

Décision

(B)2526
30 mars 2023

Décision relative aux conditions de forme d'une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire

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

Version non-confidentielle

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	3
2. ANTECEDENTS.....	5
3. CONSULTATION des acteurs du marche.....	6
3.1. Coûts éligibles dans la demande de dérogation	6
3.2. Données à fournir dans le cadre de la demande de dérogation à l'IPC.....	7
3.3. Remarques additionnelles.....	8
4. ADAPTATIONS APORTEES AUX CONDITIONS DE FORME D'UNE DEMANDE DE DEROGATION AU PRIX MAXIMUM INTERMEDIAIRE	9
5. CONDITIONS DE FORME D'UNE DEMANDE DE DEROGATION	10
ANNEXE 1.....	11
ANNEXE 2.....	11
ANNEXE 3.....	11

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, la présente décision a pour but d'établir les conditions de forme que doit respecter une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour qu'elle soit prise en compte dans le cadre de la mise aux enchères de 2023.

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

La présente décision a été approuvée le 30 mars 2023 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 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 : AR méthodologie), il incombe à la CREG de définir les conditions de forme 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, via un numéro d'identification unique provenant de la procédure de préqualification 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 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), 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 d'un portefeuille de points de livraison pertinents pour opérer sur le marché de l'énergie (en €/an) par l'unité de marché de capacité concernée, 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 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 provisions pour les entretiens majeurs des installations qui n'ont pas forcément lieu chaque année (en €/an), complétées, 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 ;*
- d) *scindées le cas échéant par point de livraison, les dépenses d'investissements non récurrentes annualisées 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 (en €/an) ;*
- 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), 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, les dépenses de financement, en ce compris le coût moyen pondéré du capital, 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 non récurrentes éligibles pour le calcul du « missing-money » de l'unité de marché de capacité, ou 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 pas nécessairement limités aux revenus liés à la vapeur et/ou à la chaleur ;

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 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 composants délivrés par le demandeur de dérogation visés au point 2° à 4° pour soutenir sa demande, doivent être spécifiques à l'unité de marché de capacité concernée, ou unités s'il s'agit de capacités liées. »

2. ANTECEDENTS

3. 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 de forme 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.

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

5. La CREG a établi, dans sa décision (B)2356, et publié sur son site web le 31 mars 2022, les conditions de forme 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 de forme pour l'enchère de 2022 est d'accroître la prévisibilité pour les acteurs du marché du traitement des demandes de dérogation au prix maximum intermédiaire. L'objectif de la CREG est 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 de forme afin de faciliter la saisie des données par les demandeurs de dérogation.

6. La décision (B)2356 fait actuellement l'objet d'un recours devant la Cour des marchés. Dans le cadre de ce recours, la Cour des marchés a sollicité l'avis de la Commission européenne sur la portée des décisions par lesquelles cette institution s'est prononcée au sujet du CRM et, notamment, du mécanisme de dérogation à l'IPC prévu par l'AR méthodologie. Le 22 mars 2023, la Commission européenne a donné son avis.

7. Le Comité de direction de la CREG a décidé, en vertu de l'article 23, § 1er, de son règlement d'ordre intérieur, d'organiser une consultation publique sur son site Web relative au projet de décision (B) 2526 sur les conditions de forme que doit respecter une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire pour être prise en compte dans le cadre de la mise aux enchères de 2023. Cette consultation publique s'est déroulée du 14 mars 2023 au 21 mars 2023.

3. CONSULTATION DES ACTEURS DU MARCHÉ

8. Dans le cadre de sa consultation publique sur son projet de décision (B)2526 du 14 mars 2023, la CREG a reçu trois réponses émanant de la Febeg, la Febeliec et d'Engie, dont une réponse partiellement confidentielle.

9. Les commentaires relatifs à l'AR méthodologie, à la calibration de l'IPC et à la révision en profondeur des modalités selon lesquelles les capacités existantes peuvent participer au CRM et recouvrer leurs coûts sortent du cadre de la consultation relative aux conditions de forme que doit respecter une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire et ne seront pas traités dans le cadre de la présente décision.

10. Engie indique pleinement soutenir la position de la Febeg.

3.1. COÛTS ELIGIBLES DANS LA DEMANDE DE DÉROGATION

11. La Febeg et Engie ne supportent pas la proposition de la CREG que certains coûts (frais généraux, taxes locales, frais de location et coûts d'optimisation de la logistique du gaz) sont exclus dans l'évaluation du « missing money » des demandes de dérogation à l'IPC s'ils n'ont pas été inclus dans le calcul de l'IPC. La Febeg et Engie considèrent que ces coûts sont réels et sont supportés par les actifs concernés et doivent donc être intégrés dans le calcul du « missing-money ».

