

Avis

(A)2736

1er février 2024

Avis relatif à la proposition de paramètres d'enchère du rapport du gestionnaire de réseau pour l'enchère Y-1 de 2024 couvrant la période de fourniture 2025-2026

En application de l'article 7 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 ministériel du 15 septembre 2023 déterminant le scénario de référence.....	8
1.1.4. Arrêté ministériel du 15 septembre 2023 déterminant les valeurs intermédiaires	8
2. ANTECEDENTS	9
3. AVIS.....	10
3.1. Proposition de paramètres d'enchères d'Elia	10
3.1.1. Facteurs de réduction.....	10
3.1.2. Prix maximum intermédiaire.....	12
3.1.3. Détermination du prix de référence et du prix d'exercice	14
3.2. Avis sur la proposition de paramètres d'enchères.....	15
3.2.1. Facteurs de réduction.....	15
3.2.2. Prix maximum intermédiaire.....	16
3.2.3. Détermination du prix de référence et du prix d'exercice	17
4. CONCLUSION	19

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 rendre un avis sur la proposition de paramètres d'enchères d'Elia. Cette proposition de paramètres d'enchères se trouve dans la partie III du rapport du gestionnaire de réseau d'Elia pour l'enchère Y-1 de 2024 couvrant la période de fourniture 2025-2026.
2. Le présent avis se compose de quatre chapitres. Le premier chapitre aborde le cadre légal. Le deuxième chapitre comporte les antécédents. Le troisième chapitre contient l'avis proprement dit sur la proposition de paramètres d'enchères Elia. Le quatrième chapitre contient la conclusion de cet avis.
3. Le présent avis a été approuvé par le comité de direction de la CREG le 1^{er} février 2024.

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

misés 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 et 11 de l'AR méthodologie de volume font référence à la courbe de demande qui, pour la période de fourniture 2028-2029, fait l'objet de la proposition (C)2733 du 1er février 2024.

17. Les articles 12 à 14 de l'AR méthodologie de volume (chapitre 5) concernent les facteurs de réduction.

18. Les articles 15 à 20 de l'AR méthodologie de volume (chapitre 6) traitent de la détermination du prix maximum intermédiaire.

19. Les articles 23 à 27 de l'AR méthodologie de volume (chapitre 8) traitent du prix de référence et du prix d'exercice.

1.1.3. Arrêté ministériel du 15 septembre 2023 déterminant le scénario de référence

L'arrêté ministériel du 15 septembre 2023¹ détermine le scénario de référence pour les mises aux enchères de 2024 (ci-après : « l'AM scénario de référence »).

1.1.4. Arrêté ministériel du 15 septembre 2023 déterminant les valeurs intermédiaires

L'arrêté ministériel du 15 septembre 2023² détermine les valeurs intermédiaires pour les mises aux enchères de 2024 (ci-après : « l'AM valeurs intermédiaires »).

¹ Arrêté ministériel déterminant le scénario de référence pour l'enchère T-4 et T-1 de 2024 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 T-4 et T-1 de 2024 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 la mise aux enchères Y-4 qui sera organisée en 2024 couvrant la période de fourniture 2028-2029.

21. Le 14 avril 2023, lors d'un WG Adequacy, Elia a présenté les scénarios, sensibilités et données pour le calcul des paramètres de la mise aux enchères T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026 et de la mise aux enchères T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029.

Une consultation publique a été organisée à ce sujet par Elia du 18 avril 2023 au 19 mai 2023.

22. Le 16 juin 2023, Elia a présenté les réactions à sa consultation publique lors du WG Adequacy.

23. Le 20 juin 2023, Elia a publié le rapport de la consultation publique et les réponses non confidentielles sur son site Web.

24. Le 31 août 2023, les propositions (C)2630 et (C)2631 de la CREG de scénario de référence pour respectivement la mise aux enchères T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026 et la mise aux enchères T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029 ont été transmises à la ministre en charge de l'Énergie.

25. Le 7 septembre 2023, les propositions (C)2579 et (C)2580 de la CREG de coût brut d'un nouvel entrant, de facteur de correction X et de coût moyen pondéré du capital pour respectivement la mise aux enchères T-4 couvrant la période de fourniture 2028-2029 et la mise aux enchères T-1 couvrant la période de fourniture 2025-2026 ont été transmises à la ministre en charge de l'Énergie.

