

Décision

(B)2749

29 mars 2024

Décision relative aux conditions formelles et matérielles auxquelles une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire doit se conformer

Article 22, § 2, alinéa 2, 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	3
2. ANTECEDENTS	8
3. CONSULTATION DES ACTEURS DU MARCHÉ	9
3.1. Date limite pour introduire une demande de dérogation	9
3.2. Calcul du « missing-money »	9
3.3. Coûts éligibles dans la demande de dérogation	10
3.4. Données à fournir dans le cadre de la demande de dérogation à l'IPC	12
3.5. Remarques additionnelles	12
4. ADAPTATIONS APORTEES AUX CONDITIONS FORMELLES ET MATÉRIELLES D'UNE DEMANDE DE DEROGATION AU PRIX MAXIMUM INTERMEDIAIRE	13
5. CONDITIONS FORMELLES ET MATÉRIELLES D'UNE DEMANDE DE DEROGATION	16
ANNEXE 1	17
ANNEXE 2	18
ANNEXE 3	19

INTRODUCTION

En application de l'article 22, § 2, alinéa 2, 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 Méthodologie ») la présente décision a pour but d'établir les conditions formelles et matérielles auxquelles une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire doit se conformer pour qu'elle soit prise en compte dans le cadre des mises aux enchères de 2024.

La présente décision a été établie conformément au projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie qui a été soumis à consultation publique entre le 5 février et le 23 février 2024 et dont la publication au Moniteur belge est attendue pour le mois de mai 2024 (ci-après, le « projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie »).

La présente décision se compose de cinq parties. Une première partie décrit le cadre légal. La deuxième partie décrit les antécédents. La troisième répond aux commentaires transmis lors de la consultation publique. Dans la quatrième partie, la CREG détaille les adaptations apportées aux conditions formelles et matérielles d'une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire. La cinquième partie contient les conditions formelles et matérielles d'une demande de dérogation.

La présente décision a été approuvée le 29 mars 2024 par le comité de direction de la CREG par procédure écrite.

1. CADRE LEGAL

1. Conformément à l'article 22, § 2, alinéa 2, de l'Arrêté Royal Méthodologie, il incombe à la CREG de définir les conditions formelles et matérielles d'une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire (ci-après : « IPC »).

2. Cet article dresse la liste suivante des éléments minimums que cette demande doit contenir :

« 1° l'identification de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, telle que définie dans les règles de fonctionnement, et la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande;

2° une estimation et une description précises, ou une description de l'absence, le cas échéant, des composants de coûts suivants en ce qui concerne l'unité de marché de capacité, ou les unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande :

a) scindés le cas échéant par point de livraison, les coûts fixes annuels opérationnels et de maintenance (en €/an) mais à l'exclusion des coûts fixes visés au point c) déjà repris dans une demande de dérogation antérieure acceptée, en ce compris la spécification supplémentaire de tarifs de réseau fixes et des coûts d'activation pour les tests de disponibilité demandés par Elia tels que définis dans les règles de fonctionnement si ceux-ci sont jugés pertinents, complétés, le cas échéant, par les hypothèses relatives au moins au nombre d'heures pendant lesquelles l'unité (les unités) a (ont) été activée(s) et au nombre de démarrages ou d'activations sur lesquels ces estimations sont basées, ainsi que la relation

entre les coûts fixes et, d'une part, le nombre d'activations et, d'autre part, le nombre d'heures de fonctionnement;

b) les coûts fixes liés à la gestion de portefeuille pour que l'unité de marché de capacité concernée puisse opérer sur le marché de l'énergie (en €/an) pendant la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande;

c) scindées le cas échéant par point de livraison, les dépenses d'investissements récurrentes annualisées en utilisant le coût moyen pondéré du capital spécifique à la technologie visé à l'article 19bis, § 3, et à la durée de vie économique de chaque investissement, non directement liées à une prolongation de la durée de vie technique de l'installation ou à une augmentation de la puissance de référence nominale, y compris, le cas échéant, les dépenses d'investissement pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année mais à l'exclusion des coûts fixes visés au point a) déjà repris dans une demande de dérogation antérieure acceptée, ou dans la demande de dérogation pour la mise aux enchères considérée (en €/an), complétées, le cas échéant, par les hypothèses relatives au moins :

i. au nombre d'heures de chaque année pendant lesquelles l'unité (les unités) a (ont) été activée(s) depuis le dernier investissement équivalent à celui repris dans la demande de dérogation ;

ii. au nombre d'heures de chaque année pendant lesquelles l'unité (les unités) sera (seront) activée(s) jusqu'à l'exécution de l'investissement repris dans la demande de dérogation ;

iii. au nombre d'heures de chaque année pendant lesquelles l'unité (les unités) sera (seront) activée(s) jusqu'à l'exécution du prochain investissement équivalent ;

