

# Décision

(B)2324  
13 janvier 2022

Évaluation du coût des obligations de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux, le raccordement de parcs éoliens offshore, la réserve stratégique et le CRM pour l'année 2022

Articles 7, §§ 1<sup>er</sup>, alinéa 4, et 2, alinéas 2, 4 et 5, *7octies*, alinéa 1<sup>er</sup>, et *7undecies*, § 15, alinéa 1<sup>er</sup>, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, combinés à l'article 92, § 1<sup>er</sup>, de la loi-programme du 27 décembre 2021

Version non-confidentielle

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
INTRODUCTION .....	3
1. CADRE LEGAL.....	3
1.1. OSP pour le financement des certificats verts fédéraux.....	3
1.2. OSP réserve stratégique et OSP mécanisme de rémunération de capacité .....	5
1.3. Disposition transitoire .....	7
2. ANTECEDENTS.....	7
2.1. Généralités .....	7
2.2. Consultation préalable .....	8
3. ESTIMATION DU COÛT DES OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC.....	9
3.1. Le financement de l'achat des certificats verts fédéraux .....	9
3.1.1. Général .....	9
3.1.2. L'évaluation du coût pour 2022.....	10
3.1.3. La ventilation des frais par mois.....	12
3.2. Le financement du raccordement des parcs <i>offshore</i> .....	12
3.3. Le financement de l'OSP réserve stratégique .....	12
3.3.1. Estimation des coûts pour 2022 .....	12
3.4. Le financement de l'OSP CRM.....	13
3.4.1. Estimation des coûts pour 2022.....	13
3.4.2. Ventilation des coûts par mois .....	13
4. RESERVE GENERALE.....	13
5. Décision .....	13

# INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) fixe ci-après l'estimation du coût des obligations de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux, le raccordement des parcs éoliens *offshore*, la réserve stratégique et le CRM pour l'année 2022 sur la base de l'article 92, § 1<sup>er</sup>, de la loi-programme du 27 décembre 2021.

Cette décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 13 janvier 2022.

## 1. CADRE LEGAL

### 1.1. OSP POUR LE FINANCEMENT DES CERTIFICATS VERTS FÉDÉRAUX

1. L'article 7, § 1<sup>er</sup>, 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 stipule ce qui suit :

*« § 1<sup>er</sup>. 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup>.*

*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<sup>er</sup> pour chaque année d'exploitation. Ce coût est déterminé conformément à la procédure suivante:*

*1° au plus tard le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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. L'arrêté royal du 16 juillet 2002 introduit une série de mesures en application de l'article 7, § 1<sup>er</sup>, précité de la loi électricité. Le chapitre III dudit arrêté royal contient les mesures qui visent à assurer l'écoulement sur le marché, à un prix minimal, d'un volume minimal d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

Conformément à l'article 14 de cet arrêté royal, modifié par l'arrêté royal du 31 octobre 2008<sup>1</sup>, l'arrêté royal du 17 août 2013<sup>2</sup>, l'arrêté royal du 4 avril 2014<sup>3</sup>, l'arrêté royal du 9 février 2017<sup>4</sup>, l'arrêté royal du 27 août 2018<sup>5</sup> et par l'arrêté royal du 11 février 2019<sup>6</sup> le gestionnaire du réseau national de transport de l'électricité (ci-après: le gestionnaire du réseau) est tenu, d'une part, d'acheter les certificats verts délivrés aux producteurs qui en font la demande et, d'autre part, de récupérer les coûts de prise en charge de cette obligation par le biais de la mise sur le marché à intervalles réguliers de ces mêmes certificats.

Le prix minimal auquel le gestionnaire du réseau est tenu d'acheter ces certificats verts est également stipulé à l'article 14, § 1<sup>er</sup>, de l'arrêté royal du 16 juillet 2002.

---

<sup>1</sup> 31 octobre 2008. - 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.

<sup>2</sup> 17 août 2013. - 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. Cet arrêté royal a été confirmé par la loi du 26 décembre 2013 portant des dispositions diverses en matière d'énergie.

<sup>3</sup> 4 avril 2014. - 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.

<sup>4</sup> 9 février 2017 - 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.