26. Le 15 septembre 2023, l'arrêté ministériel déterminant le scénario de référence pour les mises aux enchères de 2024 a été adopté, ainsi que l'arrêté ministériel déterminant les valeurs intermédiaires pour les mises aux enchères.

27. Le 15 novembre 2023, la CREG a reçu le rapport du gestionnaire de réseau d'Elia intitulé « Preparation of the CRM Y-4 auction with Delivery Period 2028-2029: Report of the transmission system operator containing the information to determine the volume to be contracted and proposals for other parameters » (ci-après : « rapport du gestionnaire de réseau »).

28. Un certain nombre de questions ont été posées à Elia à différents moments en janvier 2024, auxquelles il a été répondu dans un court laps de temps.

29. Le 24 janvier 2024, le cabinet de la ministre de l'Énergie a été informé des résultats de la détermination des courbes de demande pour les mises aux enchères qui peuvent être organisées en 2024 sur instruction de la ministre.

30. Une concertation a eu lieu le 26 janvier 2024 entre le cabinet de la ministre en charge de l'Énergie, Elia et la CREG.

31. Les 27 et 30 janvier 2024, la CREG a reçu d'Elia les dernières données complémentaires pour parachever la proposition de courbe de demande.

32. Le 1^{er} février 2024, la CREG a publié ses propositions (C)2733 et (C)2734 des paramètres avec lesquels le volume de capacité à acheter est déterminé respectivement pour la mise aux enchères Y-4 de 2024 couvrant la période de fourniture 2028-2029 et la mise aux enchères Y-1 de 2024 couvrant la période de fourniture 2025-2026.

3. AVIS

3.1. PROPOSITION DE PARAMÈTRES D'ENCHÈRES D'ELIA

33. La proposition d'Elia concernant les paramètres d'enchères se trouve dans la partie III du rapport du gestionnaire de réseau. Cette proposition est constituée, conformément à l'article 6, §2, 3^e alinéa de l'AR méthodologie de volume, des éléments suivants :

- une proposition pour les facteurs de réduction conformément au chapitre 5 de l'AR méthodologie de volume ;
- une proposition pour le prix maximum intermédiaire conformément au chapitre 6 de l'AR méthodologie de volume ;
- une proposition pour la détermination du prix de référence conformément au chapitre 8 de l'AR méthodologie de volume ;
- une proposition pour le prix d'exercice conformément au chapitre 8 de l'AR méthodologie de volume.

34. Les sections suivantes traitent des différentes propositions.

3.1.1. Facteurs de réduction

35. Ces facteurs de réduction doivent être déterminés conformément au chapitre 5 de l'AR méthodologie de volume.

36. Les informations contenues dans le rapport du gestionnaire de réseau sur les facteurs de réduction sont minimales : un tableau récapitulatif de la méthodologie de calcul des facteurs de réduction par catégorie et un tableau des résultats finaux. Cependant, l'analyse complémentaire (« *Additional analysis regarding the obtained results* ») réalisée par Elia explique l'évolution des facteurs de réduction entre les différentes mises aux enchères.

37. Le tableau 8 comportant les résultats finaux pour les facteurs de réduction est repris ci-dessous.

Category I: Categories of service level agreements (SLA)	
Sub-category	Derating factor [%]
SLA-1h	22
SLA-2h	38
SLA-3h	50
SLA-4h	59
SLA-5h	65
SLA-6h	71
SLA-7h	75
SLA-8h	79
SLA-9h	82
SLA-10h	86
SLA-11h	89
SLA-12h	91
SLA unlimited	100
Category II: Thermal technologies with daily schedule	
Sub-category	Derating factor [%]
CCGT	94
OCGT	92
Turbojets	90
IC gas engines	92
IC diesel engines	90
CHP / Biomass / Waste incineration	94
Nuclear	80
Coal	90
Category III: Energy-constrained technologies with daily schedule	
Sub-category	Derating factor [%]
Storage 1h	28
Storage 2h	46
Storage 3h	57
Storage 4h	63
Storage 5h	66
Storage 6h	69
PSP	60
Category IV: Weather-dependent technologies	
Sub-category	Derating Factor [%]
Offshore wind turbines	12
Onshore wind turbines	9
Solar	2
Hydro run-of-river	48
Category V: Thermal technologies without daily schedule	
Sub-category	Derating factor [%]
Aggregated thermal technologies	67

Table 8: Proposal for the derating factors

3.1.2. Prix maximum intermédiaire

38. Ce prix maximum intermédiaire a été déterminé par Elia selon la méthodologie décrite au chapitre 6 de l'AR méthodologie de volume.

