme non éligibles. Les unités en question sont Doel 4 (1 039

MW) et Tihange 3 (1 038 MW). Si l'on tient compte du facteur de réduction de 80 % proposé par Elia pour la capacité nucléaire nationale, la capacité réduite est de 1 662 MW.

69. Le volume total non éligible est donc de **4 386 MW**.

70. In fine, l'estimation du volume non éligible est moins importante, pour autant que la correction de la courbe de demande après préqualification et après l'enchère peut être faite correctement. Pour assurer une adaptation correcte de la courbe de demande, une liste complète des unités individuelles est nécessaire pour les technologies concernées avec l'indication de l'unité qui a été considérée comme éligible ou non éligible dans l'arrêté ministériel portant instruction d'organiser la vente aux enchères Y-4 en 2023.

3.2.1.3. Capacité indirecte étrangère

71. Sur la base de l'état actuel du dossier CRM, l'allocation au prorata de la capacité indirecte étrangère ne peut pas être strictement suivie comme le prescrit l'AR Méthodologie de volume. L'article 11, §2, 5° dispose ce qui suit (soulignement propre) :

« 5° pour la mise aux enchères quatre ans avant la période de fourniture de capacité, un volume à réserver pour la mise aux enchères se déroulant un an avant la période de fourniture de capacité est retranché sur la base de la méthodologie visée au § 5. La même réduction et réservation sont appliquées, par frontière, au pro rata, au volume maximal requis dans les pré-enchères pour la capacité étrangère indirecte quatre ans avant la période de fourniture de capacité, visée à l'article 14. »

72. Toutefois, il est actuellement prévu que la capacité indirecte étrangère ne puisse participer à l'enchère Y-1 que pour la période de fourniture 2026-2027. Au lieu d'appliquer une réduction au prorata, la CREG propose de transférer la totalité du volume de capacité étrangère à l'enchère Y-1 avec la période de fourniture 2026-2027.

3.2.1.4. Calcul des paramètres de volume

73. L'application du calcul des paramètres de volume est présentée dans le tableau ci-dessous.

	Référence	Point A	Points B et C
Consommation électrique moyenne dans les situations de pénurie simulées	3.1.1.	13 981 MW	14 071 MW
Besoin de puissance de réglage	3.1.2.	+ 1 250 MW	
Énergie moyenne non fournie dans les situations de pénurie simulées	3.1.3.	- 518 MW	- 453 MW
Capacité non éligible	3.2.1.2.	- 4 386 MW	
Capacité à l'enchère Y-1	3.1.5.	- 1 285 MW	
Capacité déjà contractée	3.2.1.1.	-1 658 MW	
Réduction de la capacité étrangère	3.1.6.	- 934 MW	
Résultat		+6 450 MW	+ 6 605 MW

3.2.2. Calcul des paramètres de prix

74. L'article 10 de l'AR Méthodologie de volume indique comment la courbe de demande doit être établie en utilisant deux paramètres de prix :

- le coût net d'un nouvel arrivant ;
- le prix maximum.

75. L'article 10, §2 prévoit que le coût net d'un nouvel entrant (en €/MW/an) est égal au *missing money* de la technologie dont le *missing money* est le plus faible parmi les technologies figurant dans la liste restreinte des technologies. La technologie connexe est la technologie de référence.

Le calcul du *missing money* des technologies figurant dans la liste restreinte des technologies est déterminé en réduisant le coût brut d'un nouvel entrant par les rentes inframarginales annuelles et par les revenus nets provenant de la fourniture de services d'équilibrage, où :

- le coût brut d'un nouvel entrant correspond au coût brut non réduit (EAC⁶) tel qu'établi dans l'AM Valeurs intermédiaires :

€/kW/an	EAC
OCGT	75
CCGT	106
IC Gas Engine	72,3
CHP	162,5
PV	93,4
Wind onshore	174,3
Wind offshore	392,4
Battery Storage (4h)	131,2
Demand Response	50

- les rentes inframarginales annuelles ; il s'agit des chiffres indiqués par Elia dans le rapport du gestionnaire de réseau (voir point 3.1.7) ;
- les revenus nets provenant de la fourniture de services d'équilibrage, tels qu'ils ont été indiqués par Elia dans le rapport du gestionnaire de réseau (voir point 3.1.8).