iv. et au nombre de démarrages ou d'activations sur lesquels ces estimations sont basées, ainsi que, en vue d'estimer la durée de vie économique de l'investissement, la relation entre la durée de vie technique de l'investissement et, d'une part, le nombre d'activations, et d'autre part, le nombre d'heures de fonctionnement, ainsi que tout autre élément qui limiterait la durée de vie économique de l'investissement ;

d) scindées le cas échéant par point de livraison, les dépenses d'investissements non récurrentes annualisées en utilisant le coût moyen pondéré du capital spécifique à la technologie visé à l'article 19bis, §3 et à la durée de vie économique de chaque investissement, pertinentes pour la fourniture du service avec l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pendant la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande à l'exclusion des coûts fixes visés au point a) déjà repris dans une demande de dérogation antérieure acceptée ou dans la demande de dérogation de la mise aux enchères considérée, complétées, le cas échéant, par les hypothèses relatives au moins :

i. au nombre d'heures de chaque année pendant lesquelles l'unité (les unités) a (ont) été activée(s) depuis le dernier investissement équivalent à celui repris dans la demande de dérogation ;

ii. au nombre d'heures de chaque année pendant lesquelles l'unité (les unités) sera (seront) activée(s) jusqu'à l'exécution de l'investissement repris dans la demande de dérogation ;

iii. au nombre d'heures de chaque année pendant lesquelles l'unité (les unités) sera (seront) activée(s) jusqu'à l'exécution du prochain investissement équivalent ;

iv. et au nombre de démarrages ou d'activations sur lesquels ces estimations sont basées, ainsi que, en vue d'estimer la durée de vie économique de l'investissement, la relation entre la durée de vie technique de l'investissement et, d'une part, le nombre d'activations, et d'autre part, le nombre d'heures de fonctionnement, ainsi que tout autre élément qui limiterait la durée de vie économique de l'investissement;

e) les coûts variables pour l'offre d'énergie (en €/MWh), en ce compris la spécification supplémentaire, le cas échéant, des éléments suivants au moins qui sont inclus dans ces coûts variables : les coûts opérationnels et d'entretien variables, en ce compris les tarifs de réseau variables s'ils sont jugés pertinents, le facteur d'efficacité ou, en cas de systèmes de stockage, la " round-trip efficiency ";

f) Pour une offre agrégée, la différence entre la capacité offerte et la somme de la capacité installée des différents points de livraison;

g) les frais de démarrage ou les coûts d'activation fixes en précisant le coût par démarrage ou activation, à l'exclusion des frais relatifs au combustible purement nécessaire au démarrage (en €/démarrage ou en €/activation), en distinguant d'une part, les provisions pour assurer le remboursement des dépenses d'investissement et des coûts fixes d'exploitation et de maintenance et, d'autre part, les coûts spécifiques par démarrage ou activation, complété, le cas échéant, par une indication du type et de la quantité de combustible purement nécessaire au démarrage (en GJ/démarrage).

Pour chaque investissement, les données suivantes doivent à tout le moins être fournies : les dépenses d'investissement totales, le coût moyen pondéré du capital visé au paragraphe 8, alinéa 2, 4°, la durée de vie économique de l'investissement, la motivation relative à la pertinence pour la fourniture du service, l'année de réalisation de l'investissement et le coût annualisé qui en découle.

Les dépenses d'investissements éligibles pour le calcul du " missing-money " de l'unité de marché de capacité, ou des unités s'il s'agit de capacités liées, sont les dépenses d'investissement initiales et non récurrentes qui sont commandées à partir de la première décision en application de l'article 7undecies, § 6 de la loi électricité et qui sont effectuées au plus tard le jour précédant le premier jour de la période de fourniture de capacité.

3° le cas échéant, une estimation et une description précises des revenus (en €/an) en ce qui concerne l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande, autres que les rentes inframarginales annuelles et les revenus nets de la fourniture de services d'équilibrage visés au paragraphe 8, 3° et 4°, tels que par exemple, mais sans y être nécessairement limités, les revenus liés à la vapeur et/ou à la chaleur ou les revenus liés à la fourniture du service de reconstitution;

4° le cas échéant, une estimation précise des restrictions opérationnelles liées à l'exploitation qui ont un impact sur la fourniture du service avec l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées, et une description de l'impact de ces restrictions sur les revenus, pendant la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande, telles que par exemple, mais pas nécessairement limitées aux : restrictions d'énergie, restrictions d'activation, moments de maintenance prévus, restrictions " must run ";

5° une estimation de la rente inframarginale annuelle ;

6° une estimation des revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage ;

7° une estimation et un calcul précis du " missing-money " (en €/MW/an) de l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande ;

Les éléments communiqués par le demandeur de dérogation visés à l'alinéa 2, 2° à 6°, à l'appui de sa demande, sont spécifiques à l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées. Si le demandeur n'est pas en mesure de les fournir pour l'unité de marché de capacité considérée, il transmet à la commission toute information permettant à cette dernière d'évaluer le bien-fondé de ses estimations.