39. Dans la section 3.2.1. du rapport du gestionnaire de réseau, Elia, conformément à l'article 18, §1^{er} de l'AR méthodologie de volume, établit une liste restreinte de technologies existantes, qui est identique à celle des rapports du gestionnaire de réseau pour les mises aux enchères Y-4 de 2021, 2022, 2023 et 2024.

Cette liste comprend les technologies suivantes :

- Turbines gaz-vapeur à cycle combiné (CCGT) ;
- Turbines à gaz à cycle ouvert (OCGT) ;
- Turbojets ;
- Installations de pompage-turbinage (PSP) ;
- DSR avec un temps d'activation de 4 heures.

40. La section 3.2.2. fournit une estimation des éléments de coût pour chaque technologie figurant sur la liste restreinte. Elia s'appuie pour cela sur l'étude menée par Afry.

Elia fournit dans le tableau 9 une estimation des coûts fixes d'exploitation et de maintenance (FOM) pour les technologies figurant dans la liste restreinte.

Technologies	FOM costs [€/kW/an] (Including non-yearly maintenance costs such as major overhauls)		
	Low	Mid	High
CCGT	37	38	53
OCGT	25	25	50
Turbojet	29	36	36
PSP	20	32	40
DSM with an activation duration of 4h	7	12	17

Table 9: Estimations of the FOM costs for the existing technologies included in the reduced list

Le tableau 10 montre une estimation des coûts variables d'Elia pour les trois premières technologies de la liste restreinte.

Technologies	efficiency [%]			VOM cost [€/MWh]
	For revenues Low	For revenues Mid	For revenues High	
CCGT	50	54	58	2.4
OCGT	35	40	44	13.2
Turbojet	21	28	35	4

Table 10: IPC - Estimation of the variable costs for the existing technologies of the reduced list

Compte tenu du projet de modification de l'AR méthodologie de volume, lié à l'utilisation des revenus moyens au lieu des revenus médians, les coûts fixes ont été augmentés d'une prime de risque publiée dans le cadre des possibilités de dérogation pour l'application du prix maximum intermédiaire. Elia

publie dans le tableau 11 les coûts totaux en tenant compte de l'application de la prime de risque totale.

Technologies	FOM costs [€/kW/year] (Including non-yearly maintenance costs such as major overhauls)			Activation costs for availability tests [€/kW/year]	WACC [%] to be applied following the methodology of the study of Professor Boudt (minimal risk premium + additional risk premium)		Total costs [€/kW/year] FOM costs multiplied with (1 + total risk premium)					
	Low	Mid	High		Without investments associated to an economic lifetime > 3 years	With investments associated to an economic lifetime > 3 years	Without investments associated to an economic lifetime > 3 years			With investments associated to an economic lifetime > 3 years		
							Low	Mid	High	Low	Mid	High
CCGT	37	38	53	0	6.5%	9%	39	40	56	40	41	58
OCGT	25	25	50	0	7%	10.5%	27	27	54	28	28	55
Turbojet	29	36	36	0	7%	10.5%	31	39	39	32	40	40
PSP	20	32	40	0	8.5%	13%	22	35	43	23	36	45
DSM with an activation duration of 4h	7	12	17	0.2	8.5%	13%	8	13	19	8	14	19

Table 11: Summary of the costs applicable for the determination of the missing money in the context of the IPC

41. Dans la section 3.2.3, Elia estime les revenus conformément à l'article 19 du projet de modification de l'AR méthodologie de volume.

Les rentes inframarginales sur le marché de l'énergie ont été calculées conformément à l'article 19, §2, 3° pour la moyenne des revenus et en tenant compte de la limitation des revenus résultant du prix d'exercice de 410 €/MWh.

L'estimation par Elia des revenus du marché des services auxiliaires est expliquée plus en détail.

Un résumé des revenus estimés est donné dans le tableau 12 du rapport du gestionnaire de réseau.

