

# Document de consultation publique

(PRD)2579

19 juillet 2023

relative au

Projet de proposition de coût brut d'un nouvel entrant, de facteur de correction X et de coût moyen pondéré du capital pour l'enchère T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029

## REMARQUE PRÉALABLE

Toute consultation est soumise aux dispositions du règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG. Ceci vaut également pour le traitement et la publication des observations reçues. Le règlement d'ordre intérieur ainsi que ses modifications ont été publiés au moniteur belge du 14 décembre 2015 et du 12 janvier 2017. Vous trouverez [ici](#) plus d'informations ainsi que les liens vers ces publications.

## APERCU

### Objet :

La CREG organise une consultation publique portant sur son projet de proposition 2579 de coût brut d'un nouvel entrant, de facteur de correction X et de coût moyen pondéré du capital pour l'enchère T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029.

### Modalités de la consultation :

1) Période de consultation :

Cette période de consultation se déroule jusqu'au 24 août 2023 à 23.59 CET inclus.

2) Mode de transmission des observations :

- Par courriel à [consult.2579@creg.be](mailto:consult.2579@creg.be)

Si le répondant estime que sa réponse comporte des informations confidentielles, ces informations doivent être indiquées précisément et sans ambiguïté dans la réponse comme étant confidentielles. En outre, cette réponse doit stipuler les raisons de la confidentialité et l'éventuel désavantage ou préjudice que pourrait subir le répondant si ces informations confidentielles étaient malgré tout publiées. Si le répondant (autre qu'une personne physique) estime avoir une raison valable pour que son nom ne soit pas divulgué, il le motive dans sa réponse.

3) Personne de contact et/ou coordonnées de contact pour tous renseignements :

Bart De Waele, +32 2 289 76 75, [consult.2579@creg.be](mailto:consult.2579@creg.be)

## DOCUMENTS DE CONSULTATION

Projet de proposition (C)2579

# Projet de proposition

(C)2579

19 juillet 2023

Projet de proposition de coût brut d'un nouvel entrant, de facteur de correction X et de coût moyen pondéré du capital pour l'enchère T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029

Établi en application de l'article 4, § 1<sup>er</sup> 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 MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES .....	2
INTRODUCTION .....	3
1. Cadre légal.....	4
1.1. Législation nationale .....	4
1.1.1. Loi électricité .....	4
1.1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021.....	6
1.2. Règlement électricité .....	8
2. Antécédents .....	9
3. Consultation .....	9
3.1. Information confidentielle .....	9
3.2. Anonymat .....	9
4. Proposition du coût brut d'un nouvel entrant et du facteur de correction X.....	10
4.1. Liste limitée de technologies éligibles.....	10
4.2. Proposition de coût moyen pondéré du capital.....	11
4.3. Proposition du coût brut d'un nouvel entrant pour différentes technologies .....	12
4.4. Proposition du facteur de correction X .....	13
5. Conclusion .....	15

# INTRODUCTION

1. Dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité et, en particulier, de la préparation de la quatrième enchère T-4 prévue en 2024 avec une livraison de capacité débutant le 1<sup>er</sup> novembre 2028, la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (ci après : « CREG ») a élaboré le présent projet de proposition du coût brut d'un nouvel entrant, du facteur de correction et du coût moyen pondéré du capital.
2. Ce projet de proposition a été formulé en application de l'article 4, §1, 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 (ci-après : « l'arrêté royal du 28 avril 2021 »).
3. Ce projet de proposition comprend cinq chapitres. Le premier chapitre traite du cadre légal. Le deuxième chapitre énonce les antécédents. Le troisième chapitre aborde les modalités de consultation du projet actuel de proposition. Le quatrième chapitre contient la proposition effective pour le coût brut d'un nouvel entrant et le facteur de correction X ainsi que le coût moyen pondéré du capital. Le cinquième chapitre contient la conclusion de ce projet de proposition.
4. Ce projet de proposition a été approuvé par le Comité de direction de la CREG le 19 juillet 2023.

# 1. CADRE LÉGAL

## 1.1. LÉGISLATION NATIONALE

### 1.1.1. Loi électricité

5. Le 22 avril 2019, la loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité a été adoptée afin de mettre en place un mécanisme de rémunération de capacité. Cette loi crée un cadre général en vue de l'introduction d'un mécanisme de capacités à l'échelle du marché et définit le processus et la répartition des tâches pour l'élaboration des différents aspects du mécanisme de rémunération de capacité au moyen de divers arrêtés royaux et 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 portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité.

