

PROPOSITION ADAPTÉE

(C)2463/2

24 novembre 2022

Proposition adaptée d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale *offshore* en cas d'indisponibilité du *Modular Offshore Grid*

Article 7, § 1, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

| | |
|--|----|
| TABLE DES MATIERES | 2 |
| INTRODUCTION | 3 |
| 1. CADRE LEGAL | 4 |
| 2. ANTECEDENTS | 5 |
| 3. ANALYSE DES RISQUES SUPPORTES PAR LES PPA- <i>OFFTAKERS</i> | 6 |
| 3.1. Tarification des contrats PPA | 6 |
| 3.2. Les risques supportés par le PPA- <i>offtaker</i> | 7 |
| 3.3. Évaluation par la CREG | 7 |
| 4. EXPLICATIONS CONCERNANT LA PROPOSITION D'ARRÊTÉ ROYAL | 9 |
| 5. PROPOSITION | 10 |
| ANNEXE 1..... | 11 |

INTRODUCTION

La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG) formule ci-après, à la demande de la ministre de l'Energie, une proposition adaptée d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale *offshore* en cas d'indisponibilité du *Modular Offshore Grid* (ci-après : la proposition d'arrêté royal). Cette proposition concerne la modification du prix de référence de l'électricité et le calcul du facteur de correction.

Le 19 septembre 2022, la CREG a reçu une lettre de la ministre de l'Energie indiquant ce qui suit¹:

« Comme vous le savez, la forte volatilité du marché de l'électricité crée des effets négatifs sans précédent, tant pour les utilisateurs finals que pour certains clients (via les PPA) qui revendent à leur tour l'électricité issue de sources d'énergie renouvelables sur le marché de gros. Pour ces derniers, la couverture (« hedging ») de leur propre portefeuille ne peut se faire que sur la base d'une estimation des volumes de production. Jusqu'au moment de la production effective, les clients de l'éolien offshore ne connaissent pas la quantité réelle d'électricité qu'ils recevront dans le cadre de leur PPA au prix proposé dans le PPA. Au cours des 20 derniers mois, les parcs éoliens offshore ont en moyenne produit des volumes inférieurs aux volumes de production estimés, ce qui signifie que les offtakers des parcs doivent acheter toute différence de volume négative à prix beaucoup plus élevé que le prix de revente aux prix extrêmement élevés du marché à court terme.

Comme cela a déjà été évoqué lors de plusieurs conversations entre vos collaborateurs et ceux de mon cabinet, je suis particulièrement préoccupée par ce risque de volume, qui peut se traduire par une limitation du développement des marchés offshore.

Je me permets de vous demander par la présente si vous partagez cette analyse avec moi et si oui, compte tenu de votre compétence de proposition en matière de modifications de l'arrêté royal qui donne lieu au mode de couverture des risques effectué par chaque acteur du marché concerné, vous envisageriez de modifier l'arrêté royal du 16 juillet 2002. Dans ce cas, compte tenu de l'application de l'ERP actuel, qui est fixé par année, nous travaillerions volontiers à une éventuelle adaptation de l'arrêté royal avec entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2024, publié avant le 1^{er} janvier 2023. »

Sur la base de son analyse, la CREG a constaté que la combinaison d'une faible production d'énergie éolienne et des prix élevés actuels de l'énergie engendre des risques financiers importants pour les *offtakers*. La CREG estimait qu'une modification du prix de référence de l'électricité, qui est utilisé pour

¹ Traduction libre de : "Zoals u weet zorgt de hoge volatiliteit op de elektriciteitsmarkt voor ongeziene negatieve effecten, dit zowel op het niveau van de eindgebruikers als voor bepaalde afnemers (via PPA's) die op hun beurt elektriciteit afkomstig uit hernieuwbare energiebronnen doorverkopen op de groothandelsmarkt. Voor die laatsten is het namelijk zo dat zij voor de indekking ('hedging') van hun eigen portefeuille zij zich slechts kunnen baseren op geschatte productievolumes. Tot op het moment van werkelijke productie zijn afnemers van offshore wind onzeker over de werkelijke hoeveelheid elektriciteit die zij binnen hun PPA zullen geleverd krijgen aan de binnen de PPA vooropgestelde prijs. De afgelopen twintig maanden werden voor de offshore windparken gemiddeld lagere volumes dan de aangenomen ingeschatte productievolumes geproduceerd, wat bekend dat de offtakers van de parken elk negatief volumeverschil aan een veel hogere prijs dan de doorverkoopprijs dienen aan te kopen tegen de extreem hoge prijzen op de korte markt.

Zoals in verschillende gesprekken reeds werd besproken tussen uw medewerkers en de medewerkers van mijn kabinet, maak ik me met name zorgen over dit volumerisico, dat zich in een terughoudendheid in de ontwikkeling van de offshore markten kan vertalen.

Ik wil u bij deze brief vragen of u deze analyse met mij deelt en of u in dat geval, gezien uw voorstelbevoegdheid bij wijzigingen van het koninklijk besluit dat aanleiding geeft tot de wijze van risico-indekking die door elke betrokken marktpartijen gebeurt, een wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 overweegt. Gezien de toepassing van de huidige ERP, die per jaar vastligt, werken wij in dat geval graag toe naar een eventuele aanpassing van het KB met inwerkingtreding op 1 januari 2024, gepubliceerd voor 1 januari 2023."

déterminer le soutien aux parcs *offshore*, peut réduire considérablement ces risques. Elle a donc formulé une proposition d'arrêté royal que a été approuvée lors du comité de direction du 20 octobre 2022.

Les 18 et 21 novembre 2022, la CREG a reçu par e-mail une demande de modification de cette proposition de la part du cabinet Energie. Cette proposition adaptée a été adoptée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 24 novembre 2022.

1. CADRE LEGAL

1. Suite à sa modification par la loi-programme du 27 décembre 2021, l'article 7, §1^{er} de la loi électricité prévoit ce qui suit :

« Par arrêté délibéré en Conseil des ministres, sur proposition de la commission, le Roi peut prendre des mesures d'organisation du marché, dont la mise en place d'un système, géré par la commission, en vue de l'octroi des garanties d'origine et de certificats verts pour l'électricité produite conformément à l'article 6, ainsi que l'établissement d'une obligation de rachat à un prix minimal et de revente par le gestionnaire du réseau de certificats verts octroyés par la commission et les gouvernements et régulateurs régionaux, afin d'assurer l'écoulement sur le marché, à un prix minimal, d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

La mission visée à l'alinéa 1er attribuée au gestionnaire du réseau constitue une obligation de service public dont les charges nettes sont financées selon les modalités définies à l'article 21quinquies.

[...]

Par arrêté délibéré en Conseil des ministres et sur proposition de la commission, le Roi détermine le mode de calcul du coût des mesures visées à l'alinéa 1er pour chaque année d'exploitation. Ce coût est déterminé conformément à la procédure suivante:

1° au plus tard le 1er novembre de chaque année, la commission estime le coût par mois des mesures visées au premier alinéa pour l'année d'exploitation suivante. A cette fin, le gestionnaire du réseau fournit à la commission, le 31 août au plus tard, un rapport contenant les données pertinentes;

2° au plus tard le 15 avril de chaque année, la commission procède à la détermination du montant d'un ajustement au titre de l'année d'exploitation précédente sur la base des coûts réels encourus au cours de cette année d'exploitation précédente en raison des mesures, visées au premier alinéa. A cette fin, le gestionnaire du réseau fournit à la commission, au plus tard le 15 février, un rapport contenant les données pertinentes. Si un solde est constaté, la régularisation avec l'Etat fédéral est effectuée au plus tard le 1er juillet de l'année au cours de laquelle il a été déterminé;

3° la commission tient un inventaire avec un aperçu par année des coûts estimés et réels des mesures, visées au premier alinéa.

L'Etat fédéral, le gestionnaire du réseau et la commission concluent un protocole pour déterminer les modalités de mise à disposition mensuelle des ressources, visées à l'alinéa 2, pour satisfaire à l'obligation, visée à l'alinéa 1er, et pour préciser tous les droits et obligations connexes et autres des parties contractantes. Les règles de financement décrites dans le protocole précité permettent au gestionnaire du réseau de disposer des ressources nécessaires prévus par la présente loi, dans le but de payer à temps les coûts nets découlant des mesures visées au premier alinéa et d'éviter un préfinancement de ces coûts nets dans le chef du gestionnaire du réseau. »

2. L'article 7, §1^{er} de la loi électricité a été mis en œuvre par l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale *offshore* en cas d'indisponibilité du *Modular Offshore Grid* (ci-après : l'arrêté royal du 16 juillet 2002).

3. L'article 23, § 2, quatrième alinéa de la loi électricité prévoit ce qui suit :

« Le comité de direction rend ses avis [et ses propositions] au ministre dans les quarante jours civils suivant la réception de la demande, sauf si le ministre prévoit un délai plus long. [...] ».

2. ANTECEDENTS

4. Le 19 septembre 2022, la CREG a reçu une lettre de la ministre de l'Energie demandant une analyse du risque de volume des PPA-*offtakers* et l'élaboration d'une éventuelle proposition de modification de l'arrêté royal du 16 juillet 2002.

5. Le 21 septembre 2022, la CREG a discuté de la question du risque de volume avec les représentants des parcs *offshore* Rentel, Norther, Seastar, Mermaid et Northwester 2.

6. Le 26 septembre 2022, la CREG a discuté avec RWE des résultats du PPA de Northwester 2 et de la question du risque de volume.

7. Le 28 septembre 2022, une discussion similaire a eu lieu avec Eneco concernant le risque de volume et les résultats des PPA conclus avec Norther et Seamade.

8. Le 30 septembre, CREG a discuté avec Total des résultats du PPA de Rentel et du risque de volume associé.

9. Le 30 septembre, la CREG a discuté avec Engie des résultats du PPA de Norther et de la question du risque de volume.

10. Le 11 octobre, la CREG a discuté avec tous les PPA-*offtakers* d'une proposition d'adaptation du prix de référence de l'électricité et du calcul des coûts de profilage et de déséquilibre. L'objectif de la réunion était de parvenir à un accord entre toutes les parties concernées sur une méthode de calcul et une formulation possibles.

11. La proposition (C)2463 d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale *offshore* en cas d'indisponibilité du *Modular Offshore Grid* a été approuvée par le comité de direction lors de la réunion du 20 octobre 2022.

12. Le 16 novembre 2022, la proposition (C)2463 a été discutée lors d'une réunion avec des représentants des parcs *offshore*, du cabinet Energie et de la CREG. Au cours de cette réunion, les parcs *offshore* ont fait part de certaines préoccupations, notamment l'impact du changement du prix de référence de l'électricité sur la trésorerie de leurs projets.

13. Le 18 novembre 2022, la CREG a reçu par e-mail une demande de modification de la proposition (C)2463 du cabinet Energie concernant les points suivants :

- le moment de la détermination des acomptes mensuels ;

- l'utilisation du prix de référence de l'électricité (ERP) pour déterminer les acomptes mensuels en cas de prix spot ;
- l'utilisation de l'ERP et du facteur de correction pour déterminer l'acompte gris complémentaire ;
- le règlement mensuel de la différence entre la valeur supposée et la valeur réelle des CV, y compris pendant les cinq premières années.

14. Enfin, le cabinet Energie a également demandé le 21 novembre 2022 d'ajouter une disposition transitoire dans le projet d'arrêté royal..

3. ANALYSE DES RISQUES SUPPORTES PAR LES PPA-OFFTAKERS

3.1. TARIFICATION DES CONTRATS PPA

15. Les parcs *offshore* Rentel, Norther, Seastar, Mermaid et Northwester 2 relèvent du mécanisme LCOE et reçoivent un soutien variable qui dépend du prix de référence de l'électricité (ci-après : ERP). Le niveau du LCOE a été déterminé sur la base, entre autres, de la production éolienne attendue et des coûts du parc éolien concerné et est donc différent pour divers parcs éoliens. Afin d'éviter tout risque de décalage entre, d'une part, les recettes via la vente de la production éolienne et, d'autre part, la valeur des certificats verts, ces parcs éoliens ont conclu un *Power Purchase Agreement* (ci-après : PPA) conforme à 100% aux dispositions de l'arrêté royal du 16 juillet 2002.

16. La valeur de l'électricité produite dans le cadre du PPA est déterminée selon la formule suivante:

$$ERP * (1 - \text{facteur de correction})$$

$$\text{Où le facteur de correction} = \text{fixed component} + \text{balancing cost} + \text{profile cost}$$

Le prix de référence de l'électricité (ERP) tel que fixé dans l'arrêté royal du 16 juillet 2002 est égal à « la moyenne en EUR/MWh des cotations journalières de l'année Y-1 des contrats futurs « calendar Y », telle que publiée par APX Holding B.V., inscrite au registre néerlandais de la Chambre de Commerce sous le numéro 34153887, avec son siège social à Hoogoorddreef 7, Amsterdam 1101 BA, sous le titre « Endex » et le sous-titre « Endex Cal+1 ». Par exemple, la moyenne des cotations EPEX CAL+1 du 1^{er} janvier au 31 décembre 2021 est de 86,6261 €/MWh et le prix de référence de l'électricité pour 2022 est donc de 86,6261 €/MWh.

Le facteur de correction est calculé sur la base d'une période de référence remontant à 12 ou 18 mois. Les coûts de profilage et de déséquilibre sont ainsi convertis en un pourcentage appliqué aux volumes de vent à un moment différent (c'est-à-dire 12 à 18 mois plus tard). Cela ne compense pas entièrement les coûts réels de déséquilibre et de profilage du PPA-*oftaker*.

17. La valeur du CV est déterminée sur la base de la formule suivante :

$$\text{prix minimal} = \text{LCOE} - [(\text{prix de référence de l'électricité} \times (1 - \text{facteur de correction}) + \text{la valeur des garanties d'origine}) \times (1 - \text{facteur de perte de réseau})].$$

Comme l'ERP et le facteur de correction utilisés dans le règlement du PPA et dans la détermination du prix minimum des certificats verts sont les mêmes, les parcs *offshore* concernés ont, en principe², un revenu garanti par MWh produit.

3.2. LES RISQUES SUPPORTÉS PAR LE PPA-OFFTAKER

18. Lors de la conclusion des PPA, les PPA-*offtakers* ont également souhaité limiter leurs risques et ont donc considéré ces contrats comme des contrats d'accès au marché avec des risques limités en termes de volume, de prix et d'indice.

19. Le risque de volume et de prix découle de l'ERP. Les PPA-*offtakers* gèrent ce risque par une couverture linéaire : c'est-à-dire qu'une partie proportionnelle du volume P50 attendu est vendue comme produit de consommation de base chaque jour de négoce de l'année précédant la fourniture.

En 2021 et pendant les huit premiers mois de 2022, la production éolienne réelle a été nettement inférieure à la production P50 prévue. En outre, depuis le second semestre 2021, les prix du marché de l'électricité ont atteint des niveaux sans précédent. En conséquence, le PPA-*offtaker* a dû acheter les volumes manquants (non produits) sur le marché journalier à des prix nettement supérieurs au prix moyen du produit de consommation de base vendu en 2020-2021.

En outre, il existe aujourd'hui un risque élevé de coûts de profilage et de déséquilibre. Étant donné que le facteur de correction est calculé sur des données passées, à savoir un décalage de 12 à 18 mois par rapport à la réalité, le facteur de correction actuel (calculé sur des données passées) ne couvre plus la forte augmentation des coûts de profilage et de déséquilibre en 2021 et 2022.

20. Ces risques ont conduit à un résultat fortement négatif chez chaque PPA-*offtaker* et sur chaque PPA. Pour 2021, la perte se situe entre 1 et 10 M€ par 100 MW de capacité installée en mer. Pour 2022³, la perte augmente considérablement pour atteindre 10 à 30 M€ par 100 MW de capacité installée en mer.

3.3. ÉVALUATION PAR LA CREG

21. Dans le cadre de ses activités de surveillance et à la demande de la ministre de l'Énergie, la CREG a examiné l'impact de la persistance des prix de gros élevés du gaz et de l'électricité au début de 2022. Plus précisément, la CREG a examiné les bénéfices exceptionnels pour les acteurs du marché relevant de la compétence fédérale, y compris les *offshore PPA-offtakers*. Dans cette enquête, la CREG a d'abord demandé les résultats de 2021.

Suite à la lettre du 19 septembre 2022, la CREG a eu une discussion avec chaque PPA-*offtaker* des parcs *offshore* à soutien variable. Les résultats de 2021 et les résultats *year to date* de 2022⁴ ont été expliqués dans chaque cas.

22. La CREG note que les problèmes liés au risque de volume et de prix et à l'augmentation des coûts de profilage et de déséquilibre décrits ci-dessus se posent pour chaque PPA-*offtaker*. Il ne s'agit donc pas d'un problème individuel d'un acteur qui a mal évalué le marché. Au contraire, la forte augmentation de la capacité éolienne en mer sur la période 2018-2020 a encore accru les risques. D'une part, les déséquilibres augmentent en raison de la forte augmentation du volume de production

² « En principe » fait référence à la disposition de l'article 14, §1^{er} *quinquies* de l'arrêté royal qui, dans certaines conditions de marché, ramène à zéro le prix minimum des certificats verts.

³ Période janvier-août 2022.

⁴ Janvier - août 2022

intermittente. En outre, pour le marché belge, on peut observer que la capacité installée de l'éolien *offshore* est relativement élevée par rapport à la capacité flexible. Par conséquent, les marchés intrajournaliers et de déséquilibre réagissent fortement aux fluctuations inattendues de la production *offshore*.

23. En outre, il ressort des entretiens individuels avec les PPA-*offtakers* que certains clients envisagent activement de mettre fin au contrat en raison des difficultés qu'ils rencontrent si la loi n'est pas modifiée. Ces craintes sont confirmées par les parcs *offshore*. La résiliation du PPA (par décision de justice ou non) s'accompagne d'une grande incertitude pour les parcs *offshore*, qui devront peut-être trouver un nouveau PPA-*offtaker*. Sur la base des dispositions de l'actuel arrêté royal du 16 juillet 2002, il y a de fortes chances que l'intérêt pour la conclusion d'un contrat d'un PPA soit faible. Par conséquent, la CREG s'attend à une faible concurrence dans un tel cas, et même à la possibilité qu'aucune partie ne souhaite conclure un nouveau PPA avec un parc *offshore* belge. Selon la situation, cela pourrait avoir des conséquences négatives pour les consommateurs, qui devront supporter les coûts d'une aide plus élevée, ou pourrait même entraîner la faillite d'un parc éolien *offshore*. La CREG partage donc l'avis de la ministre selon lequel le risque actuel de volume peut se traduire par une réticence à développer l'éolien *offshore* en Belgique.

24. Les modifications de l'arrêté royal proposées ci-dessous correspondent à la note de principe⁵ soumise à consultation en janvier 2022. La CREG estime qu'il est important que, avec les nouvelles modifications, les principes de soutien variable tels que calculés pour les parcs LCOE correspondent aux principes d'adjudication de la zone Princesse Elisabeth. C'est pourquoi la CREG est également favorable à la modification du prix de référence de l'électricité et du calcul du facteur de correction. Tout d'abord, la modification réduit considérablement le risque de volume actuel et les coûts élevés de profilage et de déséquilibre supportés par le PPA *offtaker*. En outre, la modification proposée assure la cohérence avec la zone Princesse Elisabeth.

De plus, en travaillant avec une adaptation de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, les adaptations sont valables généralement et la conformité des PPA au marché ne peut être remise en question s'ils sont adaptés conformément à l'arrêté royal. C'est important pour éviter une (nouvelle) incertitude (juridique) pour les parcs *offshore*.

⁵ Consultation publique sur l'appel d'offres éolien offshore pour la zone Princesse Elisabeth, 19/01/2022
[Consultation publique sur l'appel d'offres éolien offshore pour la zone Princesse Elisabeth \(fgov.be\)](#)

4. EXPLICATIONS CONCERNANT LA PROPOSITION D'ARRÊTÉ ROYAL

25. L'article 1^{er} de la proposition d'arrêté royal modifie l'article 1^{er} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002. En utilisant un prix de référence de l'électricité basé sur le prix spot moyen, le risque de volume et le coût de profilage pour les PPA-*offtakers* sont considérablement réduits. De plus, cette modification n'a pas d'impact sur les revenus des parcs *offshore* car le même prix de référence est utilisé dans le PPA que dans le calcul du prix minimum.

26. Le prix minimum est calculé sur la base d'un facteur de correction mensuel (au lieu d'un facteur annuel). En déterminant le facteur de correction mensuellement, il reflète les coûts de déséquilibre et de profilage du mois concerné. Un facteur de correction mensuel réduit considérablement le risque pour l'*offtaker*. L'article 2 précise que la CREG calcule ce facteur de correction mensuellement par concession domaniale sur la base du PPA conclu.

27. L'article 3 de la proposition d'arrêté royal modifie l'article 14, §1^{ter}/1 de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 en précisant que la CREG calcule le facteur de correction mensuellement. La procédure de soumission annuelle du dossier pour la détermination du facteur de correction est supprimée car elle n'est plus applicable.

28. Le prix de référence de l'électricité étant déterminé mensuellement, cela a un impact sur la détermination des acomptes. L'article 4 stipule que l'acompte est fixé mensuellement par la CREG. En outre, lors du calcul de l'acompte supplémentaire, une fois par an, un prix de référence mensuel et le facteur de correction.

29. Même en cas de changement du prix de référence de l'électricité, il est important de respecter l'objectif des acomptes, qui est d'aligner les flux de trésorerie périodiques sur le volume (supposé) x LCOE. Les prix spot moyens pouvant fluctuer fortement d'un mois à l'autre, il peut y avoir un écart important entre le prix de référence de l'électricité supposé utilisé pour l'acompte mensuel et le prix de référence de l'électricité réel auquel le PPA est réglé pour ce mois. Cela signifie qu'un parc *offshore* ne reçoit plus toujours le LCOE. Pour corriger cet effet important, un règlement mensuel intermédiaire du prix de référence de l'électricité et du facteur de correction est ajouté à l'article 5. En outre, l'article 5 modifie certains passages de l'article 14^{octies} de l'arrêté royal du 14 juillet 2002 pour tenir compte de ce règlement intermédiaire.

30. L'article 6 de la proposition d'arrêté royal précise que l'article 14^{novies} de l'arrêté royal du 14 juillet 2002 tient compte du règlement intermédiaire dans le cadre des compensations en cas d'indisponibilité du MOG.

31. L'article 7 de la proposition d'arrêté royal porte sur l'entrée en vigueur. Toutefois, l'article 8 prévoit une disposition transitoire pour les parcs LCOE actuels. La modification du prix de référence de l'électricité ne prendra effet qu'après l'approbation par la CREG de la modification du PPA (suite à la modification du prix de référence de l'électricité et du calcul mensuel du facteur de correction).

5. PROPOSITION

Le comité de direction adopte la proposition d'arrêté royal, qui figure en annexe.

////

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

| | |
|--|---|
| <p>Arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale offshore en cas d'indisponibilité du Modular Offshore Grid</p> | <p>Koninklijk besluit tot wijziging van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen en de vergoeding van de houders van een offshore domeinconcessie in geval van onbeschikbaarheid van het Modular Offshore Grid</p> |
| <p>PHILIPPE, Roi des Belges,</p> | <p>FILIP, Koning der Belgen,</p> |
| <p>A tous, présents et à venir, Salut.</p> | <p>Aan allen die nu zijn en hierna wezen zullen, Onze Groet.</p> |
| <p>Vu la Constitution, l'article 108 ;</p> | <p>Gelet op de Grondwet, artikel 108;</p> |
| <p>Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, l'article 7, §§ 1^{er} et 2, modifié par la loi-programme du 27 décembre 2021 ;</p> | <p>Gelet op de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, artikel 7, § 1 en 2, gewijzigd door de programmawet van 27 december 2021;</p> |
| <p>Vu la proposition [...] du [date] de la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz ;</p> | <p>Gelet op het voorstel [...] van [datum] van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas;</p> |
| <p>Vu l'avis de l'Inspecteur des Finances, donné le [date] ;</p> | <p>Gelet op het advies van de Inspecteur van Financiën d.d. [datum];</p> |
| <p>Vu l'accord du Secrétaire d'Etat au Budget, donné le [date] ;</p> | <p>Gelet op de akkoordbevinding van de staatssecretaris voor Begroting d.d. [datum];</p> |
| <p>Vu l'analyse d'impact [...]</p> | <p>Gelet op de impactanalyse [...]</p> |
| <p>Vu l'avis xxxx/x du Conseil d'Etat, donné le [date], en application de l'article 84, § 1^{er}, alinéa 1^{er}, 2^o, des lois sur le Conseil d'Etat, coordonnées le 12 janvier 1973 ;</p> | <p>Gelet op advies xxxx/x van de Raad van State, gegeven op [datum] in toepassing van artikel 84, § 1, 1e lid, 2^o van de wetten op de Raad van State, gecoördineerd op 12 januari 1973;</p> |
| <p>Sur la proposition de la Ministre de l'Energie et de l'avis des ministres qui en ont délibéré en Conseil,</p> | <p>Op de voordracht van de Minister van Energie en op het advies van de in Raad vergaderde Ministers,</p> |
| <p>Nous avons arrêté et arrêtons :</p> | <p>Hebben wij besloten en besluiten wij:</p> |
| <p>Article 1er. Dans l'article 1er de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale offshore en cas d'indisponibilité du Modular Offshore Grid, modifié en dernier lieu par l'arrêté du 20 juillet 2022, le 11° est remplacé par ce qui suit :</p> | <p>Art. 1. In artikel 1 van het koninklijk besluit betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen en de vergoeding van de houders van een offshore domeinconcessie in geval van onbeschikbaarheid van het Modular Offshore Grid, laatst gewijzigd door het koninklijk besluit van 20 juli 2022, wordt punt 11 als volgt vervangen:</p> |
| <p>« 11° "prix de référence de l'électricité" : moyenne, exprimée en EUR/MWh, des cotations horaires intervenues au cours du mois M sur le marché à un jour pour la zone de réglage belge, telles que publiées par un NEMO</p> | <p>"11° "elektriciteitsreferentieprijis" : gemiddelde, uitgedrukt in €/MWh, van de uurlijkse noteringen van de maand M op de day-aheadmarkt voor de Belgische regelzone, zoals gepubliceerd door een NEMO die in België actief</p> |

| | |
|--|--|
| opérant en Belgique et sur la base de laquelle le prix de l'électricité est déterminé en vertu du contrat d'achat d'électricité conclu par le titulaire de la concession domaniale; » | is en op basis waarvan de prijs voor elektriciteit wordt vastgelegd in het contract voor de aankoop van elektriciteit aangegaan door de domeinconcessiehouder;” |
| Art. 2. A l'article 14, § 1er, alinéa 2, du même arrêté, modifié en dernier lieu par l'arrêté du [...], les modifications suivantes sont apportées : | Art. 2. In artikel 14, §1, 2e lid van hetzelfde besluit, laatst gewijzigd bij het besluit van [...], worden de volgende wijzigingen aangebracht: |
| 1° au 1 ^{er} , le deuxième tiret est remplacé par ce qui suit : | 1° in 1 ^{er} wordt het tweede streepje vervangen als volgt: |
| « - le facteur de correction est calculé chaque mois par la commission, pour chaque concession domaniale, sur la base du contrat d'achat de l'électricité conclu par le titulaire de la concession domaniale et de toutes les informations nécessaires, à transmettre par ce titulaire à la commission ; » ; | “- de correctiefactor wordt elke maand door de commissie berekend, voor elke domeinconcessie, op basis van het contract voor de aankoop van elektriciteit dat de domeinconcessiehouder heeft afgesloten en alle nodige informatie, die deze houder aan de commissie dient over te maken;”; |
| 2° au 1 ^{er} quater, le deuxième tiret est remplacé par ce qui suit : | 2° in 1 ^{er} quater wordt het tweede streepje vervangen als volgt: |
| « le facteur de correction est calculé chaque mois par la commission, pour chaque concession domaniale, sur la base du contrat d'achat de l'électricité conclu par le titulaire de la concession domaniale et de toutes les informations nécessaires, à transmettre par ce titulaire à la commission ; ». | “de correctiefactor wordt elke maand door de commissie berekend, voor elke domeinconcessie, op basis van het contract voor de aankoop van elektriciteit dat de domeinconcessiehouder heeft afgesloten en alle nodige informatie, die deze houder aan de commissie dient over te maken;”; |
| Art. 3. A l'article 14, § 1 ^{er} ter/1, du même arrêté, modifié en dernier lieu par [...], les modifications suivantes sont apportées : | Art. 3. In artikel 14, §1ter/1 van hetzelfde besluit, laatst gewijzigd bij [...], worden de volgende wijzigingen aangebracht: |
| 1° à l'alinéa 1 ^{er} , les mots « adapte, sans effet rétroactif » sont remplacés par les mots « calcule mensuellement » ; | 1° in het 1e lid worden de woorden “past de commissie, zonder retroactieve werking” vervangen door de woorden “berekent de commissie maandelijks”; |
| 2° les alinéas 2 à 5 sont abrogés. | 2° de leden 2 tot 5 worden opgeheven; |
| 3° dans l'alinéa 6, les mots « la commission continue d'adapter annuellement le facteur de correction » sont remplacés par les mots « la commission continue de calculer le facteur de correction ». | 3° in het 6e lid worden de woorden “blijft de commissie jaarlijks de correctiefactor aanpassen” vervangen door de woorden “blijft de commissie de correctiefactor berekenen” |
| Art. 4. A l'article 14, § 1 ^{er} septies, du même arrêté, modifié en dernière lieu par [...], les modifications suivantes sont apportées : | Art. 4. In artikel 14, §1septies van hetzelfde besluit, laatst gewijzigd bij [...], worden de volgende wijzigingen aangebracht: |
| 1° l'alinéa 2 est remplacé par ce qui suit : | 1° Het tweede lid wordt vervangen als volgt: |
| « La commission fixe au plus tard quinze jours ouvrables avant la fin de chaque mois le montant de l'avance due pour le mois suivant, en se basant sur le prix de référence de l'électricité. » ; | “De commissie legt uiterlijk vijftien werkdagen voor het einde van iedere maand het bedrag van het verschuldigde voorschot voor de volgende maand vast, op basis van de referentieprijz voor elektriciteit.”; |
| 2° à l'alinéa 3, la seconde phrase est remplacée par la phrase suivante : | 2° in het 3e lid wordt de tweede zin vervangen als volgt: |
| « Si, au cours de ces cinq premières années d'exploitation, la production annuelle réelle de | “Indien de jaarlijkse werkelijke productie van de installatie die de commissie vastgesteld heeft in |

| | |
|---|---|
| l'installation constatée par la commission est inférieure à la production présumée, le gestionnaire du réseau verse une avance complémentaire égale à la somme, pour chaque mois d'exploitation de cette année, du résultat de la formule suivante : (4100 heures à pleine puissance/12 * MW - production réelle au cours du mois d'exploitation) * prix de référence de l'électricité applicable pour le mois d'exploitation * (1-facteur de correction applicable pour le mois d'exploitation). » ; | de vijf eerste exploitatiejaren lager is dan de veronderstelde productie, dan stort de netbeheerder een aanvullend voorschot gelijk aan de som, voor elke exploitatiemaand binnen dat jaar, van het resultaat van de volgende formule : (4100 vollasturen/12 * MW-werkelijke productie tijdens de exploitatiemaand) * elektriciteitsreferentieprij van toepassing voor de exploitatiemaand * (1-correctiefactor van toepassing voor de exploitatiemaand).”; |
| 3° à l’alinéa 5, le 1° est remplacé comme suit : | 3° het 5e lid, wordt het 1° wordt vervangen als volgt: |
| « 1° un prix de référence de l'électricité présumé, sur la base de la moyenne de la cotation horaire au cours de l'avant-dernier mois précédant le mois d'exploitation pour lequel l'avance est déterminée ; » ; | “1° een veronderstelde elektriciteitsreferentieprij op basis van het gemiddelde van uurnoteringen zoals bedoeld in artikel 1, 11° in de voorlaatste maand voor de exploitatiemaand waarvoor het voorschot wordt bepaald;”; |
| 4° à l’alinéa 5, 4°, le mot « déterminé » est remplacé par le mot « calculé ». | 4° in het 5e lid, 4° wordt het woord "bepaald" vervangen door het woord "berekend"; |
| Art. 5. A l’article 14, § 1 ^{er} octies, du même arrêté, modifié en dernière lieu par [...], les modifications suivantes sont apportées : | Art. 5. In artikel 14, §1octies van hetzelfde besluit, laatst gewijzigd bij [...], worden de volgende wijzigingen aangebracht: |
| 1° un alinéa, rédigé comme suit, est ajouté avant l’alinéa 1er : | 1°: een lid, als volgt luidend, wordt toegevoegd voor het 1 ^e lid: |
| « Après chaque mois d'exploitation, la commission recalcule le prix minimal appliqué dans le cadre des paiements anticipés conformément au paragraphe 1ersepties, alinéa 5, sur la base du prix de référence réel de l'électricité et du facteur de correction réel. Sur la base de la différence entre le prix minimum appliqué dans le cadre des avances conformément au paragraphe 1ersepties, alinéa 5, et la valeur recalculée du prix minimal des certificats verts octroyés au cours du mois d'exploitation, la commission calcule, au plus tard [trente] jours après chaque mois d'exploitation, le montant du règlement intermédiaire relatif au prix et calcule le montant du règlement financier à verser, selon le cas, au concessionnaire de domaine ou au gestionnaire de réseau. Ce règlement intervient au plus tard trente jours suivant la notification de la commission. » ; | “Na elk exploitatiemaand herberekent de commissie de minimale prijs toegepast in het kader van de voorschotten in overeenstemming met paragraaf 1septies, vijfde lid aan de hand van de werkelijke elektriciteitsreferentieprij en de werkelijke correctiefactor. Op basis van het verschil tussen de minimale prijs toegepast in het kader van de voorschotten in overeenstemming met paragraaf 1septies, vijfde lid en de herberekende waarde van de minimumprijs voor de groenestroomcertificaten toegekend in de loop van de exploitatiemaand berekent de commissie, ten laatste [30] dagen na elk exploitatiemaand, het bedrag van de tussentijdse afrekening betreffende de prijs en berekent ze het bedrag van de financiële regeling dat, naargelang het geval, moet gestort worden aan de domeinconcessiehouder of de netbeheerder. Deze regeling gebeurt ten laatste dertig dagen na de melding door de commissie.” |
| 2° dans l’alinéa 1 ^{er} , devenu l’alinéa 2, les mots « Complémentairement et » sont insérés au début de l’alinéa, le mot « résiduel » est inséré entre les mots « 2° un décompte » et les mots « relatif au prix », et l’alinéa est complété par les | 2° in het 1 ^e lid, nu het 2 ^e lid, de woorden “Bijkomend en” worden ingevoegd aan het begin van het lid, het woord “resterende” is toegevoegd tussen de woorden « 2° een » en « afrekening » et het lid wordt aangevuld met de |

| | |
|---|---|
| <p>mots « et avec les montants déjà réglés conformément au premier alinéa » ;</p> | <p>woorden “en met de bedragen reeds afgerekend overeenkomstig het eerste lid”;</p> |
| <p>3° dans l’alinéa 3, devenu l’alinéa 4, le mot « résiduel » est inséré entre les mots « Le décompte » et les mots « relatif au prix », et les mots « et les montants déjà réglés conformément à l’alinéa 1er » sont insérés entre les mots « tenant compte également du paragraphe 1erquinquies/1 » et les mots « et les mots « ; le cas échéant ».</p> | <p>3° in het 3^e lid, nu het 4^e lid, wordt het woord “resterende” toegevoegd voor de woorden “afrekening betreffende de prijs” en worden de woorden “en de bedragen reeds afgerekend overeenkomstig het eerste lid” toegevoegd tussen de woorden “eveneens rekening houdend met paragraaf 1quinquies/1” en de woorden “in voorkomend geval”.</p> |
| <p>Art. 6. Dans l’article 14vicies, § 3, alinéa 1er, 4°, du même arrêté, inséré par l’arrêté du [...], les mots « du décompte unique relatif au prix » sont remplacés par les mots « du décompte résiduel relatif au prix ».</p> | <p>Art. 6. In artikel 14vicies, §3, 1^e lid, 4° van hetzelfde besluit, laatst gewijzigd bij [...], worden de woorden “eenmalige afrekening betreffende de prijs” vervangen door “resterende afrekening betreffende de prijs”.</p> |
| <p>Art. 7. Sans préjudice de l'article 8, le présent arrêté entre en vigueur dix jours après la publication au Moniteur belge d'un avis mentionnant ce qui suit :</p> <p>1° la notification de la décision de la Commission européenne selon laquelle les mesures d'aide contenues dans cet arrêté ne constituent pas une aide incompatible au sens de l'article 107 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, ou</p> <p>2° l'expiration des délais visés à l'article 4 du règlement (UE) 2015/1589 du Conseil du 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, de sorte que les mesures d'aide contenues dans le présent arrêté puissent être appliquées.</p> <p>Le ministre publie cet avis au Moniteur belge au plus tard 10 jours après la réception de cette décision de la Commission européenne ou dans les 10 jours suivant l'expiration de ce délai.</p> | <p>Art. 7. Onverminderd artikel 8 treedt dit besluit in werking tien dagen na de publicatie in het Belgisch Staatsblad van een bericht waaruit het volgende blijkt:</p> <p>1° de kennisgeving van de beslissing van de Europese Commissie dat de steunmaatregelen vervat in dit besluit, geen onverenigbare steun uitmaken in de zin van artikel 107 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie, of</p> <p>2° het verstrijken van de termijnen bedoeld in artikel 4 van Verordening (EU) 2015/1589 van de Raad van 13 juli 2015 tot vaststelling van nadere bepalingen voor de toepassing van artikel 108 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie, zodanig dat de steunmaatregelen vervat in dit besluit toegepast mogen worden.</p> <p>De Minister doet een dergelijk bericht in het Belgisch Staatsblad publiceren uiterlijk tien dagen na ontvangst van die beslissing van de Europese Commissie dan wel binnen tien dagen na het verstrijken van die termijn.</p> |
| <p>Art. 8 Pour les installations qui font l'objet d'une concession domaniale visée à l'article 6 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et qui réalisent leur premier <i>financial close</i> entre le 1^{er} mai 2016 et la date d'entrée en vigueur du présent arrêté, les dispositions suivantes s'appliquent :</p> <p>1° l'article 1^{er}, 11° et les articles 14, 14septiesdecies et 14vicies de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession</p> | <p>Art. 8 Voor installaties die het voorwerp zijn van een domeinconcessie bedoeld in artikel 6 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en die tussen 1 mei 2016 en de datum van inwerkingtreding van dit besluit hun eerste financial close realiseren, geldt het volgende:</p> <p>1° artikel 1, 11°, en de artikelen 14, 14septiesdecies en 14vicies van het koninklijk besluit van 16 juli 2002 betreffende de instelling van mechanismen voor de bevordering van elektriciteit opgewekt uit hernieuwbare energiebronnen en de vergoeding van de</p> |

| | |
|---|---|
| <p>domaniale offshore en cas d'indisponibilité du Modular Offshore Grid, tels qu'en vigueur avant l'entrée en vigueur du présent arrêté, continuent à être appliqués après l'entrée en vigueur du présent arrêté jusqu'à la veille de la date actée par la commission conformément au point 4° ;</p> <p>2° le titulaire de la concession domaniale transmet à la commission, dans les dix jours :</p> <ul style="list-style-type: none"> - après l'entrée en vigueur du présent arrêté ; ou - si plus tard, après avoir conclu un contrat ou un avenant au contrat prévoyant le prélèvement de l'électricité qu'il a produite à un prix basé sur un prix journalier moyen mensuel, <p>le texte de ce contrat ou de cet avenant au contrat ;</p> <p>3° la commission approuve la formule de calcul du facteur de correction sur la base de ce contrat ou de cet avenant au contrat, et l'applique au calcul du facteur de correction pour la période à compter de la date visée au point 4° ;</p> <p>4° la commission acte la date à laquelle cette formule devient applicable conformément à ce contrat ou à cet avenant au contrat, en tenant également compte des conditions suspensives contenues dans ce contrat ou cet avenant au contrat.</p> | <p>houders van een offshore domeinconcessie in geval van onbeschikbaarheid van het Modular Offshore Grid, zoals van kracht vóór de inwerkingtreding van dit besluit, worden na de inwerkingtreding van dit besluit verder toegepast tot en met de dag vóór de door de commissie overeenkomstig 4° geakteerde datum;</p> <p>2° de domeinconcessiehouder maakt, binnen tien dagen:</p> <ul style="list-style-type: none"> - na de inwerkingtreding van dit besluit; of - indien dit later is, nadat hij een contract of een contractswijziging heeft gesloten die voorziet in de afname van de door hem geproduceerde elektriciteit tegen een prijs gebaseerd op een maandelijks gemiddelde day ahead-prijs, de tekst van dat contract dan wel die contractswijziging over aan de commissie; <p>3° de commissie keurt op basis van dat contract dan wel die contractswijziging de formule voor de berekening van de correctiefactor goed, en past deze voor de periode vanaf de in 4° bedoelde datum toe voor de berekening van de correctiefactor;</p> <p>4° de commissie akteert de datum waarop die formule overeenkomstig dat contract of die contractswijziging van toepassing wordt, mede rekening houdend met de in dat contract of die contractswijziging vervatte opschortende voorwaarden .</p> |
| <p>Art. 9. Le ministre est chargé de l'exécution du présent arrêté.</p> | <p>Art. 9. De minister bevoegd voor Energie is belast met de uitvoering van dit besluit.</p> |
| <p>[Donné à...]</p> | <p>[Gegeven te...]</p> |
| | |
| | |