[CONFIDENTIEL]

Tout d'abord, la CREG confirme 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 » sur laquelle Elia s'est basée pour sa proposition du prix maximum intermédiaire dans son rapport de calibration. En effet, le rapport au Roi de l'AR 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.

La CREG considère donc que ces coûts (les frais généraux, les taxes locales, les frais de location et les coûts d'optimisation de la logistique du gaz), exclus lors du calcul de l'IPC, ne doivent pas être pris en compte lors de l'analyse des demandes de dérogation à l'IPC.

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

Cette approche est confirmée par l'avis de la Commission européenne du 22 mars 2023. En effet, dans cet avis, cette institution indique qu'entre autres, les frais généraux, les taxes locales et les frais de location ne relèvent pas des catégories prévues par l'AR méthodologie. Or, toujours dans cet avis, la Commission indique s'être notamment basée sur ledit AR méthodologie pour conclure à la conformité du CRM au marché intérieur. Il en résulte que, selon la Commission européenne, un mécanisme de dérogation à l'IPC tel que celui prévu par l'AR méthodologie, qui ne prévoit pas la prise en compte des coûts en question, est conforme au droit européen.

12. La Febeg et Engie soutiennent le fait que les coûts d'enlèvement de l'électricité sont désormais explicitement considérés comme éligibles. Engie spécifie cependant que l'endroit où ces coûts doivent être rapportés dans le fichier XLS n'est pas clair et demande à la CREG de clarifier ce point dans le fichier XLS (en ajoutant une ligne spécifique).

La Febeliec pourrait accepter la limitation proposée des coûts d'acquisition de l'électricité qui peuvent être inclus dans la demande de dérogation, mais demande que cet élément, ainsi que d'autres éléments d'une demande de dérogation, soient dûment examinés par le régulateur. La Febeliec insiste sur le fait qu'une dérogation au plafond intermédiaire ne doit pas être accordée à la légère et que tous les éléments constitutifs doivent être dûment évalués, étant donné qu'une dérogation entraînera indéniablement une augmentation du coût du CRM pour les consommateurs et aura donc un impact sur le critère du coût le plus bas possible si elle n'est pas appliquée avec le plus grand soin.

La CREG attire l'attention que l'étude d'AFRY « Update of Peer Review of Cost of Capacity for Calibration of Belgian CRM » spécifie que l'électricité est importée du réseau lorsqu'une centrale est arrêtée (pour une maintenance planifiée ou en raison d'un arrêt forcé). Étant donné la forte corrélation entre le montant de l'importation et les heures de fonctionnement de la centrale, AFRY considère que ce coût est généralement traité comme un coût variable. La CREG considère donc que les coûts d'achat d'électricité qui peuvent être inclus sont limités à l'électricité importée du réseau lorsque l'unité est arrêtée (pour une maintenance planifiée ou en raison d'un arrêt forcé). Ces coûts sont considérés comme des coûts variables.

La CREG précise que ce coût peut être repris sous la ligne « [Autres coûts variables 1] ».

3.2. DONNÉES À FOURNIR DANS LE CADRE DE LA DEMANDE DE DÉROGATION À L'IPC

13. La Febeg et Engie considèrent 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 la période de fourniture visée par l'enquête. Plus particulièrement, la Febeg et Engie considèrent que les données relatives aux revenus ne sont pas utiles pour la CREG, étant donné que les revenus pour la période de livraison sont calculés par ELIA. Engie considère que deux ans de données historiques sur les coûts devraient être un maximum.

La CREG rappelle tout d'abord que l'Art 22 §2 5° de l'AR méthodologie stipule que la demande de dérogation à l'IPC comprend au moins :

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.

La CREG considère donc que la demande de dérogation à l'IPC doit reprendre les données relatives aux revenus qui ont été considérées pour le calcul du « missing-money » de la période de fourniture du CRM. Par ailleurs, 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.

3.3. REMARQUES ADDITIONNELLES

14. La Febeliec s'oppose fermement à une consultation dont le délai de réponse n'est que d'une semaine. Bien que la Febeliec comprenne que la CREG considère les modifications comme mineures, elle estime que trop de consultations au cours des dernières années ont eu des durées inférieures à la période minimale selon les lignes directrices internes de la CREG pour les consultations. Pour la Febeliec, une consultation d'une semaine constitue un précédent très inquiétant, car cette durée est nettement insuffisante pour rédiger un avis et permettre une discussion interne approfondie avec les membres et les autres parties prenantes afin d'apporter une contribution précieuse. La Febeliec est fermement convaincue que soit une consultation reçoit l'attention requise, y compris une durée suffisamment longue, soit la partie émettrice n'organise pas de consultation et assume l'entière responsabilité d'une telle approche. Le dialogue et la consultation des parties prenantes est, à juste titre, un élément central du processus décisionnel réglementaire et ne doit donc pas être mis en péril. La Febeliec s'oppose donc à l'approche choisie par la CREG et en particulier au dangereux précédent qui a été créé.