⁶ EAC : Equivalent Annualized Cost, tel que défini dans la décision ACER n° 23/2020 du 2 octobre 2020.

76. En ce qui concerne les rentes inframarginales, la CREG a deux commentaires :

- la simulation a été réalisée dans le contexte existant mais ne tient pas compte des adaptations de design proposées par Elia lors de la consultation publique sur les règles de fonctionnement. La CREG comprend qu'Elia s'en tient au scénario de référence établi par la ministre et réalise les simulations dans le respect des règles connues. Cependant, les règles de fonctionnement consultées par Elia pour l'enchère de 2023, prévoient une modification d'éléments⁷ qui pourraient affecter les rentes inframarginales, et par conséquent les paramètres de prix de la courbe de demande. Le calendrier de la détermination de la courbe de demande sur la base du rapport du gestionnaire de réseau (31 mars) et des règles de fonctionnement (15 mai) ne permet pas de proposer une courbe de demande totalement cohérente avec ces futures modifications.
- Concernant les revenus des services d'équilibrage, Elia a retiré les revenus dépassant une certaine limite pour calculer les revenus moyens. Pour la mFRR, les revenus supérieurs à 10€/MW/h ont été exclus, sous-estimant les revenus historiques du marché des services d'équilibrage et donc l'estimation des revenus futurs (selon l'actuel arrêté royal Méthodologie).

Cela peut entraîner une surestimation du coût net pour un nouvel entrant (qui détermine les niveaux de prix des points A et B de la courbe de demande). Cela augmente les revenus potentiels des fournisseurs de capacité avec de nouvelles capacités qui bénéficient d'un contrat pluriannuel, ou avec des capacités qui obtiennent une exception à la limite de prix intermédiaire. Et cela peut augmenter le coût du CRM.

77. Le *missing money* des technologies figurant dans la liste restreinte des technologies pour chaque année de la durée de vie économique est indiqué dans le tableau ci-dessous.

⁷ La CREG renvoie ici, entre autres, à l'adaptation de la formule de détermination du *strike price* (avec « indexation ») et à la modification des obligations de *pay back*.

€/kW/an	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
CCGT	37	51	65	78	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79	79
OCGT	43	46	50	53	53	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52	52
IC Gas Engine	41	44	47	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50						
CHP	101	113	125	138	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137	137
Battery Storage (4h)	104	107	109	112	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111	111					
Demand Response	31																			
PV	38	39	41	43	44	46	46	46	46	46	46	46	46	46	46					
Wind onshore	0	15	40	64	62	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59					
Wind offshore	123	159	195	231	228	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225					

78. Sur la base de la durée de vie économique par technologie, du rendement minimum et de la prime de risque (déterminée dans l'AM Valeurs intermédiaires), la CREG parvient au coût net d'un nouvel entrant (voir tableau ci-dessous).

€/kW	Durée de vie (j)	Rendement minimum (1)	Prime de risque (2)	Rendement total (1)+(2)	Coût net nouvel entrant (€/kW/an)
CCGT	20	5,53%	5,00%	10,53%	77,64
OCGT	20	5,53%	6,00%	11,53%	56,10
IC Gas Engine	15	5,53%	6,00%	11,53%	53,70
CHP	20	5,53%	5,00%	10,53%	142,74
Battery Storage (4h)	15	5,53%	7,50%	13,03%	123,92
Demand Response	1	5,53%	7,50%	13,03%	35,04
PV	15	5,53%	3,50%	9,03%	47,81
Wind onshore	15	5,53%	3,50%	9,03%	51,03
Wind offshore	15	5,53%	3,50%	9,03%	223,26

79. Bien que l'AR Méthodologie de volume ne précise pas l'utilisation des facteurs de réduction lors de la détermination du coût net d'un nouvel entrant, la CREG estime que le coût net doit être reflété en euros par kW *derated*. Sur la base des facteurs de réduction proposés par Elia (et donc pas ceux de l'AM Valeurs intermédiaires), on obtient les coûts nets suivants par kW *derated*.