<sup>5</sup> 27 août 2018. - 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.

<sup>6</sup> 11 février 2019. - 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.

3. La modification de la loi électricité par la loi-programme du 27 décembre 2021 ne porte pas atteinte à cet arrêté royal du 16 juillet 2002, qui reste applicable *mutatis mutandis*.

## **1.2. OSP RÉSERVE STRATÉGIQUE ET OSP MÉCANISME DE RÉMUNÉRATION DE CAPACITÉ**

4. Les articles 7bis à 7decies de la loi électricité instaurent un mécanisme de réserve stratégique qui constitue une obligation de service publique pour le gestionnaire du réseau. Il y est notamment prévu que la Ministre de l’Energie puisse donner instruction à Elia de constituer une réserve stratégique et qu’Elia doive réaliser des études relatives à la sécurité d’approvisionnement du pays, et organiser l’appel d’offres puis contracter les candidats si la constitution d’une réserve stratégique est nécessaire.

5. A propos du financement et de la couverture des coûts de la réserve stratégique, l’article 7octies, modifié par l’article 81 de la loi-programme du 27 décembre 2021, prévoit ce qui suit :

*« Le coût de la réserve stratégique est financé selon les modalités définies à l’article 21quinquies. Cette surcharge est soumise à l’approbation de la commission. Ce coût est constitué des frais supportés par le gestionnaire du réseau en vertu des contrats conclus à l’issue de la procédure prévue à l’article 7sexies, § 3 et, le cas échéant, ceux résultant d’une imposition par le Roi aux soumissionnaires conformément à l’article 7sexies, déduction faite des éventuels revenus nets générés en application du présent chapitre*

*Par arrêté délibéré en Conseil des ministres et sur proposition de la Commission, le Roi détermine le mode de calcul et les modalités de contrôle du coût des mesures visées à l’alinéa 1<sup>er</sup> pour chaque année où une réserve stratégique est constituée. Ce coût est déterminé conformément à la procédure suivante:*

*1° au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre de chaque année pour laquelle une réserve stratégique est constituée, la commission estime le coût par mois des mesures visées au premier alinéa pour la période hivernale considérée. À cette fin, le gestionnaire du réseau fournit à la commission, le 15 septembre au plus tard, un rapport contenant les données pertinentes;*

*2° au plus tard le 1<sup>er</sup> juin de chaque année, la commission procède à la détermination du montant d’un ajustement au titre de la période hivernale précédente sur la base des coûts réels encourus lors de cette période hivernale en raison des mesures visées au premier alinéa. À cette fin, le gestionnaire du réseau fournit à la commission, au plus tard le 15 avril, un rapport contenant les données pertinentes. Si un solde est constaté, la régularisation avec l’État fédéral est effectuée au plus tard le 1<sup>er</sup> 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 pour satisfaire à l’obligation visée à l’alinéa 1<sup>er</sup> 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 découlant des mesures visées au premier alinéa et d’éviter un préfinancement dans le chef du gestionnaire du réseau. »*

6. Les articles 7undecies à 7duodecies de la loi électricité instaurent un mécanisme de rémunération de capacité (ci-après : CRM) constituant une obligation de service publique à charge d'Elia.

7. A propos du financement et de la couverture des coûts de la réserve stratégique, l'article 7undecies, § 15, modifié par l'article 82 de la loi-programme du 27 décembre 2021, prévoit notamment ce qui suit :

*« Les missions attribuées au gestionnaire du réseau dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité, visées dans la présente section et, le cas échéant, dans la section 3, constituent des obligations de service public dont les coûts nets sont financés selon les modalités définies à l'article 21quinquies, après déduction de toute recette éventuelle générée dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité visé à la présente section et visé à la section 3, et sans préjudice des règles relatives à l'attribution de recettes spécifiques visées à l'article 26, § 9, du Règlement (UE) n° 2019/943.*

*[...]*

*Par arrêté délibéré en Conseil des ministres et sur proposition de la Commission, le Roi détermine le mode de calcul et les modalités de contrôle du coût des mesures visées à l'alinéa 1<sup>er</sup> pour chaque année où une réserve stratégique est constituée. Ce coût est déterminé conformément à la procédure suivante:*