La FEBEG avance également qu'une durée de consultation d'une semaine n'est pas du tout raisonnable.

La CREG considère que le dialogue et la consultation des parties prenantes est un élément central du processus décisionnel et veille dans la mesure du possible à garantir un délai suffisant pour répondre à ses consultations. La CREG est consciente que le délai de réponse imparti était en l'espèce particulièrement réduit. Toutefois, le contenu des conditions de forme adoptées en l'espèce est très largement basé sur les conditions de forme annexées à la décision (B)2356 qui avait elle-même fait l'objet d'une consultation publique d'une durée de dix jours. La CREG estime que la durée de la consultation qui a précédé l'adoption de la présente décision est dès lors suffisante pour permettre aux parties intéressées de formuler leurs commentaires au sujet des modifications limitées apportées aux conditions de forme.

15. Engie conteste que les frais de personnel et les salaires soient tous deux soumis à la croissance de l'indice des prix à la consommation (IPC) prévu par le Bureau fédéral du Plan. Le secteur de la production d'électricité requiert et doit attirer des profils très spécifiques et techniques. [CONFIDENTIEL]

L'évaluation des revenus par Elia fait l'objet d'une indexation en Euro 2027-28 sur base de la croissance de l'indice des prix à la consommation prévu par le Bureau fédéral du Plan. Conformément à sa décision (B)2356, la CREG considère que l'ensemble des coûts doit être indexé uniquement sur la base de la croissance du même indice des prix à la consommation pour assurer une cohérence entre l'évaluation des coûts et l'évaluation des revenus pris en compte dans le calcul du « missing money ».

16. [CONFIDENTIEL]

17. [CONFIDENTIEL]

18. [CONFIDENTIEL]

19. Engie estime que, si des documents de tiers ne sont pas disponibles [CONFIDENTIEL] pour justifier les coûts d'investissement, le candidat CRM devrait être autorisé à démontrer le niveau de ces coûts sur la base d'autres éléments de justification [CONFIDENTIEL].

La CREG prendra en compte toute justification pertinente transmise par le candidat CRM si des documents de tiers ne sont pas disponibles (par exemple, en raison de travaux internes ou pour une autre raison) pour autant que cette indisponibilité soit dûment justifiée.

20. Engie attire l'attention de la CREG sur le caractère raisonnable que devraient avoir les demandes potentielles d'informations supplémentaires. Engie rappelle à la CREG le temps limité pour répondre à ces demandes et la période à laquelle elles seront lancées (l'été avec de nombreux employés en vacances). En outre, la demande d'informations à des tiers prendra plus de temps que la compilation de données en interne. Engie considère par ailleurs que les acteurs du marché devraient être en mesure de fournir toute pièce justificative qu'ils jugent pertinente [CONFIDENTIEL].

La CREG confirme qu'elle veillera à ce que les demandes d'informations supplémentaires soient réduites au minimum et qu'elle ne le fera que si elle estime que des informations complémentaires sont nécessaires à son évaluation. Pour éviter que des demandes d'informations supplémentaires soient nécessaires, la CREG recommande d'explicitier au maximum les calculs qui ont mené aux valeurs reprises dans les demandes de dérogation à l'IPC et de justifier par des documents tiers, ou toute autre pièce justificative en cas d'indisponibilité de documents tiers, tous les éléments probants qui interviennent dans ces calculs.

21. [CONFIDENTIEL]

22. [CONFIDENTIEL]

4. ADAPTATIONS APPORTEES AUX CONDITIONS DE FORME D'UNE DEMANDE DE DEROGATION AU PRIX MAXIMUM INTERMEDIAIRE

23. L'objectif principal des adaptations apportées aux conditions de forme pour l'enchère de 2023 est de tenir compte de l'évolution de l'indice des prix à la consommation attendue pour la période de fourniture novembre 2027-octobre 2028.

24. 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 de forme 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 »² sur laquelle Elia s'est basée pour l'évaluation de sa recommandation du prix maximum intermédiaire dans son rapport de calibration³. Sur la base de la clarification apportée par AFRY sur les catégories de coûts pris en compte dans son évaluation, la CREG a adapté les conditions de forme en précisant que les coûts d'achat d'électricité qui peuvent être inclus dans la demande de dérogation à

² https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2022/20221028_afry_update-of-the-peer-review-of-cost-of-capacity-for-calibration-of-belgian-crm.pdf

³ https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/ug/wg-adequacy/2022/20221128_dy2027---y-4-auction---calibration-report.pdf

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). Ces coûts sont considérés comme des coûts variables.

5. CONDITIONS DE FORME D'UNE DEMANDE DE DEROGATION

25. Les conditions de forme 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

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. 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

Réactions reçues lors de la consultation publique

- 3.1 Febeg
- 3.2 Febeliec
- 3.3 Engie (réaction partiellement confidentielle)