6. L'article 7<sup>undecies</sup>, §1<sup>er</sup> de la loi électricité définit le principe d'enchères récurrentes et souligne, entre autres, l'importance de la maîtrise des coûts du mécanisme de rémunération de capacité :

*« 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. »*

7. L'article 7<sup>undecies</sup>, §2 de la loi électricité prévoit :

*« 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<sup>er</sup>, 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.*

*Le Roi fixe par arrêté délibéré en Conseil des ministres, 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), après consultation des acteurs du marché. Une dérogation individuelle est octroyée par la commission. »*

8. 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<sup>er</sup>, 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<sup>er</sup> et 2 sont transmis au ministre, à la commission et à la Direction générale de l'Énergie.*

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

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

*« Au plus tard le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup>, 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<sup>er</sup>, et sur base des calculs du rapport établi par le gestionnaire du réseau visé au paragraphe 3, alinéa 1<sup>er</sup>. 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. »*

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

*« Au plus tard le 1<sup>er</sup> 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. »*

11. L'article 7 *undecies*, § 6 alinéa 1<sup>er</sup> 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. »*

12. L'article 7 *undecies*, § 6, alinéa premier de la loi électricité renvoie également à l'article 7 *undecies*, § 7 de la loi électricité en ce qui concerne la détermination du niveau requis de sécurité d'approvisionnement (« la norme de fiabilité »). En ce qui concerne la norme de fiabilité, l'article 7 *undecies*, § 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'Énergie 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'Énergie, 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'Énergie, est approuvée par le Roi par arrêté délibéré en Conseil des ministres.*

*La Direction générale de l'Énergie 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. »*

### **1.1.2. Arrêté royal du 28 avril 2021**

13. En exécution de l'article 7 *undecies*, §§ 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 a été adopté.

14. L'article 2 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit ce qui suit :

*§ 1. Le gestionnaire du réseau établit son rapport et sa proposition visés à l'article 7undecies, § 3 de la loi du 29 avril 1999 et tels que décrits à l'article 7, § 2, sur la base d'un scénario de référence, visé à l'article 3, § 7, et les valeurs intermédiaires, visées à l'article 4.*

*§ 2. La commission formule sa proposition visée sur la base de l'article 7undecies, § 4, sur la base de ce même scénario de référence et les mêmes valeurs intermédiaires.*



15. En ce qui concerne les valeurs intermédiaires, l'article 4 de l'arrêté royal du 28 avril 2021, tel que modifié par l'arrêté royal du 27 janvier 2022, prévoit<sup>1</sup> :

*« § 1<sup>er</sup>. La commission établit, en collaboration avec le gestionnaire du réseau, une proposition des valeurs intermédiaires suivantes :*

*1° le coût brut d'un nouvel entrant des technologies reprises dans la liste réduite de technologies visées à l'article 10, §4 ;*

*2° le facteur de correction X, qui permet de déterminer le prix maximal, visé à l'article 10, §8 et 9, et qui permet de calculer le volume maximal au prix maximal, en adaptant le niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 11, §2, 1° »*

*3° le coût moyen pondéré du capital, ci-après « WACC », correspondant à la somme du rendement minimal et d'une prime de risque, à prendre en compte pour calculer le coût brut d'un nouvel entrant, conformément au 1°, et le coût net d'un nouvel entrant, conformément à l'article 10, § 6. Cette prime de risque peut être différenciée par technologie de référence et en fonction de la durée de vie économique de l'investissement.*

*Pour la mise aux enchères qui se déroulera en 2022, les valeurs suivantes sont utilisées :*

*a) rendement minimal : 5,53 % pour toutes les technologies ;*

*b) prime de risque : telle que précisée à l'annexe 2 de la présente décision pour les technologies figurant dans la liste des technologies de référence visée à l'article 10 § 4.*

*§ 2. La proposition est soumise à une consultation publique durant une période de minimum un mois et adaptée en fonction des résultats de celle-ci.*

*§ 3. Les valeurs intermédiaires sont fixées au plus tard le 15 septembre de chaque année par le Ministre sur la base de la proposition de la commission et de son rapport de consultation. Le Ministre peut déroger à la proposition de la Commission moyennant motivation adéquate. »*

16. L'article 10, §4 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 stipule ce qui suit :

*« La méthode pour déterminer le coût brut de différentes technologies, visées à l'article 4, est basée sur la méthodologie de l'article 23, alinéa 6, du Règlement (UE) 2019/943, approuvée conformément à l'article 27, du Règlement (UE) 2019/943, et suit 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 être un nouvel entrant qui n'est pas encore entré sur le marché de l'électricité et pour lequel aucune infrastructure existante n'est encore disponible ;*

*2° la liste est basée sur les technologies existant dans la zone de contrôle belge et sur les technologies qui pourraient raisonnablement être disponibles pour l'année en question ;*

*3° concernant les technologies ayant un nombre d'heures de service de même ampleur, les technologies ayant des paramètres de coût significativement plus élevés sont exclues de la liste limitée ;*

---

<sup>1</sup> Arrêté royal du 27 janvier 2022 modifiant 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.