Les éléments visés à l'alinéa 2, 2° à 6° sont justifiés par le demandeur de dérogation dans le respect des conditions formelles et matérielles établies par la commission conformément au

paragraphe 2, alinéa 2. Un historique des éléments fournis à l'alinéa 2, 2° à 6°, est fourni par le demandeur conformément aux conditions formelles et matérielles précitées.

Les éléments visés à l'alinéa 2, 2° à 6° sont exprimés en euros de l'année de référence prise en compte à l'article 20 pour l'évaluation des revenus. L'estimation visée à l'alinéa 3, 7° est corrigée par l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre, d'une part, l'année de référence qui a été utilisée pour évaluer les revenus et les coûts et, d'autre part, la période de fourniture de capacité pour laquelle le « missing-money » est calculé. »

3. Si le projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie est adopté, la liste des éléments minimums que la demande de dérogation doit contenir serait établie comme suit :

« 1° l'identification de l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, telle que définie dans les règles de fonctionnement, et la mise aux enchères à laquelle s'applique la demande;

2° une estimation et une description précises, ou une description de l'absence, le cas échéant, des composants de coûts suivants en ce qui concerne l'unité de marché de capacité, ou les unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande, pour autant que ces coûts ne sont pas des coûts échus pour le détenteur de capacité de l'unité pour le marché de capacité, ou les unités s'il s'agit de capacités liées :

a) scindés le cas échéant par point de livraison, les catégories de coûts définies à l'article 18, §2, 1° à 9° (en €/an) mais à l'exclusion des coûts fixes déjà repris dans une demande de dérogation antérieure acceptée;

b) scindées le cas échéant par point de livraison, les dépenses d'investissements non récurrentes, pertinentes pour la fourniture du service avec l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pendant la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande à l'exclusion des coûts fixes visés au point a) déjà repris dans une demande de dérogation antérieure acceptée ou dans la demande de dérogation de la mise aux enchères considérée (en €/an);

c) scindées le cas échéant par point de livraison, le cas échéant, les coûts de location du site à un tiers (en €/an)

d) Pour une offre agrégée, la différence entre la capacité offerte et la somme de la capacité installée des différents points de livraison ;

e) Le facteur d'efficacité ou en cas d'installation de stockage d'énergie, la « round-trip efficiency »;

f) Pour chaque investissement, les données suivantes doivent à tout le moins être fournies : les dépenses d'investissement totales, le coût moyen pondéré du capital visé au paragraphe 7/1, alinéa 2, 4°, la justification de tout élément qui limiterait la durée de vie économique de l'investissement, la motivation relative à la pertinence pour la fourniture du service, l'année de réalisation de l'investissement.

3° le cas échéant, une estimation et une description précises des revenus (en €/an) en ce qui concerne l'unité de marché de capacité, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande, autres que les rentes inframarginales annuelles et les revenus nets de la fourniture de services d'équilibrage, tels que par exemple, mais sans y être nécessairement limités, les revenus liés à la vapeur et/ou à la chaleur ou les revenus liés à la fourniture du service de reconstitution;

4° le cas échéant, une estimation précise des restrictions opérationnelles liées à l'exploitation qui ont un impact sur la fourniture du service avec l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées, et une description de l'impact de ces restrictions sur les revenus, pendant la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande, telles que par exemple, mais pas nécessairement limitées aux : restrictions d'énergie, restrictions d'activation, moments de maintenance prévus, restrictions " must run ";

5° une estimation de la rente inframarginale annuelle, à l'exception des revenus à terme, intraday et d'équilibrage ;

6° une estimation des revenus nets obtenus grâce à la fourniture de services d'équilibrage ;

7° une estimation et un calcul précis du " missing-money " (en €/MW/an) de l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées, pour la période de fourniture de capacité à laquelle s'applique la demande ;

Les éléments communiqués par le demandeur de dérogation visés à l'alinéa 2, 2° à 6°, à l'appui de sa demande, sont spécifiques à l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées. Si le demandeur n'est pas en mesure de les fournir pour l'unité de marché de capacité considérée, il transmet à la commission toute information permettant à cette dernière d'évaluer le bien-fondé de ses estimations.

Les éléments visés à l'alinéa 2, 2° à 6° sont justifiés par le demandeur de dérogation dans le respect des conditions formelles et matérielles établies par la commission conformément au paragraphe 2, alinéa 2. Un historique des éléments fournis à l'alinéa 2, 2° à 6°, est fourni par le demandeur conformément aux conditions formelles et matérielles précitées.

Les éléments visés à l'alinéa 2, 2° à 6° sont exprimés en euros de l'année de référence prise en compte à l'article 20 pour l'évaluation des revenus. L'estimation visée à l'alinéa 2, alinéa 2, 7° est corrigée par l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre, d'une part, l'année de référence qui a été utilisée pour évaluer les revenus et les coûts et, d'autre part, la période de fourniture de capacité pour laquelle le " missing-money " est calculé, sur la base des données du Bureau fédéral du Plan.»