*1° au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre de chaque année pour laquelle une réserve stratégique est constituée, la commission estime le coût par mois des mesures visées au premier alinéa pour la période hivernale considérée. À cette fin, le gestionnaire du réseau fournit à la commission, le 15 septembre au plus tard, un rapport contenant les données pertinentes;*

*2° au plus tard le 1<sup>er</sup> juin de chaque année, la commission procède à la détermination du montant d'un ajustement au titre de la période hivernale précédente sur la base des coûts réels encourus lors de cette période hivernale en raison des mesures visées au premier alinéa. À cette fin, le gestionnaire du réseau fournit à la commission, au plus tard le 15 avril, un rapport contenant les données pertinentes. Si un solde est constaté, la régularisation avec l'État fédéral est effectuée au plus tard le 1<sup>er</sup> 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 pour satisfaire à l'obligation visée à l'alinéa 1<sup>er</sup> 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 découlant des mesures visées au premier alinéa et d'éviter un préfinancement dans le chef du gestionnaire du réseau. »*

### 1.3. DISPOSITION TRANSITOIRE

8. L'article 92 de la loi-programme du 27 décembre 2021 contient la disposition transitoire suivante:

*« § 1<sup>er</sup>. Au plus tard le 15 janvier 2022, la Commission de la Régulation de l'Electricité et du Gaz procède à une estimation du coût par mois des mesures visées à l'article 7, § 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, et § 2, alinéas 2, 4 et 5, à l'article 7octies, alinéa 1<sup>er</sup>, et à l'article 7undecies, § 15, alinéa 1<sup>er</sup>, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, pour l'année d'exploitation 2022.*

*§ 2. Au plus tard le 1<sup>er</sup> juin 2022, la Commission de la Régulation de l'Electricité et du Gaz détermine:*

*1° le coût encouru, au cours de l'année 2021 et, le cas échéant, de l'année 2020, des mesures visées à l'article 7, § 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, et § 2, alinéas 2, 4 et 5, à l'article 7octies et à l'article 7undecies de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité;*

*2° le solde éventuel, positif ou négatif, des montants collectés en 2021 et, le cas échéant, en 2020, par le gestionnaire du réseau, au titre des articles 7, §§ 1<sup>er</sup> et 2, et 7octies de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.*

*À cette fin, le gestionnaire du réseau fournit à la Commission de la Régulation de l'Electricité et du Gaz, au plus tard le 1<sup>er</sup> février 2022, un rapport contenant les données pertinentes.*

*Le solde éventuel, visé à l'alinéa 1<sup>er</sup>, 2°, est régularisé au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2022 avec l'État belge. »*

9. La présente décision met en œuvre le paragraphe 1<sup>er</sup> de cette disposition.

## 2. ANTECEDENTS

### 2.1. GÉNÉRALITÉS

10. Le 30 septembre 2021, la CREG a reçu d'Elia par e-mail son rapport *ex ante* comprenant une proposition tarifaire actualisée pour les tarifs des obligations de service public (ci-après également OSP) et les taxes et surcharges qui seront appliquées à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2022. Cette proposition comporte une évaluation des coûts pour l'achat de certificats verts fédéraux en 2022.

11. Le 30 septembre 2021, la CREG a reçu d'Elia par courriel son rapport *ex ante* contenant une proposition tarifaire relative au tarif pour l'obligation de service public (ci-après : aussi OSP) réserve stratégique à appliquer à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2022.

12. Le 26 novembre 2021, la CREG a reçu une lettre de la Ministre de l'Énergie dans laquelle elle confirme que le conseil des Ministres a approuvé en deuxième lecture que toutes les obligations de service public (en ce compris la surcharge *offshore*), ainsi que la contribution fédérale sur l'électricité seront supprimées et seront remplacées par une accise spéciale sur l'électricité et le gaz naturel. Ce changement prendra cours le 1<sup>er</sup> janvier 2022. Le projet de Loi-programme est joint à la lettre.

La Ministre demande à la CREG, en exécution de ses missions, de déjà tenir compte en 2021 des dispositions qui sont fixées dans ce projet de loi.