4° les technologies doivent respecter les valeurs limites d'émission de CO<sub>2</sub> visées à l'article 22, § 4 du règlement (UE) 2019/943 et d'autres valeurs limites légales.

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. »

17. L'article 10, §5 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 stipule ce qui suit :

*« Le coût brut d'un nouvel entrant est réévalué au minimum tous les cinq ans ou à la demande du ministre sur la base des dernières informations disponibles. »*

18. L'article 10, §8 et §9 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 stipule ce qui suit :

*« § 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 prend en compte les incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant, ainsi que la variabilité du coût brut d'un nouvel entrant, tant en termes de différences de coûts entre les technologies considérées, la variabilité du coût brut d'un nouvel entrant qui est liée à différentes technologies, telles que la détermination des revenus marginaux annuels des infrastructures et des revenus nets des services d'équilibrage. »*

## **1.2. RÈGLEMENT ÉLECTRICITÉ**

19. Pour la méthode de calcul des valeurs intermédiaires, l'arrêté royal du 28 avril 2021 renvoie à l'article 23, alinéa 6 du règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 relatif au marché intérieur de l'électricité (ci-après : le « règlement électricité »). Pour le calcul des coûts d'un nouvel entrant, l'article 7 *undecies*, § 7 de la loi électricité renvoie également aux mêmes dispositions du règlement électricité.

20. Il y est prévu ce qui suit :

*« Au plus tard le 5 janvier 2020, le REGRT pour l'électricité soumet à l'ACER un projet de méthode pour calculer :*

*a) le coût de l'énergie non distribuée ;*

*b) le coût qu'un nouvel entrant doit couvrir (« cost of new entry ») pour la production ou la participation active de la demande ; et*

*c) la norme de fiabilité visée à l'article 25.*

*La méthode se fonde sur des critères transparents, objectifs et vérifiables. »*

Le 2 octobre 2020, l'ACER a adopté sa décision n° 23/2020 relative à la méthodologie pour le calcul de la valeur de la charge perdue, le coût d'un nouvel entrant et la norme de fiabilité.

## 2. ANTÉCÉDENTS

21. Le 29 juin 2023, Elia a publié l'étude d'adéquation et de flexibilité pour la période 2024-2034.
22. Dans le cadre de la collaboration avec le gestionnaire de réseau exigée par l'arrêté royal du 28 avril 2021, une réunion entre Elia et la CREG s'est tenue le 18 juillet 2023, dans laquelle le contenu du projet de proposition a été discuté à l'aide de slides.
23. Le 19 juillet 2023, un projet de proposition (C)2580 de coût brut d'un nouvel entrant, de facteur de correction X et de coût moyen pondéré du capital pour l'enchère T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026 a également été approuvé par la CREG.

## 3. CONSULTATION

24. Conformément à l'article 4, § 2 de l'arrêté royal du 28 avril 2021, une consultation publique sur ce projet de proposition est organisée pendant au moins un mois sur le site web de la CREG.

### 3.1. INFORMATION CONFIDENTIELLE

25. Si le répondant estime que sa réponse comporte des informations confidentielles, ces informations doivent être précisément et explicitement indiquées comme confidentielles dans la réponse. En outre, cette réponse doit mentionner les raisons de la confidentialité ainsi que l'éventuel préjudice que la personne concernée estime pouvoir subir si ces informations confidentielles sont toutefois publiées.
26. Dans le cas de réponses confidentielles, la CREG demande qu'il soit clairement indiqué si la confidentialité vise simplement à éviter la publication (dans ce cas, la réponse sera partagée avec les autres membres du comité de suivi du CRM<sup>2</sup>) ou également vis-à-vis des autres membres du comité de suivi du CRM (dans ce cas, la CREG considérera la réponse comme absolument confidentielle et ne la partagera pas avec les autres membres du comité de suivi du CRM).