4. Par ailleurs, il convient de mentionner que le projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie contient une disposition en vertu de laquelle :

« Par dérogation à l'article 22, § 2, alinéa 2, du même arrêté, la commission publie pour le 1^{er} juin 2024 les conditions formelles et matérielles visées à l'article 22, §2, alinéa 2, du même arrêté en ce qui concerne les mises aux enchères organisées en 2024 sur la base de l'instruction visée à l'article 7undecies, § 6, alinéa 1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

Par dérogation à l'article 22, § 2, alinéa 1^{er}, du même arrêté, le demandeur de dérogation introduit une demande de dérogation conformément à l'article 22, du même arrêté au plus tard le 15 juin 2024 pour les mises aux enchères organisées en 2024 sur base de l'instruction visée à l'article 7undecies, §6, premier alinéa, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité. »

5. La CREG considère que, malgré le fait que le projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie n'ait pas encore été adopté au moment de l'adoption de la présente décision, il convient, vu l'objectif du Gouvernement fédéral d'appliquer les modifications qu'il contient aux mises aux enchères organisées en 2024, d'adopter des règles formelles et matérielles conformes au projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie.

S'il devait s'avérer que le projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie n'est pas en vigueur le 1^{er} juin 2024, il appartiendra à la CREG d'évaluer la nécessité de retirer la présente décision et d'en reprendre une qui sera conforme aux dispositions réglementaires en vigueur.

2. ANTECEDENTS

6. Précédemment, la CREG a établi, dans sa décision (B)2237, et a mis à disposition sur son site web le 12 mai 2021, les conditions formelles et matérielles que devait respecter une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour être prise en compte dans le cadre de la mise aux enchères de 2021.

7. Afin de faciliter leur interprétation, la CREG a ensuite publié une version adaptée de ces conditions formelles et matérielles dans sa décision (B)2237-2 du 17 juin 2021. La CREG a également publié une version Excel de ces conditions formelles et matérielles afin de faciliter la saisie des données par les demandeurs de dérogation.

8. La CREG a établi, dans sa décision (B)2356, et publié sur son site web le 31 mars 2022, les conditions formelles et matérielles que devait respecter une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour être prise en compte dans le cadre de la mise aux enchères de 2022. L'objectif principal des adaptations apportées aux conditions formelles et matérielles pour l'enchère de 2022 était d'accroître la prévisibilité pour les acteurs du marché du traitement des demandes de dérogation au prix maximum intermédiaire. L'objectif de la CREG était également d'assurer la cohérence entre l'évaluation du prix maximum intermédiaire et l'évaluation du bienfondé des demandes de dérogation au prix maximum intermédiaire. La CREG a aussi adapté la version Excel de ces conditions formelles et matérielles afin de faciliter la saisie des données par les demandeurs de dérogation.

9. La décision (B)2356 fait actuellement l'objet d'un recours devant la Cour des marchés.

10. La CREG a établi, dans sa décision (B)2526, et publié sur son site web le 30 mars 2023, les conditions formelles et matérielles que devait respecter une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour être prise en compte dans le cadre de la mise aux enchères de 2023. Les objectifs principaux des adaptations apportées aux conditions formelles et matérielles pour l'enchère de 2023 sont de tenir compte de l'évolution de l'indice des prix à la consommation attendue pour la période de fourniture novembre 2027-octobre 2028 et de préciser que les coûts d'achat d'électricité qui peuvent être inclus dans la demande de dérogation à l'IPC sont limités à l'électricité importée du réseau lorsque l'unité est arrêtée (pour une maintenance planifiée ou en raison d'un arrêt forcé). Afin d'assurer la cohérence entre l'évaluation du prix maximum intermédiaire et l'évaluation du bienfondé des dérogations au prix maximum intermédiaire, les conditions formelles et matérielles précisent que les catégories de coûts reprises dans la demande de dérogation doivent correspondre aux catégories prises en compte dans l'étude d'AFRY « *Update of Peer Review of Cost of Capacity for Calibration of Belgian CRM* ».

11. La décision (B)2526 fait actuellement l'objet d'un recours devant la Cour des marchés.

12. Le Comité de direction de la CREG a décidé, en vertu de l'article 23, § 1^{er}, de son règlement d'ordre intérieur, d'organiser une consultation publique sur son site Web relative au projet de décision (B) 2749 sur les conditions formelles et matérielles que doit respecter une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour être prise en compte dans le cadre des mises aux enchères de 2024. Cette consultation publique s'est déroulée du 29 février 2024 au 21 mars 2024.

3. CONSULTATION DES ACTEURS DU MARCHÉ

13. Dans le cadre de sa consultation publique sur son projet de décision (B) 2749 du 29 février 2024, la CREG a reçu 2 réponses émanant de la FEBEG et d'Engie.

14. Les commentaires relatifs à l'Arrêté Royal Méthodologie, au projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie et au projet de modification de l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement des capacités dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité (ci-après, « l'arrêté royal du 4 juin 2021 »), sortent du cadre de la consultation relative aux conditions formelles et matérielles que doit respecter une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire et ne sont donc pas traités dans le cadre de la présente décision.