13. Le 30 novembre 2021, la CREG reçoit une évaluation adaptée des coûts de l'achat de certificats verts fédéraux.

14. La demande d'approbation de la proposition tarifaire introduite par la SA Elia Transmission Belgium relative au tarif pour l'obligation de service public réserve stratégique à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2022 a été traitée conformément la méthodologie tarifaire visée à l'article 12, § 2, de la Loi électricité et établie par la CREG dans son arrêté (Z)1109/10 du 28 juin 2018 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2020-2023 et a abouti à la décision(B) 658E/75 de la CREG du 17 décembre 2021.

15. Par sa décision (B)658E/75 du 17 décembre 2021, le comité de direction de la CREG a approuvé le budget relatif aux OSP réserve stratégique et CRM pour l'année 2022.

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

17. 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<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, et 2, alinéas 2, 4 et 5, *7octies*, alinéa 1<sup>er</sup> et *7undecies*, § 15, alinéa 1<sup>er</sup>, de la loi électricité (ci-après, le « Protocole OSP »).

## 2.2. CONSULTATION PRÉALABLE

18. La présente décision ne constitue plus une décision tarifaire, comme c'était le cas avant la modification de la loi électricité par la loi-programme du 27 décembre 2021.

19. Précédemment, la CREG était saisie d'une proposition tarifaire actualisée (au sens de l'article 18 de l'accord du 6 février 2018) portant uniquement sur les tarifs pour les obligations de service public et les surcharges.

Sur la base des arguments suivants, la CREG considérait qu'une consultation publique sur le projet de décision n'était pas nécessaire :

- la proposition ne porte pas sur les tarifs de transport pour les activités régulées et les services du gestionnaire de réseau mais sur les tarifs pour les obligations de service public qui lui sont imposées ;
- les tarifs pour obligations de service public portent sur des coûts sur lesquels Elia n'a pas d'emprise et/ou qui sont les résultats de décisions des autorités publiques fédérales et régionales et/ou qui sont la conséquence d'actes qui ont déjà fait l'objet d'une consultation ;
- pour qu'une consultation ait un intérêt, il faut qu'elle porte sur des (nouveaux) choix opérés parmi plusieurs options (les éléments déterminants au sens de l'article 13, 2<sup>ème</sup> alinéa de l'accord précité).

20. *Mutatis mutandis*, la CREG considère que les arguments ci-dessous valent également pour ce qui concerne la présente décision. Il en va d'autant plus ainsi que le délai entre l'entrée en vigueur de la loi-programme (le 1<sup>er</sup> janvier 2022), et la date limite pour prendre la présente décision (le 15 janvier 2022), et compte tenu de la période de vacances, permet difficilement d'organiser une consultation publique en bonne et due forme.



21. Par conséquent, la CREG considère qu'il n'y a pas lieu d'organiser une consultation publique sur le projet de décision.

### **3. ESTIMATION DU COÛT DES OBLIGATIONS DE SERVICE PUBLIC**

#### **3.1. LE FINANCEMENT DE L'ACHAT DES CERTIFICATS VERTS FÉDÉRAUX**

##### **3.1.1. Général**

22. L'arrêté royal fixant la méthode d'évaluation des coûts des obligations de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux n'a pas encore été adopté. Pour cela, la CREG évalue le coût de l'achat de certificats verts fédéraux en 2022 sur la base des principes fixés par l'article 14<sup>ter</sup>, § 2 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*.

23. L'article 14<sup>ter</sup>, § 2 de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, définit la surcharge pour certificats verts avec la formule suivante :

$$(At + Bt + Ct + Dt + Zt-2) / Et$$

Le terme At représente l'estimation des coûts liés aux achats et aux ventes de certificats verts émis sur la base des décrets et ordonnance électricité durant l'année t.

Le terme Bt représente l'estimation des coûts, le cas échéant via une avance et avance complémentaire versée conformément à l'article 14, § 1<sup>er</sup> septies, liées aux achats et aux ventes de certificats verts émis sur la base de l'article 7, § 1<sup>er</sup> de la Loi électricité ou l'équivalent en énergie produite pris en compte pour la détermination de l'avance prévue à l'article 14, § 1<sup>er</sup> septies de la Loi électricité durant l'année t.