### 3.2. ANONYMAT

27. Si le répondant (autre qu'une personne physique) estime avoir une raison valable pour que son nom ne soit pas divulgué, il l'expliquera dans sa réponse.
28. Comme pour les informations confidentielles, la CREG demande qu'il soit clairement indiqué si l'anonymat demandé soit vise à éviter la divulgation de l'identité du répondant en cas de publication uniquement (auquel cas l'identité du répondant sera partagée avec les autres membres du comité de suivi CRM), soit s'applique également à l'égard des autres membres du comité de suivi CRM (auquel cas la CREG ne partagera pas l'identité du répondant avec les autres membres du comité de suivi CRM).

---

<sup>2</sup> Le comité de suivi du CRM est composé de représentants du cabinet de la Ministre de l'Énergie, de la Direction générale de l'Énergie, d'Elia et de la CREG.

## 4. PROPOSITION DU COÛT BRUT D'UN NOUVEL ENTRANT ET DU FACTEUR DE CORRECTION X

### 4.1. LISTE LIMITÉE DE TECHNOLOGIES ÉLIGIBLES

29. La CREG propose les technologies éligibles suivantes :

- Turbines à gaz à cycle ouvert (“OCGT (>100 MW)”);
- Turbine à gaz à cycle combiné (“CCGT (>800 MW)”);
- Moteurs à combustion de gaz naturel (“ICgas”);
- Cogénération (“CHP (<100 MW)”);
- Énergie solaire photovoltaïque (“PV”);
- Énergie éolienne onshore (“Wind Onshore”);
- Énergie éolienne offshore (“Wind Onshore”);
- Stockage par batteries à grande échelle (“Battery Storage Large Scale (4h)”)<sup>3</sup>;
- Participation active de la demande pour différents volumes (“Demand Response (0<300MW), (300<600MW), (600<900MW), (900<1200MW)”).

Cette liste est conforme à la liste des technologies de référence pour l'enchère T-4 en 2023 reprise dans l'arrêté ministériel du 9 septembre 2022 et à la liste utilisée par la Direction générale de l'Énergie pour la détermination du coût pour un nouvel entrant par la Direction générale de l'Énergie en vue de la fixation d'une norme de fiabilité<sup>4</sup>.

30. Le tableau 1 énumère les principaux paramètres utilisés pour déterminer le coût brut d'un nouvel entrant. Les coûts des CAPEX et FOM, la période de construction et la durée de vie économique de la technologie sont principalement basés sur les valeurs indiquées dans l'étude sur l'adéquation et la flexibilité d'Elia de juin 2023<sup>5</sup>. Une durée de vie de 20 ans a été envisagée pour l'énergie éolienne offshore, correspondant à la période de soutien des futurs parcs éoliens, contre 15 ans envisagés dans l'étude d'adéquation et de flexibilité. Pour les moteurs à combustion au gaz naturel, qui n'ont pas été repris dans l'étude, la CREG s'est basée sur les données relatives à cette technologie figurant dans la consultation publique d'Elia de juin 2023 relative à l'étude d'adéquation et de flexibilité d'Elia.

---

<sup>3</sup> La CREG propose un stockage par batteries à grande échelle d'une durée de 4h. Une durée de stockage de 4 heures est conforme aux offres faites lors des précédentes enchères CRM.

<sup>4</sup> Note « Détermination du coût d'un nouvel entrant (CONE) » du 10 juin 2022, voir le site Web du SPF Economie, <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/CRM-Note-Cout-d-un-nouvel-entrant-CONE-BE-10062022-SIGNED.pdf>

<sup>5</sup> Voir tableau 3-9, p. 182.

Les facteurs de réduction mentionnés sont ceux prévus par l'arrêté ministériel du 30 mars 2023.<sup>6</sup>

Technology	CAPEX (EUR/kW)	FOM (EUR/kW/y)	Lifetime (y)	Construction Period (y)	Derating Factor
OCGT (>100 MW)	550	25	20	2	93%
CCGT (>800 MW)	700	30	20	3	93%
Icgas	500	20	15	1	95%
CHP (<100 MW)	1000	70	20	2	93%
PV	600	20	15	1	1%
Wind Onshore	1000	45	15	1	10%
Wind Offshore	2000	70	20	3	11%
Battery Storage Large Scale (4h)	900	20	15	1	60%
Demand Response (0<300MW)	0	25	1	0	59%
Demand Response (300<600MW)	0	50	1	0	59%
Demand Response (600<900MW)	0	75	1	0	59%
Demand Response (900<1200MW)	0	100	1	0	59%

tableau 1 : paramètres des technologies de référence

## 4.2. PROPOSITION DE COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL.

Afin de maintenir la cohérence avec l'étude d'adéquation et de flexibilité 2024-2034, la CREG propose d'utiliser un rendement minimum de 4,7% et une prime de risque pour les technologies de référence comme mentionné dans le tableau 2.