3.1. DATE LIMITE POUR INTRODUIRE UNE DEMANDE DE DÉROGATION

15. Engie estime que la date limite fixée au 30 avril pour introduire une demande de dérogation est trop rapprochée si l'on tient compte du fait que les textes législatifs et le formulaire Excel ne sont pas encore définitifs. Engie demande une prolongation jusqu'au 31 mai.

Comme mentionné ci-dessus, le projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie prévoit une dérogation à l'article 22, § 2, alinéa 1^{er} de l'Arrêté Royal Méthodologie et stipule que le demandeur de dérogation introduit une demande de dérogation conformément à l'article 22, au plus tard le 15 juin 2024 pour les mises aux enchères organisées en 2024. La CREG adapte sa décision dans ce sens.

3.2. CALCUL DU « MISSING-MONEY »

16. La FEBEG et Engie estiment que les conditions formelles et matérielles devraient être adaptées aux contrats pluriannuels afin que les coûts et les recettes puissent être introduits pour chaque année du contrat et que le « missing-money » soit calculé sur toute la durée du contrat.

Le projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie prévoit qu'une dérogation à l'IPC pourra être demandée pour une « capacité existante » (au sens de l'arrêté royal du 4 juin 2021) qui, pour la mise aux enchères considérée, est classée par la CREG dans une catégorie de capacité associée à un contrat de capacité couvrant au maximum huit périodes de fourniture de capacité en application de l'article 19/1, 1° de l'arrêté royal du 4 juin 2021 précité.

Pour pouvoir être appliqué, cette nouvelle disposition devra entrer en vigueur ; le projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie prévoit à ce sujet que ladite disposition ne pourra entrer en vigueur qu'après son approbation (explicite ou implicite) par la Commission européenne.

Le projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie prévoit également que la demande de dérogation à l'IPC est spécifique à la période de fourniture pour laquelle l'IPC a été établi.

Si la disposition proposée n'est pas entrée en vigueur au plus tard le 25 août 2024 (date à laquelle la CREG est censée adopter ses projets de décision sur les demandes de dérogation), par exemple en cas de rejet de la mesure par la Commission européenne, la CREG rejettera les demandes de dérogation pour ce type de capacité.

En cas d'entrée en vigueur de la mesure proposée, et si la demande de dérogation est acceptée et concerne une « capacité existante » au sens de l'arrêté royal du 4 juin 2021 qui, pour la mise aux

enchères considérée, est classée par la commission dans une catégorie de capacité associée à un contrat de capacité couvrant au maximum huit périodes de fourniture de capacité, la dérogation vaudra pour l'ensemble des périodes de fourniture de capacité couvertes par le contrat de capacité.

3.3. COÛTS ELIGIBLES DANS LA DEMANDE DE DÉROGATION

17. La FEBEG est d'avis que le modèle devrait prévoir la possibilité d'introduire des coûts qui ne sont pas encore identifiés. La FEBEG considère qu'il est tout à fait possible qu'il y ait des coûts spécifiques à un projet ou à un développeur ou que de nouvelles catégories de coûts apparaissent à la suite d'évolutions techniques ou de marché. Ces coûts doivent bien entendu être démontrés de manière convaincante et accompagnés des justifications nécessaires.

La CREG considère que les catégories de coûts énumérées dans l'Arrêté Royal Méthodologie sont suffisamment générales pour prévenir le besoin éventuel d'en ajouter de nouvelles à l'avenir. L'objectif de cette liste exhaustive est d'éviter l'intégration de coûts qui ne sont pas directement liés à la fourniture de capacité pour la période concernée lors de l'évaluation des demandes de dérogation à l'IPC.

18. Engie comprend que les coûts liés à la catégorie 1° Coûts fixes, c) coûts de l'électricité - Coûts de stand-by doivent être évalués comme si l'unité ne fonctionnait pas du tout et était en mode veille toute l'année, ou pour les OCGT 33% de l'année en mode stand-by et 67% en mode arrêt sans aucune consommation d'énergie. Engie estime que les OCGT doivent être considérées comme étant en mode veille lorsqu'elles ne produisent pas. Engie justifie sa position par les arguments suivants :

- a. La plupart des OCGT participent aux marchés DA, ID ou de déséquilibre et/ou aux services auxiliaires (mFRR), et doivent donc être dispatchables tout au long de l'année ;
- b. Les OCGT contractées dans le cadre du CRM doivent être disponibles tout au long de l'année en cas d'événements de quasi-pénurie ou en cas de tests de disponibilité demandés par Elia.
- c. Le transformateur et les systèmes auxiliaires de l'OCGT restent couplés toute l'année au réseau, de sorte qu'il y a toujours des pertes du transformateur élévateur auxquels s'ajoute la consommation auxiliaire pour le chauffage/l'éclairage/les systèmes de contrôle et de sécurité.
- d. Il n'est pas possible de tout arrêter (transformateur et tous les auxiliaires sous-jacents) à 0 kW - sinon l'unité est sans énergie, ce qui est impossible : vous déchargerez complètement les batteries de secours (=nécessité de les remplacer), ce qui est également inacceptable du point de vue de la sécurité (perte de l'éclairage (de secours) ; du système de détection d'incendie et de gaz ; du système de commande à distance, etc.) En résumé, il s'agit d'installations industrielles, qui ont des besoins différents de ceux d'installations domestiques telles qu'une voiture garée dans une allée.