Le terme Ct représente l'estimation des coûts des charges financières supportées par le gestionnaire du réseau durant l'année t en relation avec l'encours des transactions d'achat et/ou de vente de certificats verts et avec l'encours des avances prévues à l'article 14, § 1<sup>er</sup> septies.

Le terme Dt représente le coût des frais administratifs supporté par le gestionnaire du réseau qui est calculé en multipliant la somme des facteurs At et Bt par un coefficient de 0,3 %. Le montant de cette majoration Dt est plafonné à 100.000,00 € par concession domaniale octroyée en vertu de l'article 6, § 1<sup>er</sup>, de la loi à partir de l'année où le détenteur de cette concession injecte de l'électricité sur le réseau.

Le terme Zt-2 représente la différence entre les prévisions et la réalité observée pour les termes A, B, et C, ainsi que la différence entre les montants prévisionnels pour la perception de la surcharge certificat vert et les montants réels pour la perception de la surcharge certificat vert au cours de l'année t-2, et, en cas de corrections et régularisations, des années précédentes.

Le terme Et représente la quantité d'électricité nette mesurée aux points d'accès des groupes de clients soumis à la surcharge telle que visée à l'article 7 de la loi électricité au cours de l'année t.

24. Dans l'évaluation, la CREG ne tiendra pas compte du terme Et puisque la CREG détermine le coût et non le tarif. En outre, le terme Zt-2 n'est pas non plus pris en compte parce que la régularisation des années 2020 et 2021 est fixée par la CREG au plus tard le 1<sup>er</sup> juin 2022, conformément à l'article 92, § 2, de la loi-programme du 27 décembre 2021.

### **3.1.2. L'évaluation du coût pour 2022**

#### **3.1.2.1. Achats et ventes de certificats verts (At et Bt)**

25. Les achats concernent principalement des certificats verts *offshore*. Une (très petite) minorité d'achats concerne les certificats verts des installations pv wallonnes. En Wallonie, il s'agit d'installations mises en service avant le 1<sup>er</sup> août 2012 et pour lesquelles le taux d'octroi de certificats verts est inférieur à 2,3 CV/MWh produit.

26. Les producteurs d'énergie éolienne *offshore* reçoivent un certificat vert par MWh produit. Dans le cadre de sa mission de fourniture de service public, le gestionnaire du réseau est obligé, par le producteur de l'électricité verte qui en fait la demande, d'acheter les certificats verts pour un prix minimal tel que fixé par l'arrêté royal du 16 juillet 2002. Pour C-Power, Belwind, Northwind, Nobelwind, Norther et Rentel, le montant de l'achat prévisionnel de certificats verts est estimé sur la base des chiffres de production historiques et du prix minimal.

27. Pour Northwester 2, Mermaid et Seastar, l'obligation d'achat de certificats verts par le gestionnaire de réseau fait l'objet d'un système d'avances sur le prix des certificats verts qui doivent être achetés selon les modalités définies dans l'article 14, § 1<sup>er</sup> septies de l'arrêté royal du 16 juillet 2002. Pendant les cinq premières années suivant la mise en service de l'installation, le montant de l'avance mensuelle est établi sur la base d'une production d'électricité annuelle présumée de l'installation représentant 4.100 heures à pleine charge.

En outre, ces parcs reçoivent une avance supplémentaire si durant les cinq premières années d'exploitation, la production annuelle réelle est inférieure à la production sur la base de 4.100 heures à pleine charge.

#### **3.1.2.2. Charges financières**

28. Le coût des charges financières est évalué, d'une part, en constatant la somme des écarts mensuels entre les créances et les dettes reprises au bilan du gestionnaire du réseau et relatives au traitement des certificats verts et d'autre part, en se référant à un taux d'intérêt forfaitaire égal à l'estimation de l'OLO de l'année t-2 majoré de 70 points de base.

L'évolution des écarts mensuels entre les créances et les dettes est difficile à déterminer *ex ante*. De plus, un contrôle des coûts des charges financières est réalisé *ex post* lors du calcul du montant de la régularisation. Le montant financier estimé pour les charges financières est donc fixé à zéro.

### 3.1.2.3. Frais administratifs

29. Le coût des frais administratifs supporté par le gestionnaire de réseau est calculé en multipliant la somme des prévisions d'achats et de ventes de certificats verts (At + Bt) par un coefficient de 0,3 %. Le montant de cette majoration est plafonné à 100.000 € par concession domaniale.

Toutes les concessions domaniales (C-Power, Belwind/Nobelwind, Northwind, Rentel, Norther, Northwester 2, Mermaid et Seastar) produiront suffisamment de certificats verts à vendre à Elia pour atteindre le plafond de 100.000 €, ce qui équivaut à un montant de frais administratifs de 800.000 €. Ce montant de 800.000 € est augmenté de frais administratifs évalués à 0,3 % pour le CV Wallon.

### 3.1.2.4. Évaluation du coût pour 2022

30. Sur la base de la production historique par parc, des dispositions pour le prix minimal et de la méthode d'estimation des coûts de l'arrêté royal du 16 juillet 2002, la CREG évalue le coût des obligations de service public pour le financement de l'achat de certificats verts à 634.866.564 € pour 2022.

	2022
<b>Certificats verts régionaux</b>	<b>325 656</b>
<b>Paiement de certificats verts issus de la production offshore</b>	<b>495 204 627</b>
<i>C-Power</i>	[confidentiel]
<i>Belwind</i>	[confidentiel]
<i>Northwind</i>	[confidentiel]
<i>Nobelwind</i>	[confidentiel]
<i>Rentel</i>	[confidentiel]
<i>Norther</i>	[confidentiel]
<b>Paiement d'avances mensuelles</b>	<b>121 292 942</b>
<i>NW2</i>	[confidentiel]
<i>Mermaid</i>	[confidentiel]
<i>Seastar</i>	[confidentiel]
<b>Paiement d'avances complémentaires</b>	<b>17 242 362</b>
<i>NW2</i>	[confidentiel]
<i>Mermaid</i>	[confidentiel]
<i>Seastar</i>	[confidentiel]
<b>Charges financières</b>	<b>0</b>
<b>Frais administratifs</b>	<b>800 977</b>
<b>Coût total OSP achat certifiats verts (EUR)</b>	<b>634 866 564</b>

### 3.1.3. La ventilation des frais par mois

31. Conformément à l'article 7, § 1<sup>er</sup>, de la loi électricité et au Protocole OSP, la CREG fixe le coût mensuel. Le paiement de ce coût par le Service Public Fédéral Finances a lieu au début du mois concerné.

Coût achat certificats verts fédéraux	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22	May-22	Jun-22	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Total
Coût Elia EUR/mois	64 943 943	64 105 983	76 734 504	40 503 218	41 820 242	36 967 206	37 186 087	42 485 603	44 482 478	60 846 849	57 274 246	67 516 207	634 866 564
Paiement par l'Etat belge EUR/mois	64 943 943	64 105 983	76 734 504	40 503 218	41 820 242	36 967 206	37 186 087	42 485 603	44 482 478	60 846 849	57 274 246	67 516 207	634 866 564

## 3.2. LE FINANCEMENT DU RACCORDEMENT DES PARCS OFFSHORE

32. Sur la base de l'article 7, § 2, de la Loi Electricité, Elia est tenue de participer au financement des câbles sous-marins pour le raccordement des parcs éoliens *offshore* à concurrence de 25.000.000,00 €, répartis en cinq tranches annuelles de 5.000.000,00 €. Ces règles s'appliquent aux parcs *offshore* C-Power, Belwind, Northwind, Rentel et Norther. En 2021, la dernière tranche de 5 millions € a été payée au parc Norther et tous les parcs qui tombent sous ce régime ont reçu la totalité des subsides. Cela signifie qu'il n'y a pas de coûts à prévoir pour l'année 2022.

## 3.3. LE FINANCEMENT DE L'OSP RÉSERVE STRATÉGIQUE

### 3.3.1. Estimation des coûts pour 2022

33. Dans sa décision (B)658E/75, la CREG a conclu que le budget proposé par le gestionnaire du réseau ne doit pas faire l'objet de corrections.