Technologies	Average inframarginal rents captured on the energy markets [€/kW/year]			Net revenues from ancillary services [€/kW/year]			Total revenues [€/kW/an]		
	Low	Mid	High	Low	Mid	High	Low	Mid	High
CCGT	40	63	96	1	3	4	41	66	100
OCGT	5	9	14	27	29	30	32	37	43
Turbojet	1	2	4	40	40	40	41	42	44
PSP	22	22	22	/	/	/	22	22	22
DSM with an activation duration of 4h	0	0	0	12	12	12	12	12	12

Table 12: Intermediate Price Cap - revenues

42. Dans la section 3.2.4, Elia détermine six niveaux différents de *missing money* en combinant 2 variantes de coûts (*mid* et *high*) avec 3 variantes de revenus (*low*, *mid* et *high*). La variante dont le coût estimé est le plus bas n'a pas été utilisée pour déterminer le *missing money*.

Elia ne calcule pas le *missing money* de la technologie « installations de pompage/turbinage » pour les raisons exposées aux pages 59-60 du rapport du gestionnaire de réseau.

Le *missing money* estimé (en €/kWderated/an) est présenté dans les tableaux 13 et 14 en fonction de la prime de risque appliquée.

Technologies	Derating factor [%]	WACC (minimal risk premium + additional risk premium)	FOM costs [€/kW/year]			Activation costs for availability tests [€/kW/year]	Total revenues [€/kW/year]			Missing Money with total risk premium for investments linked to an economic lifetime of more than 3 years (divided by the derating factor) [€/derated kW/year]					
			Investments linked to an economic lifetime > 3 years	Low	Mid		High	Low	Mid	High	Lvl. 1 Mid Cost – High Rev	Lvl. 2 Mid Cost – Mid Rev	Lvl. 3 Mid Cost – Low Rev	Lvl. 4 High Cost – High Rev	Lvl. 5 High Cost – Mid Rev
CCGT	94%	9%	39	40	56	0	41	66	100	0	0	0	0	0	18
OCGT	92%	10,5%	27	27	54	0	32	38	44	0	0	0	13	19	25
Turbojet	90%	10,5%	31	39	39	0	41	42	44	0	0	0	0	0	0
DSR (activation duration of 4h)	59%	13%	22	35	43	0.2	12	12	12	3	3	3	13	13	13

Table 13: Intermediate Price Cap – Estimation of the missing money for the existing technologies part of the reduced list with application of the risk premium for investments linked to an economic lifetime exceeding 3 years

Technologies	Derating factor [%]	WACC (minimal risk premium + additional risk premium)	FOM costs [€/kW/year]			Activation costs for availability tests [€/kW/year]	Total revenues [€/kW/year]			Missing Money with total risk premium for investments linked to an economic lifetime of less than 3 years (divided by the derating factor) [€/derated kW/year]					
			Investments linked to an economic lifetime < 3 years	Low	Mid		High	Low	Mid	High	Lvl. 1 Mid Cost – High Rev	Lvl. 2 Mid Cost – Mid Rev	Lvl. 3 Mid Cost – Low Rev	Lvl. 4 High Cost – High Rev	Lvl. 5 High Cost – Mid Rev
CCGT	94%	8,5%	39	40	56	0	41	66	100	0	0	0	0	0	16
OCGT	92%	7%	27	27	54	0	32	38	44	0	0	0	11	17	23
Turbojet	90%	7%	31	39	39	0	42	43	45	0	0	0	0	0	0
DSR (activation duration of 4h)	59%	8,5%	22	35	43	0.2	12	12	12	2	2	2	11	11	11

Table 14: Intermediate Price Cap – Estimation of the missing money for the existing technologies part of the reduced list with application of the risk premium for investments linked to an economic lifetime not exceeding 3 years

43. Dans la section 3.2.5. (Conclusion), Elia affirme que le type de technologie OCGT est celui qui a le plus de *missing money*. Elia conclut alors que le *missing money* est de 25 €/kW/an, soit le plus élevé figurant dans les tableaux 14 et 15.

Elia propose une valeur de 25 €/kW/an comme prix maximum intermédiaire pour la mise aux enchères Y-1 en 2024.

3.1.3. Détermination du prix de référence et du prix d'exercice

44. Dans la section 3.3.1 du rapport du gestionnaire de réseau, Elia propose, comme dans le rapport précédent du gestionnaire de réseau, de prendre comme prix de référence le segment du marché journalier d'un NEMO, actif en Belgique pour la zone de réglage belge ou actif à l'étranger pour la zone de réglage où la capacité étrangère est raccordée.