Par ailleurs, Engie demande de préciser si les données historiques (pour 2021-2023) doivent être les données réalisées (basées sur la consommation réalisée au cours de ces années), ou si elles doivent également être rapportées comme si l'unité était en stand-by tout au long de l'année.

La CREG confirme que l'interprétation d'Engie des conditions formelles et matérielles est correcte. L'hypothèse prise pour l'estimation du coût de stand-by des OCGT est basée sur l'étude d'Entras « Cost of Capacity for calibration of the Belgian CRM - List of technologies & FOM/VOM components and

values ». Cette hypothèse a également été utilisée pour l'estimation de l'IPC. La CREG rappelle que le rapport au Roi de l'Arrêté Royal méthodologie¹ précise explicitement le lien entre l'estimation des coûts pour la détermination du prix maximum intermédiaire par ELIA et l'évaluation des dérogations au prix maximum intermédiaire par la CREG :

En particulier, pour déterminer certains éléments de coût requis, Elia demande l'aide d'un expert indépendant. A cet égard, l'expert indépendant présentera, de manière étayée dans une étude, diverses données relatives aux éléments de coût pertinents pour l'estimation du prix maximum intermédiaire pour toutes les technologies existantes dans le marché considérées. Il est jugé approprié que la sélection de l'expert indépendant et le suivi de cette étude se fasse si possible en concertation avec la commission, puisqu'il existe un lien entre l'estimation des coûts pour la détermination du paramètre netCONE pertinent pour la calibration de la courbe de la demande exécuté par la commission et les coûts pour la détermination du prix maximum intermédiaire et l'évaluation des dérogations du prix plafond intermédiaire par la commission.

Par souci de cohérence, la CREG souhaite que les données historiques soient rapportées comme si l'unité était en stand-by toute au long de l'année (33% de l'année dans le cas d'un OCGT). La correction des coûts de stand-by en fonction des heures de fonctionnement se fait par une réduction des coûts variables de l'installation et doit donc être pris en compte au niveau des revenus. La CREG précise ce point dans sa décision.]

¹ <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/04/28/2021041351/justel#rapportroi>

3.4. DONNEES A FOURNIR DANS LE CADRE DE LA DEMANDE DE DEROGATION A L'IPC

19. La FEBEG indique être très préoccupée par le niveau de détails et de justifications requis pour obtenir une dérogation individuelle à l'IPC (entre autres, coûts et revenus historiques, coûts de démarrage détaillés, ...). La FEBEG considère que les données à fournir dans la demande de dérogation à l'IPC devraient se limiter aux données absolument nécessaires pour permettre d'évaluer le missing-money de l'année de fourniture visée par l'enchère. Selon la FEBEG, cette complexité créera certainement des barrières à l'entrée dans le CRM pour certains investisseurs.

La CREG demande un historique de l'ensemble des données nécessaires au calcul du « missing-money » afin de lui permettre d'évaluer le bien-fondé de chaque demande de dérogation. En effet, la CREG évalue le bien-fondé des données transmises pour l'année de fourniture du CRM sur base des justifications transmises pour attester les données historiques et pour motiver l'évolution attendues de ces données historiques.

3.5. REMARQUES ADDITIONNELLES

20. Engie souhaite attirer l'attention sur la note 19, qui précise que l'estimation des revenus des services auxiliaires d'équilibrage doit correspondre aux coûts historiques moyens de la réservation par le GRT des services d'équilibrage sur la base des 36 derniers mois après déduction des coûts associés. Engie considère que le demandeur doit pouvoir introduire ses propres prévisions dans la demande de dérogation, spécifiques à la capacité concernée et basées sur sa vision de l'évolution des prix des services auxiliaires, de la concurrence et des parts de marché. Engie estime que la méthodologie de l'article 22, § 7, de l'Arrêté Royal Méthodologie ne doit être utilisée que pour l'estimation de ces revenus par le GRT, qui sont ensuite utilisés par la CREG pour calculer le missing-money attendu. La CREG suit le raisonnement d'Engie et modifie la note 19 en conséquence.

21. Engie demande de préciser si les coûts et les recettes des données historiques (2021 et 2023) doivent être exprimés en euros pour l'année de référence (2022).

La CREG confirme que les coûts et les recettes des données historiques (2021 et 2023) doivent être exprimés en euros des années historiques. La CREG précise ce point dans sa décision.

22. Engie considère que l'inflation attendue des frais de personnel spécifiques à l'acteur du CRM doit être prise en compte. Engie estime en effet, que celle-ci peut être différente de l'évolution générale de l'indice des prix à la consommation pour plusieurs raisons – à justifier dans une note complémentaire par l'acteur du CRM.

La CREG tient à préciser que, conformément à l'article 22, §2 de l'Arrêté Royal Méthodologie, les coûts doivent être communiqués en euros pour l'année de référence (2022). Les frais de personnels sont donc basés sur le coût d'un équivalent temps plein en euros 2022. Par ailleurs, conformément à l'article 22, §2 et §9 de l'Arrêté Royal Méthodologie, l'évolution de l'indice des prix à la consommation n'intervient que dans le calcul du missing money.

23. Engie souhaite attirer l'attention sur le fait que, dans la feuille "Renseignements généraux" et dans la feuille "Demande de dérogation à l'IPC", la formule de la rubrique "Revenus totaux" n'est pas complète :

- "Revenus de la fourniture de services auxiliaires" n'apparaît pas dans la formule de la feuille "Renseignements généraux" ;
- "Revenus non saisis en raison de restrictions opérationnelles" manque dans la formule de la feuille "Demande de dérogation".

La CREG a pris note de la première observation et a ajusté ses directives en conséquence. En ce qui concerne la deuxième observation, la CREG confirme que la rubrique "Revenus non saisis en raison de restrictions opérationnelles" ne doit pas être ajoutée aux « Revenus totaux ». Leur inclusion serait contraire à l'objectif de réduire les revenus en raison de restrictions opérationnelles. Toutefois, la formule de la rubrique "Revenus totaux" dans la feuille "Renseignements généraux" a été corrigée pour exclure cette rubrique.

24. Engie souhaite attirer l'attention que la rubrique "Coûts d'activation pour les tests de disponibilité" doit être incluse dans la formule en ligne 105 de la feuille "Demande de dérogation à l'IPC".

La CREG a pris en compte cette remarque et a ajusté sa décision en conséquence, intégrant lesdits coûts dans ladite formule.

4. ADAPTATIONS APORTEES AUX CONDITIONS FORMELLES ET MATÉRIELLES D'UNE DEMANDE DE DEROGATION AU PRIX MAXIMUM INTERMEDIAIRE

25. L'objectif principal des adaptations apportées aux conditions formelles et matérielles pour les enchères de 2024 est de tenir compte, d'une part, des modifications instaurées par l'arrêté royal du 4 juillet 2023 qui a modifié l'Arrêté Royal Méthodologie et, d'autre part, du projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie, non encore adopté.

26. Étant donné que 2024 marque la première année où une enchère T-1 sera organisée, les conditions formelles et matérielles offrent au demandeur la possibilité de spécifier si sa demande concerne l'enchère T-1 ou T-4.

27. Afin de tenir compte des modifications instaurées par l'arrêté royal du 4 juillet 2023, qui a modifié l'Arrêté Royal Méthodologie, les adaptations suivantes ont été apportées aux conditions formelles et matérielles pour les enchères de 2024 :

- a. Conformément à l'article 22, § 2, de l'Arrêté Royal Méthodologie, la date limite de dépôt des demandes de dérogation à l'IPC est avancée au 30 avril 2024 et doit désormais être effectué auprès de la CREG. Comme mentionné ci-dessus, le projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie prévoit une dérogation à l'article 22, § 2, alinéa 1er de l'Arrêté Royal Méthodologie et stipule que le demandeur de dérogation introduit une demande de dérogation conformément à l'article 22, au plus tard le 15 juin 2024 pour les mises aux enchères organisées en 2024 ;

- b. Conformément à l'article 22, § 8, de l'Arrêté Royal Méthodologie, chaque investissement est annualisé sur la base du coût moyen pondéré du capital ;
- c. Conformément à l'article 22, § 9, de l'Arrêté Royal Méthodologie, le coût moyen pondéré du capital n'intervient plus dans le calcul du « missing-money » ;
- d. Conformément à l'article 22, § 2, de l'Arrêté Royal Méthodologie, une distinction est faite pour les coûts de démarrage entre, d'une part, les provisions pour assurer le remboursement des dépenses d'investissement et des coûts fixes d'exploitation et de maintenance et, d'autre part, les coûts spécifiques par démarrage ou activation ;
- e. Conformément à l'article 22, § 2, de l'Arrêté Royal Méthodologie, l'ensemble des coûts et des revenus sont estimés en Euros de l'année de référence qui a été utilisée pour évaluer les revenus à l'article 20 et l'estimation du "missing-money" est corrigée par l'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre, d'une part, l'année de référence qui a été utilisée pour évaluer les revenus et les coûts et, d'autre part, la période de fourniture de capacité pour laquelle le « missing-money » est calculé.

28. Afin de tenir compte du projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie, les adaptations suivantes ont été apportées aux conditions formelles et matérielles pour les enchères de 2024:

- a. Conformément au projet de modification de l'article 22, §2, 2°, de l'Arrêté Royal Méthodologie, afin de clarifier la consistance entre la procédure de demande de dérogation à l'IPC et l'évaluation de l'IPC, les demandes de dérogations à l'IPC sont basées sur la liste exhaustive des catégories de coûts reprises pour la détermination de l'IPC. Cette liste est complétée par des catégories de coûts additionnels spécifiques à la procédure de dérogation. Il s'agit des coûts d'investissements non-récurrents et du coût de location du site à un tiers ;
- b. Conformément au projet de modification de l'article 18, § 2, 1°, de l'Arrêté Royal Méthodologie, les catégories de coûts fixes suivantes ont été ajoutées :
 - i. Coûts des taxes locales ;
 - ii. Coûts de la flexibilité intra journalière hors coût de balancing liés au réseau gazier ;
 - iii. Coûts d'électricité liés au « stand-by » ;
 - iv. Coûts fixes annuel généraux estimés à 25% des frais de personnels sur site ;
- c. Conformément au projet de modification de l'article 18, § 2, 1°, de l'Arrêté Royal Méthodologie, la catégorie de coûts variable suivante a été ajoutée : réduction de coût de « stand-by » lorsque l'installation produit ;
- d. Conformément au projet de modification de l'article 18, § 2, 1°, de l'Arrêté Royal Méthodologie, les coûts fixe de personnel liés à la gestion d'un portefeuille de points de livraison sont clarifiés ;
- e. Conformément au projet de modification de l'article 22, § 2, 5°, de l'Arrêté Royal Méthodologie, l'estimation de la rente inframarginale annuelle exclut les revenus à terme, intraday et d'équilibrage ;
- f. Conformément au projet de modification de l'article 22, § 8, de l'Arrêté Royal Méthodologie, la durée de vie économique de chaque investissement est établie à 5 ans. Toutefois, la CREG a la possibilité de revoir à la baisse cette durée sur la base de

tout élément externe, telle qu'une limitation sur les émissions de CO2, invoqué par le demandeur qui limiterait la durée de vie économique de l'investissement ;

- g. Les primes de risque spécifiques à la technologie sont adaptées conformément au projet de modification de l'Annexe 1.

29. Le demandeur indique les revenus bruts des services de réglage de la tension et de reconstitution et ne doit donc plus indiquer de compensation pour des coûts liés à la fourniture.

30. La proposition d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 4 juin 2021 fixant les seuils d'investissements, les critères d'éligibilité des coûts d'investissement et la procédure de classement des capacités dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité introduit la possibilité pour une capacité existante de demander un contrat de capacité pluriannuel. Conformément à l'article 22, § 11, de l'Arrêté Royal Méthodologie, la CREG rejette une demande de dérogation si celle-ci concerne une unité de marché de capacité, ou des unités s'il s'agit de capacités liées, qui pour la mise aux enchères considérées, est (sont) classée(s) par la CREG dans une catégorie de capacité associée à un contrat de capacité couvrant plus d'une période de fourniture de capacité.

31. Conformément aux dispositions prévues à l'article 4, § 3, de l'Arrêté Royal Méthodologie, le rendement minimum a été adapté à 4,7%.

32. L'évolution attendue de l'indice des prix à la consommation entre, d'une part, l'année de référence qui a été utilisée pour évaluer les revenus et les coûts et, d'autre part, la période de fourniture de capacité pour laquelle le « missing-money » est calculé, est basée sur :

- a) les taux de croissance observés de l'indice des prix à la consommation publiés par Stabel jusqu'au mois de janvier 2024 ;
- b) le taux de croissance de l'indice des prix à la consommation prévu par le Bureau fédéral du Plan dans ses Prévisions d'inflation du 6 février 2024 pour la période du 1^{er} février 2024 au 31 décembre 2025 ;
- c) le taux de croissance de l'indice des prix à la consommation prévu par le Bureau fédéral du Plan dans ses Perspectives économiques 2023-2028 du 15 juin pour la période du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2028 ;
- d) un taux de croissance de l'indice des prix à la consommation pour 2029 de 1,8% identique au taux de croissance estimé par le Bureau fédéral du Plan pour 2028.

33. Les adaptations précitées ne seront pas mises en œuvre si l'Arrêté Royal Méthodologie devait ne pas être modifié conformément au projet de modification de l'Arrêté Royal Méthodologie.

5. CONDITIONS FORMELLES ET MATÉRIELLES D'UNE DEMANDE DE DEROGATION

34. Les conditions formelles et matérielles à respecter pour qu'une demande de dérogation soit prise en considération sont reprises à l'annexe 1.

////

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

Laurent JACQUET
Directeur

Ilse TANT
Directrice

Koen LOCQUET
Président du Comité de direction

ANNEXE 1

Formulaire de demande de dérogation au prix maximum intermédiaire

ANNEXE 2

Déclaration sur l'honneur dérogation au prix maximum intermédiaire

ANNEXE 3

Réponses à la consultation publique