34. L'estimation des coûts à financer dans le cadre de cette OSP sont donc les suivants :

OSP réserve stratégique	2022
Réserve stratégique	0
Mécanisme période de transition 2022-25	1 183 225
Etude biennale adéquation & flexibilité (part 2022)	150 294
- remboursement [confidentiel]	-516 159
<b>Total (EUR)</b>	<b>817 359</b>

35. Conformément à l'article 7octies, alinéa 3, de la loi électricité, et au Protocole OSP, la CREG détermine les coûts mensuels. Le montant mensuel a été obtenu en divisant le coût annuel par 12. Le paiement de ce coût par le Service Public Fédéral Finance, a lieu au début du mois concerné.

Coût OSP réserve stratégique	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22	May-22	Jun-22	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Total
Coût Elia EUR/mois	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	817 359
Paiement par l'Etat belge EUR/mois	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	817 359

### 3.4. LE FINANCEMENT DE L'OSP CRM

#### 3.4.1. Estimation des coûts pour 2022

36. Dans sa décision (B)658E/75, la CREG a conclu que le budget proposé par le gestionnaire du réseau ne doit pas faire l'objet de corrections.

37. L'estimation des coûts à financer dans le cadre de cette OSP sont donc les suivants :

OSP CRM	2022
Personnel	[confidentiel]
IT	[confidentiel]
Consultance externe	[confidentiel]
<b>Total (EUR)</b>	<b>4 073 421</b>

#### 3.4.2. Ventilation des coûts par mois

38. Conformément à l'article 7undecies, § 15, alinéa 3, de la loi électricité et au Protocole OSP, la CREG détermine les coûts mensuels. Le montant mensuel a été obtenu en divisant le coût annuel par 12. Le paiement de ce coût par le Service Public Fédéral Finance, a lieu au début du mois concerné.

Coût OSP CRM	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22	May-22	Jun-22	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Total
Coût Elia EUR/mois	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	4 073 421
Paiement par l'Etat belge EUR/mois	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	4 073 421

## 4. RESERVE GENERALE

39. Dans la présente décision, la CREG s'est limitée à l'analyse de la motivation et de la portée de la modification tarifaire soumise par Elia dans son dossier du 30 septembre 2021 et dans les correspondances intervenues avec la CREG ultérieurement.

## 5. DÉCISION

Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en particulier les articles 7, §§ 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, et 2, alinéas 2, 4 et 5, 7octies, alinéa 1<sup>er</sup> et 7undecies, § 15, alinéa 1<sup>er</sup> ;

Vu la loi-programme du 27 décembre 2021, en particulier l'article 92, § 1<sup>er</sup> ;

Vu le Protocole OSP ;

La CREG détermine les coûts mensuels des obligations de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux, le raccordement de parcs éoliens offshore, la réserve stratégique et le CRM pour l'année 2022:

- le financement de l'achat des certificats verts :

Coût achat certificats verts fédéraux	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22	May-22	Jun-22	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Total
Coût Elia EUR/mois	64 943 943	64 105 983	76 734 504	40 503 218	41 820 242	36 967 206	37 186 087	42 485 603	44 482 478	60 846 849	57 274 246	67 516 207	634 866 564
Paie ment par l'Etat belge EUR/mois	64 943 943	64 105 983	76 734 504	40 503 218	41 820 242	36 967 206	37 186 087	42 485 603	44 482 478	60 846 849	57 274 246	67 516 207	634 866 564

- le financement du raccordement des parcs *offshore* : 0 €

- le financement de l'OSP réserve stratégique:

Coût OSP réserve stratégique	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22	May-22	Jun-22	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Total
Coût Elia EUR/mois	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	817 359
Paie ment par l'Etat belge EUR/mois	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	68 113	817 359

- le financement de l'OSP CRM :

Coût OSP CRM	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22	May-22	Jun-22	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	Total
Coût Elia EUR/mois	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	4 073 421
Paie ment par l'Etat belge EUR/mois	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	339 452	4 073 421



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

Laurent JACQUET  
Directeur

Koen LOCQUET  
Président f.f. du Comité de direction