45. Dans la section 3.3.2, Elia s'appuie sur le rapport d'E-CUBE pour déterminer une fenêtre glissante pour l'étalonnage de (75-85)% du volume élastique sur les marchés journaliers des NEMO actifs en Belgique sur une moyenne pondérée des courbes moyennes des périodes hivernales précédentes (2020-2021, 2021-2022 en 2022-2023), ce qui donne une fourchette de 292-431€/MWh.

Elia limite le prix d'exercice, en tenant compte des cinq considérants de l'article 25, § 2, 2^e alinéa de l'AR méthodologie de volume, à une valeur de 410 €/MWh.

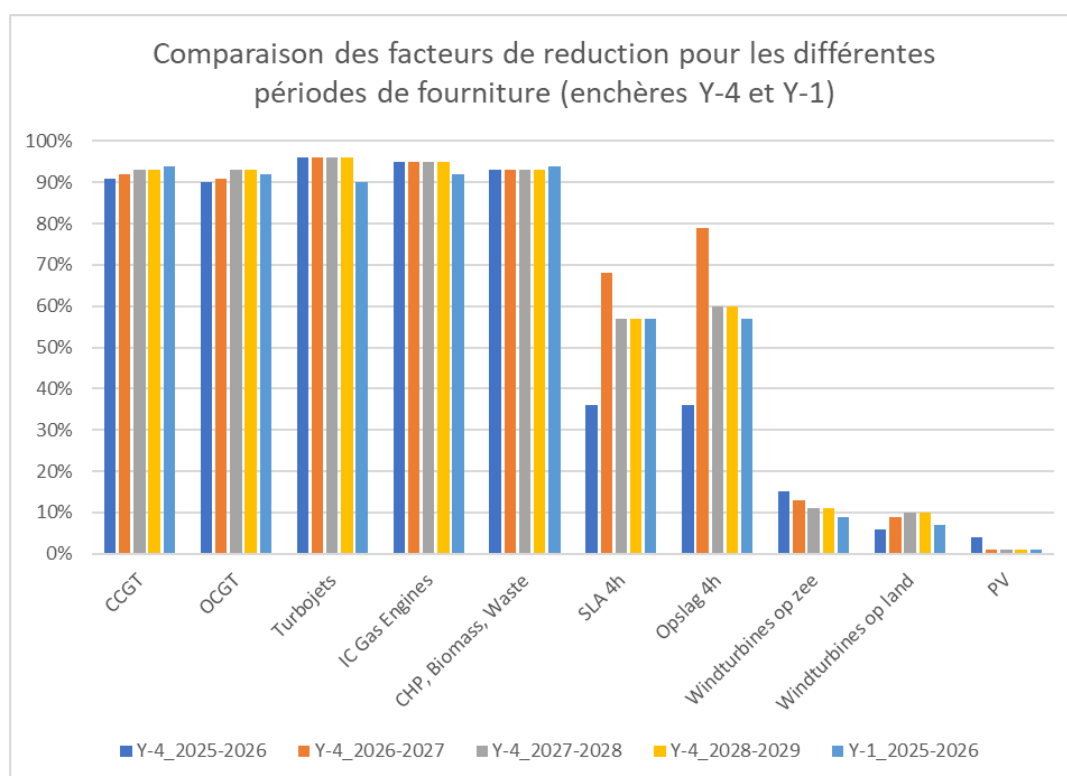
46. Par conséquent, dans la section 3.3.3, Elia propose comme conclusion un prix d'exercice de 410 €/MWh.

3.2. AVIS SUR LA PROPOSITION DE PARAMÈTRES D'ENCHÈRES

47. La CREG n'a pas été en mesure de valider les chiffres dans le rapport du gestionnaire de réseau. Pour rédiger cet avis, la CREG s'est basée sur les informations disponibles dans le rapport du gestionnaire de réseau, l'analyse complémentaire d'Elia et les réponses obtenues aux questions posées par la CREG.

3.2.1. Facteurs de réduction

48. La CREG constate que la variation des facteurs de réduction par rapport au précédent rapport du gestionnaire de réseau est beaucoup moins prononcée que dans les précédents rapports du gestionnaire de réseau. Cela est également visible dans la figure ci-dessous.



Les facteurs de réduction pour la mise aux enchères Y-1 de 2024 correspondent étroitement aux facteurs de réduction de la mise aux enchères Y-4 de 2023 et aux facteurs de réduction proposés de l'enchère Y-4 en 2024.