	Coût net nouvel entrant (€/kW)	Facteur de réduction (%)	Coût net <i>derated</i> Nouvel entrant (€/kWd)
CCGT	77,64	93	83,5
OCGT	56,10	93	60,3
IC Gas Engine	53,70	95	56,5
CHP	142,74	93	153,5
Battery Storage (4h)	123,92	60	206,5
Demand Response	35,04	57 ⁸	61,5
PV	47,81	1	4781,2
Wind onshore	51,03	10	510,37
Wind offshore	223,26	11	2029,6

80. Par conséquent, le coût net du meilleur nouvel entrant est de 56,5 €/kWd (point B de la courbe de demande).

81. En tenant compte du facteur de correction de 1,5 fixé par la ministre, le prix maximum est de 84,8 €/kWd (point A de la courbe de demande).

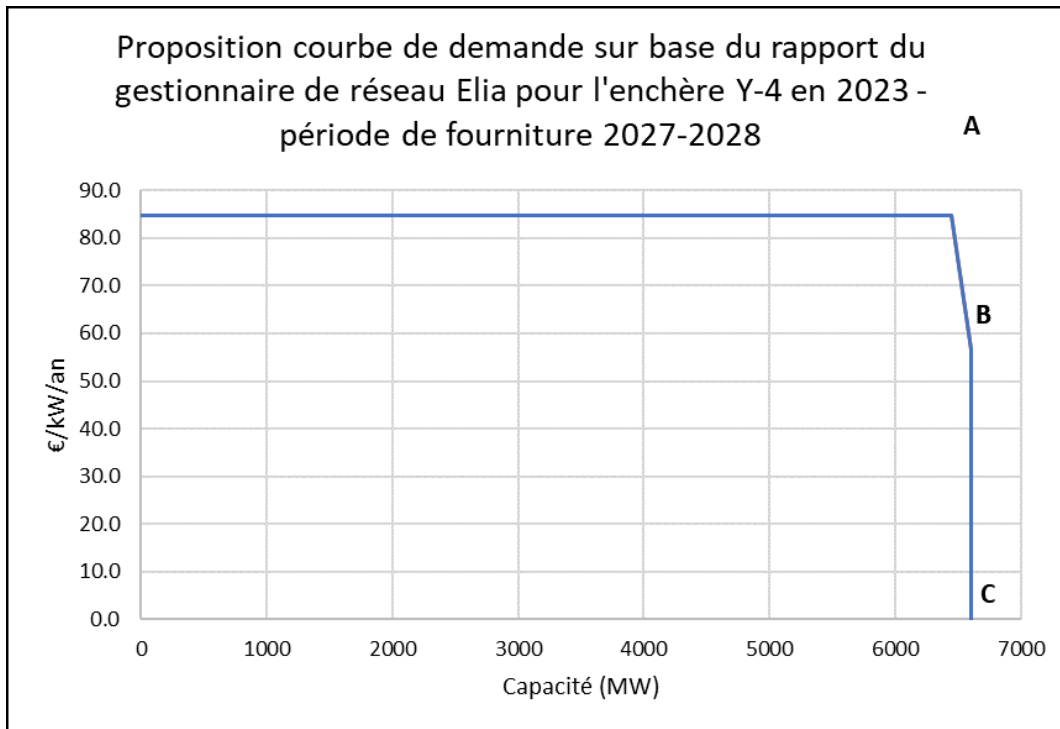
⁸Pour la participation active de la demande, le facteur de réduction a été pris pour les technologies avec un SLA de 4h.

3.2.3. Courbe de demande

82. Les paramètres de la courbe de demande sont présentés dans le tableau suivant.

	Volume (MW)	Prix (€/kWd/an)
Point A	6 450	84,8
Point B	6 605	56,5
Point C	6 605	0

83. La courbe de demande est illustrée dans le graphique ci-dessous.



84. Selon les dispositions incluses dans les règles de fonctionnement du mécanisme de rémunération de capacité applicables à l'enchère Y-4 en 2023, cette courbe de demande peut encore être corrigée pour tenir compte, entre autres, des volumes d'opt-out et des modifications des capacités non éligibles.

///

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Andreas TIREZ
Directeur

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction