

Décision

(B)2760
11 avril 2024

Décision relative à la détermination du solde du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année 2023

Article 7, §§ 1^{er} et 2, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Version non-confidentielle

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	3
2. ANTECEDENTS	6
2.1. Généralités	6
2.2. Consultation	7
3. DETERMINATION DU SOLDE.....	7
4. DECISION	9

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) fixe ci-après le solde du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année 2023, sur la base des articles 7, §§ 1^{er} et 2, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 11 avril 2024.

1. CADRE LEGAL

1. L'article 7, § 1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité), tel que modifié par l'article 80 de la loi-programme du 27 décembre 2021 prévoit ce qui suit :

« § 1^{er}. 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 1^{er} 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.

Le Roi peut, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, sur proposition de la commission, modifier, remplacer ou abroger les dispositions 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, confirmé par l'article 427 de la loi-programme(I) du 24 décembre 2002 et par l'article 28 de la loi du 26 décembre 2013 portant des dispositions diverses en matière d'énergie et par l'article 2 de la loi du 12 juin 2015 portant confirmation de certains articles de l'arrêté royal du 4 avril 2014 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 par l'article 11 de la loi du 12 mai 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'introduire une procédure de mise en concurrence pour la construction et l'exploitation d'installations de production dans les espaces marins sous la juridiction de la Belgique et ratifiant l'arrêté royal du 11 février 2019, 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 sans établir une nouvelle surcharge ou un nouveau prélèvement destiné à financer les mesures visées au alinéa 1^{er}.

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 1^{er} pour chaque année d'exploitation. Ce coût est déterminé conformément à la procédure suivante:

1° au plus tard le 1^{er} novembre de chaque année, la commission estime le coût par mois des mesures visées au premier alinéa pour l'année d'exploitation suivante. À 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. À 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'État fédéral est effectuée au plus tard le 1^{er} 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'État fédéral, le gestionnaire du réseau et la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz 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. Par ailleurs, l'article 7, § 2, de la loi électricité, tel que modifié également par la loi-programme du 27 décembre 2021, contient notamment les dispositions suivantes :

« Des installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international, faisant l'objet d'une concession domaniale visée à l'article 6, accordée après le 1^{er} juillet 2007 et dont le financial close a eu lieu entre le 2 mai 2014 et le 31 décembre 2016 compris, peuvent demander au ministre de ne pas se connecter à une installation pour la transmission d'électricité dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international, visée à l'article 13/1. Si le Roi, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, accorde l'autorisation de ne pas se connecter, le gestionnaire du réseau finance à hauteur d'un tiers le coût du câble sous-marin, et ce pour un montant maximum de 25 millions d'euros selon les modalités définies dans le présent paragraphe et le prix minimal pour l'énergie éolienne produite, tel que fixé pour les installations dont le financial close a lieu après le 1^{er} mai 2014 conformément à 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, est augmenté de 12 euros/MWh. Lorsqu'il s'agit d'installations dont le financial close a lieu après le 1^{er} mai 2016, le prix minimal pour l'énergie éolienne produite comme visé à 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 est augmenté d'un montant couvrant les coûts totaux éligibles pour le financement du coût du câble sous-marin tels qu'ils résultent de l'offre ou des offres que le titulaire de la concession domaniale, visé à l'article 6, § 1^{er}, prend en considération en application de la loi du 15 juin 2006 relative aux marchés publics et à certains marchés de travaux, fournitures et services. Ce montant est déterminé par la commission après vérification de l'offre ou des offres prise(s) en considération.

Les installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international, faisant l'objet d'une concession domaniale visée à l'article 6, accordée après le 1^{er} juillet 2007, et dont le financial close a eu lieu après le 31 décembre 2016, se raccordent au Modular Offshore Grid.

Pour les installations de production d'électricité visées à l'alinéa 3 le prix minimal de l'énergie éolienne produite comme visé à 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 est augmenté d'un montant couvrant les coûts totaux éligibles pour le financement du coût du câble sous-marin tels qu'ils résultent de l'offre ou des offres que le titulaire de la concession domaniale, visé à l'article 6, § 1^{er}, prend en considération en application de la loi du 15 juin 2006 relative aux marchés publics et à certains marchés de travaux, fournitures et services. Ce montant est déterminé par la commission après vérification de l'offre ou des offres prise(s) en considération.

En cas d'impossibilité absolue et avérée d'entamer ou d'achever la construction du Modular Offshore Grid, constatée par le ministre, les installations de production d'électricité précitées peuvent se raccorder directement aux installations de transport d'électricité existantes. Le gestionnaire du réseau finance à hauteur d'un tiers le coût du câble sous-marin, et ce pour un montant maximum de 25 millions d'euros selon les modalités définies à l'alinéa 1^{er} et le prix minimal pour l'énergie éolienne produite comme visé à 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 est augmenté d'un montant couvrant les coûts totaux éligibles pour le financement du coût du câble sous-marin tels qu'ils résultent de l'offre ou des offres que le titulaire de la concession domaniale, visé à l'article 6, § 1^{er}, prend en considération en application de la législation en vigueur relative aux marchés publics. Ce montant est déterminé par la commission après vérification de l'offre ou des offres prise(s) en considération.

[...]

L'augmentation du prix minimal, visée aux alinéas 2, 4 et 5, est financée selon les modalités définies à l'article 21quinquies.

La détermination pour chaque année d'exploitation du coût résultant des mesures visées aux alinéas 2, 4 et 5, s'effectue selon la méthode de calcul et la procédure visées au paragraphe 1^{er}, alinéa 4.

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 11 pour satisfaire à l'obligation, visée aux alinéa 2, 4 et 5, 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. »

3. 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 »), a introduit une série de mesures en application de l'article 7, §§ 1^{er} et 2, précité de la loi électricité.

Suite à la réforme du mécanisme de financement de l'obligation de service public à charge du gestionnaire du réseau, l'arrêté royal du 16 juillet 2002 a été modifié par un arrêté royal du 20 juillet 2022, afin d'y introduire d'une part les modalités de calcul du coût de l'obligation de service public et, d'autre part, des éléments de procédure complémentaires à ceux qui sont prévus par l'article 7, § 1^{er}, de la loi électricité.

Suite à l'introduction du *2-sided Contract-for-Difference*, l'arrêté royal du 16 juillet 2002 a été modifié, par l'arrêté royal du 26 mai 2023, pour le système des avances supplémentaires et l'introduction de l'obligation de paiement.

2. ANTECEDENTS

2.1. GÉNÉRALITÉS

4. Le 31 décembre 2021 a été publiée au *Moniteur belge* la loi-programme du 27 décembre 2021.

5. En application de cette loi-programme, l'Etat belge, Elia et la CREG ont conclu un protocole en vue de déterminer les modalités de mise à disposition mensuelle des ressources pour permettre à Elia de satisfaire aux obligations de service publics visés à l'article 7, §§ 1^{er}, alinéa 1^{er}, et 2, alinéas 2, 4 et 5, *Tocties*, alinéa 1^{er} et *7undecies*, § 15, alinéa 1^{er}, de la loi électricité (ci-après : le « Protocole OSP »).

6. L'arrêté royal du 20 juillet 2022 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 a été publié au *Moniteur belge* du 22 août 2022.

7. L'arrêté royal du 23 mai 2023 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 publié au *Moniteur belge* le 30 mai 2023. Cet arrêté royal modifie l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif au prix de référence de l'électricité et au calcul du facteur de correction.

8. L'arrêté royal du 26 mai 2023 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 publié au *Moniteur belge* le 31 mai 2023. Cet arrêté royal modifie l'arrêté royal du 16 juillet 2002 concernant la mise en œuvre d'un *2-sided Contract-for-Difference* et l'obligation de paiement y afférente.

9. Le protocole OSP a été adapté le 27 octobre 2023 afin d'inclure l'obligation de paiement, introduite par l'article 6 de l'arrêté royal du 26 mai 2023 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*.

10. Le 15 février 2024, la CREG a reçu d'Elia son rapport *ex post* 2023.

11. Le 22 février 2024, la CREG a reçu le « rapport de constatations factuelles » du commissaire du gestionnaire de réseau. Ce rapport valide l'encours du bilan (y compris la trésorerie nette ouverte) au 31 décembre 2023.

12. Le 27 février 2024, Elia a transmis des informations complémentaires par e-mail à la demande de la CREG.

13. Le projet de décision (B)2760 relative à la détermination du solde du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année 2023 a été approuvée par la CREG par procédure écrite le 7 mars 2024.

2.2. CONSULTATION

14. L'article 14^{quater} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 stipule que la CREG soumet le projet de décision au gestionnaire du réseau, qui dispose de quatorze jours ouvrables pour faire valoir ses observations.

A contrario, la CREG considérait qu'une consultation publique ne devait pas être organisée en l'espèce. Cela correspond d'ailleurs à la pratique qui était suivie – et a été consacrée par le Règlement d'ordre intérieur de la CREG¹ – lorsque le coût des obligations de service public à charge d'Elia était répercuté via les tarifs.

15. Le 26 mars 2024, la CREG a reçu une lettre d'Elia, dans laquelle cette dernière déclare ne pas avoir de remarques sur le projet de décision.

3. DETERMINATION DU SOLDE

16. A la clôture de l'exercice 2023, la position du bilan de cette obligation de service public dans les comptes du gestionnaire de réseau est une dette (excédent) de 73.014.887€. Cette position du bilan comprend une estimation des coûts pour le mois de décembre 2023. Le 27 février 2024, le gestionnaire de réseau a recalculé cette position au 31 décembre 2023 sur la base des factures réelles. Le tableau ci-dessous montre l'évolution de la position du bilan entre le 31 décembre 2022 et le 31 décembre 2023 et la position au 31 décembre 2023 après correction avec les montants définitifs.

Tableau 1 : évolution de la position du bilan² OSP achat de certificats verts fédéraux auprès du gestionnaire de réseau

	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2023 y compris les mouvements de l'année 2024 pour les coûts de l'année 2023	les mouvements de l'année 2024 pour les coûts de l'année 2023
Bilan OSP achat CV fédéraux				
Achat CV	2 858 632 441	2 899 757 025	2 897 554 065	-2 202 960
Avances supplémentaires parcs offshore	32 381 240	108 123 862	108 123 862	0
Recettes liées aux OSP	-3 035 946 907	-3 081 430 856	-3 138 360 325	-56 929 469
<i>surcharge offshore</i>	-2 113 916 277	-1 871 270 602	-1 871 270 602	0
<i>vente CV régionaux</i>	-182 938	-18 606	-18 606	0
<i>récupération dégressivité</i>	-286 981 128	-254 040 027	-254 040 027	0
<i>versements du FOD FIN</i>	-634 866 564	-846 081 662	-846 081 662	0
<i>Obligation de paiement LCOE parcs (prix minimum négatif)</i>	0	-110 019 959	-166 949 428	-56 929 469
Coûts administratifs à récupérer	800 000	535 082	535 082	0
Coûts financiers à récupérer	-390 710	0	0	0
Position bilan des OSP achat CV	-144 523 937	-73 014 887	-132 147 316	-59 132 429

Au 31 décembre 2023 (sur la base des données réelles), on constate un excédent de 132 million €.

La CREG a vérifié les montants pour l'achat de certificats verts, les avances supplémentaires et l'obligation de paiement et a reçu le « rapport de constatations factuelles » du commissaire du gestionnaire de réseau. Le tableau ci-dessous montre la réconciliation entre les données de la CREG (enregistrées dans Certicreg) et la position du bilan du OSP achat de certificats verts fédéraux.

¹ Cf. art. 40, alinéa 1^{er}, 3°.

² Les montants négatifs indiquent une position de crédit ou de dette

Tableau 2 : la réconciliation entre les données de la CREG et la position du bilan du OSP achat de certificats verts fédéraux

2023	Budget (B)2449	Réalité
CV C-Power @ 90	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
CV C-Power @ 107	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
CV Belwind @ 107	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
CV Northwind @ 107	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
CV Nobelwind @ 90	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
CV Nobelwind @ 107	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
CV Rentel	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
CV Norther	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Avances Northwester 2	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Avances Mermaid	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Avances Seastar	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Avance supplémentaire 2021 Northwester 2	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Avance supplémentaire 2021 Mermaid	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Avance supplémentaire 2021 Seastar	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
CV Wallon	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coûts administratifs	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coûts financiers	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Total EUR	349 854 228	217 706 913
Position bilan 31/12/2023 (y compris les mouvements de l'année 2024 pour les coûts de l'année 2023)	-132 147 316	
Obligation de paiement non encore reçue au 31/12/2023	84 119 792	
Solde (dette du gestionnaire de réseau à l'Etat belge) EUR	-48 027 524	

Le solde de l'obligation de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux s'élève à 48 027 524 € en faveur de l'Etat belge. Ce solde résulte :

- des revenus de l'obligation de paiement³ qui n'étaient pas prévus dans la décision (B)2449⁴ : conformément à l'article 12 du protocole OSP, les revenus reçus le 31 décembre 2023 doivent être inclus : - 82.829.636 € ;
- du paiement de l'avance supplémentaire pour le premier semestre 2023⁵ qui n'était pas prévue dans la décision (B)2449 : 27 678 001 € ;
- de l'écart entre le budget et la réalité pour les autres composantes : 7 124 111 €.

³ Introduite par l'article 6 de l'arrêté royal du 26 mai 2023 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*

⁴ Décision (B)2449 relative à l'évaluation du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année 2023

⁵ Introduite par l'article 10 de l'arrêté royal du 26 mai 2023 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*

4. DECISION

Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en particulier les articles 7, §§ 1^{er} et 2 ;

Vu les articles 14*bis* et 14*quater* de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 ;

Vu le Protocole OSP ;

La CREG détermine le solde du coût d'obligation de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux comme une dette de 48.027.524 € du gestionnaire de réseau à l'Etat belge.

///

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

Sigrid JOURDAIN
Directrice

Koen LOCQUET
Président du Comité de direction