49. La CREG salue également l'analyse complémentaire d'Elia sur les facteurs de réduction et demande à Elia de continuer à intégrer de telles analyses dans les futurs rapports du gestionnaire de réseau.

En ce qui concerne le facteur de réduction pour les centrales nucléaires (80 %), la CREG note que ce faible facteur de réduction est principalement dû aux *long-lasting-forced outages*. Ces arrêts de longue durée varient fortement en fonction de la centrale nucléaire concernée. Le facteur de réduction de 80 % résulte d'un calcul incluant toutes les centrales nucléaires. Les arrêts prolongés sont souvent dus à des problèmes spécifiques aux capacités concernées. La CREG recommande dès lors de calculer le

facteur de réduction de la capacité nucléaire nationale sur la base des données historiques des seules centrales nucléaires qui font l'objet d'une prolongation de la période de fourniture envisagée.

50. Comme la CREG l'avait également indiqué dans ses avis précédents (A)2161 du 2 février 2021, (A)2327 du 1^{er} février 2022 et (A)2509 du 1^{er} février 2023, les années climatiques utilisées peuvent avoir un impact important sur les facteurs de réduction des technologies à faible énergie. Le CREG maintient sa position selon laquelle l'influence de la base de données climatiques n'est pas claire et continue de recommander qu'au moins une simulation comparative soit demandée à Elia avec l'utilisation d'années climatiques historiques.

3.2.2. Prix maximum intermédiaire

51. Les revenus pris en compte pour la détermination du prix maximum intermédiaire sont limités par le prix d'exercice de 410 €/MWh. S'il est décidé de modifier ce prix d'exercice (voir titre 3.2.3 du présent avis), les revenus doivent également être recalculés en tenant compte du nouveau niveau du prix d'exercice.

52. En ce qui concerne l'estimation des coûts et des revenus, la CREG estime que l'approche actuelle suivie par Elia entraînera généralement une incohérence.

En effet, l'estimation des coûts annuels fixes pour l'exploitation et la maintenance (ou *Operations and Maintenance*, ci-après « O&M ») est l'estimation des consultants basée sur l'hypothèse d'un nombre d'heures de fonctionnement et d'un nombre d'activations par an. Pour les unités TGV (CCGT), les coûts fixes O&M sont basés sur les estimations de l'analyse d'AFRY [AFRY (4000h, no elec)], qui a pris pour hypothèse le chiffre de 4000 heures de fonctionnement par an. Pour les unités OCGT, les coûts fixes O&M sont également basés sur les estimations de l'analyse d'AFRY [AFRY (excl. grid charge)], qui suppose 800 heures de fonctionnement et 150 activations par an.

La CREG pense que l'estimation des coûts annuels fixes O&M des CCGT et OCGT devrait être basée sur les paramètres opérationnels simulés par Elia (nombre d'heures de fonctionnement et nombre de démarrages par an) lors de l'estimation des revenus. Cette estimation (qui peut nécessiter une itération du nombre de simulations) conduit à une meilleure cohérence entre les revenus simulés d'une part et les coûts O&M fixes annuels facturés d'autre part.

La CREG comprend que, dans le cadre de la détermination de l'IPC et conformément à l'AR méthodologie de volume, une valeur doit être déterminée pour chaque technologie, représentant toutes les catégories qu'elle contient. La CREG recommande néanmoins que cette valeur pour chaque technologie reflète le coût correspondant aux revenus calculés pour ces différentes technologies.

Dans son étude, Afry considère une indexation du coût de la main-d'œuvre basée sur l'indice du coût de la main-d'œuvre pour le secteur de la fourniture d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné. Dans l'étude 2020, Afry a basé son évaluation sur une étude réalisée en 2018 par Pöyry pour une OCGT et une CCGT en Irlande. Cette étude a pris en compte un coût par ETP de 78 000 €/an pour une OCGT et de 83 000 €/an pour une CCGT. La CREG estime que ces niveaux sous-estiment les coûts effectifs observés en Belgique.

De manière générale, la CREG estime que la détermination des coûts fixes considérée dans l'étude Afry et la détermination des coûts variables par Elia doivent être cohérentes. La méthodologie actuellement utilisée ne permet pas de garantir cette cohérence. En effet, le coût O&M variable utilisé par Elia est basé sur un examen des études disponibles pour lesquelles les éléments de coût inclus ne sont pas détaillés. L'étude Afry émet l'hypothèse que certains coûts ont été imputés en coûts variables par Elia, sans pouvoir le vérifier.