Technology	Min. return	Risk premium	WACC
OCGT (>100 MW)	4.7%	3.3%	8.0%
CCGT (>800 MW)	4.7%	2.2%	6.9%
Icgas	4.7%	3.3%	8.0%
CHP (<100 MW)	4.7%	2.2%	6.9%
PV	4.7%	0.4%	5.1%
Wind Onshore	4.7%	1.3%	6.0%
Wind Offshore	4.7%	0.5%	5.2%
Battery Storage Large Scale (4h)	4.7%	0.3%	5.0%
Demand Response (0<300MW)	4.7%	1.6%	6.3%
Demand Response (300<600MW)	4.7%	1.6%	6.3%
Demand Response (600<900MW)	4.7%	1.6%	6.3%
Demand Response (900<1200MW)	4.7%	1.6%	6.3%

tableau 2 : Coût moyen pondéré du capital pour les technologies de référence

<sup>6</sup> Voir l'annexe de l'arrêté ministériel du 30 mars 2023 chargeant le gestionnaire du réseau d'organiser l'enchère quatre ans avant la période de livraison des capacités débutant le 1<sup>er</sup> novembre 2027, les paramètres requis pour l'organisation de ladite enchère, le volume maximal de capacité qui peut être contracté avec tous les détenteurs de capacité non prouvée, et contenant le volume minimal à réserver pour l'enchère à organiser un an avant la période de livraison de la capacité, conformément à l'article 7undecies, § 6, premier alinéa de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

### 4.3. PROPOSITION DU COÛT BRUT D'UN NOUVEL ENTRANT POUR DIFFÉRENTES TECHNOLOGIES

31. L'arrêté royal du 28 avril 2021 indique à l'article 10, §4 que le coût brut des différentes technologies doit être déterminé selon la « méthodologie visée à l'article 23, § 6 du règlement (UE) 2019/943 approuvée conformément à l'article 27 du règlement (UE) 2019/943 ».

32. L'article 10, § 5 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit que le coût brut d'un nouvel entrant doit être réévalué au moins tous les cinq ans ou à la demande du ministre. La méthode de détermination du WACC ayant considérablement changé, une nouvelle évaluation du coût brut d'un nouvel entrant est nécessaire.

33. Le calcul du CoNE fixe ( $CoNE_{fixed,RT}$ ) est effectué conformément à l'article 15 de la méthodologie approuvée par l'ACER le 2 octobre 20220.

Le coût annuel équivalent pour chaque technologie de référence ( $EAC_{RT}$ ) doit être calculé à l'aide de la formule suivante :

$$EAC = \left[ \sum_{i=1}^X \frac{CC(i)}{(1+WACC)^i} + \sum_{i=X+1}^{X+Y} \frac{AFC(i)}{(1+WACC)^i} \right] \cdot \frac{WACC \cdot (1+WACC)^{X+Y}}{(1+WACC)^Y - 1}$$

où :

- $i$  représente chaque année pendant la période de construction et la durée de vie économique ;
- $X$  est la période de construction (en années) ;
- $Y$  est la durée de vie économique (en années) ;
- $CC(i)$  est la meilleure estimation des coûts d'investissement encourus pour chaque année de la période de construction (en devise locale par MW) ;
- $AFC(i)$  est la meilleure estimation des coûts fixes encourus pour chaque année de la vie économique (en monnaie locale par MW).

Le coût brut d'un nouvel entrant pour une technologie de référence (RT) donnée est alors déterminé comme suit :

$$CoNE_{fixed,RT} = \frac{EAC_{RT}}{K_{d,RT}}$$

où :

- $EAC_{RT}$  est le coût annuel équivalent à la RT de la technologie de référence et ;
- $K_{d,RT}$  est le facteur de réduction de la technologie de référence.

Les résultats pour le coût annuel équivalent et pour le coût brut pour un nouvel entrant sont présentés dans le tableau 3.

Technology	EAC (EUR/MW/y)	Derating Factor	CoNE (EUR/MW/y)
OCGT (>100 MW)	83 300	93%	89 600
CCGT (>800 MW)	100 200	93%	107 700
Icgas	78 400	95%	82 500
CHP (<100 MW)	166 900	93%	179 500
PV	78 200	1%	7 820 000
Wind Onshore	148 000	10%	1 480 000
Wind Offshore	241 900	11%	2 199 100
Battery Storage Large Scale (4h)	106 700	60%	177 800
Demand Response (0<300MW)	25 000	59%	42 400
Demand Response (300<600MW)	50 000	59%	84 700
Demand Response (600<900MW)	75 000	59%	127 100
Demand Response (900<1200MW)	100 000	59%	169 500

tableau 3 : Coût brut pour les technologies de référence

#### 4.4. PROPOSITION DU FACTEUR DE CORRECTION X

34. Le facteur de correction X permet de déterminer le prix maximum pour le volume acheté lors de l'enchère.

35. L'article 4, § 1<sup>er</sup>, 2° de l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit :

*« Le facteur de correction X, qui permet de déterminer le prix maximal, visé à l'article 10, §8 et 9, et qui permet de calculer le volume maximal au prix maximal, en adaptant le niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 11, §2, 1° »*

L'article 10, § 9 de l'arrêté royal du 28 avril 2021 précise que la valeur du facteur de correction X tient compte des incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant, tant en termes de 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 des revenus nets sur le marché des services auxiliaires d'équilibrage.

36. Étant donné que l'arrêté royal du 28 avril 2021 ne décrit aucune méthodologie claire pour le calcul du facteur de correction X et que les incertitudes à prendre en compte ne peuvent être évaluées que sur la base de simulations d'un scénario qui reste à déterminer (le scénario de référence pour l'enchère T-4 en 2024 doit être défini pour le 15 septembre 2023), le facteur de correction doit être déterminé sur la base de la meilleure estimation possible des éléments qui ne sont pas encore connus.

37. Le facteur de correction X est destiné à prendre en compte les incertitudes entourant l'estimation du coût net d'un nouvel entrant. Le facteur X déterminera le prix maximum (point A de la courbe de demande). Le facteur X doit donc être déterminé compte tenu des incertitudes susceptibles d'augmenter le coût net d'un nouvel entrant. La variabilité du coût brut et des revenus doit donc également être considérée dans le contexte de l'objectif du facteur de correction X. Concrètement, cela signifie que la variabilité à la hausse du coût brut doit être combinée avec la variabilité à la baisse des revenus du marché de l'énergie et des services d'équilibrage.

38. Il est important d'avoir une vue sur les rentes infra-marginales pour les incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant en ce qui concerne la détermination des rentes infra-marginales annuelles (article 10, § 9 de l'arrêté royal du 28 avril 2021). La CREG n'a pas encore reçu d'informations détaillées concernant les taux d'intérêt infra-marginaux de la dernière étude d'adéquation et de flexibilité.

39. Étant donné que la courbe de demande doit être basée sur le coût net du meilleur nouvel entrant, c'est-à-dire la technologie ayant le coût net le plus bas, la CREG estime qu'il est préférable de choisir le facteur de correction en fonction de la technologie de ce meilleur nouvel entrant. Cependant, cette technologie ne peut être déterminée qu'après qu'Elia ait réalisé les simulations pour calculer le CoNE net de chaque technologie.

Pour tenir compte des différences de coûts entre les technologies considérées, la CREG estime qu'il faudrait idéalement déterminer les technologies dont les coûts nets sont les plus bas dans le scénario retenu, afin de pouvoir ensuite comparer ces coûts nets. Toutefois, l'arrêté royal du 28 avril 2021 prévoit que la CREG doit déjà déterminer un facteur de correction unique avant les simulations et avant le choix du scénario, et donc sans connaissance de la technologie du meilleur nouvel entrant.

40. Comme il n'y a pas de nouveaux éléments par rapport aux propositions précédentes de la CREG concernant les valeurs intermédiaires pour les enchères CRM, et compte tenu du fait que le facteur de correction pour les enchères T-4 a été fixé à 1,5 dans le passé, la CREG propose un facteur de correction de 1,5.



## 5. CONCLUSION

41. La CREG propose d'utiliser le coût moyen pondéré du capital tel que repris au tableau 2.
42. La CREG propose d'utiliser le coût brut d'un nouvel entrant tel que calculé dans le tableau 3.
43. La CREG propose un facteur de correction X égal à 1,5.

////

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

Andreas TIREZ  
Directeur

Laurent JACQUET  
Directeur

Koen LOCQUET  
Président f.f. du Comité de direction