53. La détermination du *missing money* de chacune des technologies de la liste restreinte est basée sur les estimations des coûts et des revenus estimés dans les sections 4.2.2. et 4.2.3. L'estimation du *missing money* est déterminée selon Elia par la formule suivante :

Missing money =(coût FOM+Coûts d'activation pour les tests de disponibilité)* (1+hurdle rate)-Total des revenus.

Les valeurs du *missing money* estimées par Elia constituent la base de la proposition d'Elia concernant le niveau du prix maximum intermédiaire. Le prix maximum intermédiaire correspond au prix maximum auquel des capacités de la catégorie avec un contrat CRM d'un an peuvent soumissionner à l'enchère Y-1 en 2024 couvrant la période de fourniture 2025-2026. Par conséquent, la CREG estime que les valeurs du *missing money* devraient être exprimées en euros 2025-2026. Le montant estimé en euros 2022 devrait être extrapolé en euros 2025-2026 sur la base de l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre 2022 et la période de fourniture 2025-2026.

3.2.3. Détermination du prix de référence et du prix d'exercice

54. En ce qui concerne le prix de référence proposé, la CREG n'a pas de commentaire à formuler et recommande de suivre la proposition d'Elia de prendre comme prix de référence le segment du marché journalier d'un NEMO, actif en Belgique pour la zone de réglage belge ou actif à l'étranger pour la zone de réglage où la capacité étrangère est raccordée.

55. Le prix d'exercice proposé par Elia a été déterminé sur la base des courbes de calibrage moyennes des périodes hivernales précédentes (2020-2021, 2021-2022 et 2022-2023). La CREG constate que le rapport E-Cube renvoie uniquement à la période de fourniture 2028-2029 et non à la période de fourniture 2025-2026. Étant donné que la méthodologie repose sur des données historiques, la CREG part du principe que le rapport E-Cube couvre les deux périodes de fourniture.

La CREG comprend que les augmentations de prix depuis 2021 ont entraîné une augmentation de la fourchette (jusqu'à 292-431 €/MWh) par rapport aux deux précédents rapports du gestionnaire de réseau et que la période précédente a été assombrie par la pandémie de Covid.

56. Elia évalue la fourchette du prix d'exercice en fonction de cinq critères conformément à l'article 27, § 2 de l'arrêté royal méthodologie de volume. Elia indique une valeur de 410 €/MWh comme prix d'exercice. Dans cette argumentation, Elia met en évidence les évolutions récentes du marché et l'attente que les prix du marché poursuivent leur hausse.

La CREG constate que les prix de marché élevés des deux dernières périodes ont été influencés par des facteurs externes exceptionnels. La question se pose de savoir dans quelle mesure le prix d'exercice qui en résulte est représentatif des prix du marché au cours de la période contractuelle 2025-2026. La CREG constate que les périodes de référence doivent néanmoins être considérées comme très atypiques, les deux dernières périodes étant caractérisées par des prix élevés. Le fait que les deux dernières périodes aient été exceptionnelles ressort tant du rapport d'E-Cube que de la fréquence du nombre de remboursements figurant à l'annexe 4 du rapport du gestionnaire de réseau.

Compte tenu de l'impact du prix d'exercice sur la détermination du prix maximum intermédiaire et de l'obligation de remboursement, la CREG recommande de tenir compte de ces considérations lors de la détermination du prix d'exercice. La CREG estime que les récentes circonstances exceptionnelles ne peuvent être considérées comme une référence pour la détermination du prix d'exercice qui sera d'application pendant la période de fourniture 2025-2026. La CREG recommande dès lors de s'écarter de la valeur proposée par Elia, comme expliqué ci-dessous.

57. Le tableau 1 de la section 4.1 du rapport E-Cube montre également que les prix commencent à augmenter très fortement à partir du percentile 82,5 % (voir tableau ci-dessous tiré du rapport E-Cube, avec surlignage apporté par la CREG).

	70%	72,5%	75%	77,5%	80%	82,5%	85%	87,5%	90%
Delivery period 2028-2029 ¹⁾	259	274	292	308	337	370	431	500	700
Delivery period 2027-2028 ²⁾ *	249	253	270	298	313	350	417	500	750
Delivery period 2026-2027 ³⁾	73	81	94	125	200	249	300	399	700
Delivery period 2025-2026 ⁴⁾	70	80	95	125	200	249	300	450	750
Winter 2022-2023	261	276	293	310	335	363	410	480	630
Winter 2021-2022 ⁵⁾ *	300	313	335	355	391	343	494	591	799
Winter 2020-2021	80	89	116	198	230	250	299	385	699
Winter 2019-2020 ⁶⁾	55	64	90	148	200	249	300	399	648
Winter 2018-2019	72	78	85	97	125	215	280	379	750
Winter 2017-2018	80	96	115	158	200	300	450	750	799
Winter 2016-2017	54	61	72	90	180	250	300	300	600

1) Computed from winters 2020-2021, 2021-2022 and 2022-2023 2) Computed from winters 2019-2020, 2020-2021 and 2021-2022 3) Computed from winters 2018-2019, 2019-2020 and 2020-2021
4) Computed from winters 2017-2018, 2018-2019 and 2019-2020 5) First integration of Nord Pool Spot's Block Order 6) First integration of Nord Pool Spot's aggregated curves
* As communicated last year

Table 1 - Prices associated to different percentages of elastic volumes of the Y-4 auction calibration curves and for the seven winter periods [€/MWh, 2016-2023]

En ce qui concerne le premier critère, la CREG partage l'avis d'Elia selon lequel une valeur de 319 €/MWh doit être considérée comme une limite inférieure.

En ce qui concerne le deuxième critère, la CREG estime que, compte tenu des circonstances exceptionnelles de ces dernières périodes, la forme des courbes de calibrage ne peut être interprétée sans tenir compte de ces circonstances exceptionnelles. En effet, la courbe pondérée est fortement influencée par les courbes des deux dernières périodes.

En ce qui concerne le quatrième critère, Elia indique que le niveau du *strike price* doit être déterminé de manière à ce que la composante fixe (245 €/MWh) reste stable par rapport à la mise aux enchères Y-4 en 2021. Le quatrième critère ne concerne pas la composante fixe mais le niveau du prix d'exercice (qui était de 300 €/MWh pour la mise aux enchères Y-4 en 2021).

Etant donné que les deux dernières périodes ont été exceptionnelles avec des prix très élevés, la CREG estime que l'argumentation d'Elia dans le cadre du cinquième critère, à savoir que le prix d'exercice proposé de 410 €/MWh a été régulièrement dépassé au cours des trois dernières années et garantit donc une probabilité raisonnable de payback, ne peut pas être suivie. Elia indique dans le rapport du gestionnaire de réseau qu'en 2023, ces niveaux n'ont pas encore été atteints.

Compte tenu des considérations qui précèdent, la CREG recommande de fixer le prix d'exercice pour la mise aux enchères Y-1 en 2024 à 370 €/MWh. Cette valeur se situe dans le haut de la fourchette proposée [292-431 €/MWh], mais offre une probabilité plus élevée d'atteindre effectivement ce prix d'exercice au cours de la période de fourniture considérée.

4. CONCLUSION

58. Sur la base des propositions de paramètres d'enchères d'Elia dans le rapport du gestionnaire de réseau, la CREG a rendu le présent avis.

59. La CREG n'a pas été en mesure de valider les chiffres dans le rapport d'étalonnage.

60. La CREG recommande dès lors d'utiliser les facteurs de réduction proposés par Elia mais de calculer le facteur de réduction de la capacité nucléaire nationale sur la base des données historiques des seules centrales nucléaires qui font l'objet d'une prolongation de la période de fourniture envisagée.

61. En ce qui concerne le prix maximum intermédiaire, la CREG a formulé un certain nombre de remarques importantes et conseille à Elia de refaire le calcul du prix maximum intermédiaire en tenant compte des remarques formulées par la CREG.

62. En ce qui concerne le choix du prix de référence, la CREG recommande de suivre la proposition d'Elia de prendre comme prix de référence le segment du marché journalier d'un NEMO opérant en Belgique pour la zone de réglage belge ou opérant à l'étranger pour la zone de réglage où la capacité étrangère est raccordée.

63. En ce qui concerne le prix d'exercice, la CREG a émis quelques réserves sur la valeur de 410 €/MWh proposée par Elia. La CREG recommande de définir une valeur de 370 €/MWh pour le prix d'exercice.

///

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

Laurent JACQUET
Directeur

Sigrig JOURDAIN
Directrice

Koen LOCQUET
Président du comité de direction