

# Décision

(B)2555  
29 juin 2023

Décision relative à la fixation des coûts fixes et variables des centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) à appliquer pour les années 2023, 2024 et 2025

Article 14, § 8, alinéa 25 de la loi du 11 avril 2003 sur la contribution de répartition

Version non-confidentielle

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
INTRODUCTION .....	4
1. CADRE LEGAL.....	5
2. ANTECEDENTS .....	6
3. CONSULTATION.....	7
4. ANALYSE DES OBSERVATIONS DE ELECTRABEL.....	8
4.1. Observations de Electrabel .....	8
4.1.1. Coût du combustible : fabrication.....	8
4.1.2. Coûts historiques d'achat d'énergie .....	8
4.1.3. Amortissements : calcul du coût par année.....	8
4.2. Réponse de la CREG aux observations d'Electrabel .....	9
4.2.1. Quant au coût du combustible: fabrication .....	9
4.2.2. Quant aux coûts historiques d'achat d'énergie .....	9
4.2.3. Quant aux amortissements : calcul du coût par année .....	9
5. FIXATION DES COÛTS FIXES ET VARIABLES .....	10
5.1. Généralités .....	10
5.2. Aperçu des coûts communiqués par Electrabel .....	12
5.3. Aperçu des coûts communiqués par Luminus .....	14
5.4. Contrôle des coûts par la CREG .....	14
6. ANALYSE DES COÛTS VARIABLES .....	15
6.1. Coût du combustible : amont du cycle.....	15
6.1.1. Calcul conformément à la méthodologie.....	15
6.2. Coût du combustible : fabrication.....	16
6.2.1. Calcul conformément à la méthodologie.....	16
6.3. Coût du combustible : aval du cycle.....	16
6.3.1. Calcul conformément à la méthodologie.....	16
6.4. Les tarifs d'injection variables .....	18
6.4.1. Calcul conformément à la méthodologie.....	18
6.5. Résumé des coûts variables .....	19
7. ANALYSE DES COÛTS FIXES .....	19
7.1. Coûts fixes que l'exploitant nucléaire comptabilise pour 100 % de quote-part.....	19
7.1.1. Vue d'ensemble et étapes de la révision des coûts fixes comptabilisés à 100 % par l'exploitant nucléaire.....	19
7.1.2. Contrôle des coûts historiques.....	20
7.1.3. Calcul du coût par année ( <i>gross-up</i> ) en utilisant les facteurs de réduction de coûts ( $C_n$ ) ...	22
7.1.4. Calcul du coût de base $C_b$ sur la base de l'indice des prix à la consommation de janvier 2022.....	23

7.1.5.	Calcul du coût révisé $C_r$ .....	24
7.2.	Les coûts fixes complémentaires de la société visée à l'article 24, § 1 de la loi du 11 avril 2003 .....	24
7.2.1.	Aperçu et étapes de la révision des coûts fixes de la société visée à l'article 24, § 1 de la loi du 11 avril 2003 .....	24
7.2.2.	Contrôle des coûts historiques.....	25
7.2.3.	Calcul du coût par année $C_n$ ( <i>gross-up</i> ) en utilisant les facteurs de réduction de coûts	25
7.2.4.	Calcul du coût de base $C_b$ sur la base de l'indice des prix à la consommation de janvier 2022.....	25
7.2.5.	Calcul du coût révisé $C_r$ .....	26
7.3.	Coûts fixes que l'exploitant nucléaire comptabilise pour 89,81 % de quote-part.....	26
7.3.1.	Vue d'ensemble et étapes de la révision des coûts fixes comptabilisés à 89,81 % par l'exploitant nucléaire.....	26
7.3.2.	Contrôle des coûts historiques d'achat de l'énergie et des variations des provisions pour les risques et les coûts.....	27
7.3.3.	Calcul du coût de détention $C_d$ pour les coûts d'achat de l'énergie et les variations des provisions pour les risques et les coûts.....	27
7.3.4.	Calcul du coût par année $C_n$ ( <i>gross-up</i> ) en utilisant les facteurs de réduction de coûts	28
7.3.5.	Calcul du coût de base $C_b$ sur la base de l'indice des prix à la consommation de janvier 2022.....	28
7.3.6.	Calcul du coût révisé $C_r$ pour les coûts d'achat de l'énergie et les variations des provisions pour les risques et les coûts .....	28
7.3.7.	Contrôle des amortissements relatifs aux immobilisations corporelles.....	29
7.4.	Résumé des coûts fixes .....	33
8.	CONCLUSION .....	34

# INTRODUCTION

Dans le cadre de la détermination de la contribution de répartition imposée aux exploitants des centrales nucléaires visés à l'article 2, 5°, et aux sociétés visées à l'article 24, § 1<sup>er</sup>, de la loi du 11 avril 2003 sur la contribution de répartition (ci-après, la « loi du 11 avril 2003 »)<sup>1</sup>, une série de missions sont confiées à la CREG.

La présente décision s'inscrit dans le cadre de la mission décrite à l'article 14, § 8, alinéa 25 de la loi du 11 avril 2003 rédigé comme suit :

*« Tous les trois ans, en 2020, 2023 et 2026, la CREG communique :*

*- au plus tard le 30 juin, sa décision relative à la fixation des coûts fixes et variables, visés dans la Section 5 de l'annexe à la présente loi, des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1<sup>er</sup>, à appliquer pour les années 2020/2021/2022, les années 2023/2024/2025 et l'année 2026 au ministre ayant l'Energie dans ses attributions et à la Direction générale de l'Energie, définie à l'article 2, 28°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité; [...] »*

La fixation des coûts fixes et variables des centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) pour la période de 2023 à 2025 résulte de la mission triennale de contrôle des coûts fixes et variables. Cette mission de contrôle est définie comme suit dans la loi du 11 avril 2003 (article 14, § 8, alinéa 23) :

*« En particulier, sur base triennale, en 2020, 2023 et 2026, la CREG contrôle les coûts fixes et variables, visés dans la Section 5 de l'annexe à la présente loi, des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1<sup>er</sup>, dans le cadre d'une analyse des coûts supportés par ceux-ci dans les trois années précédant la révision.[...] »*

*Suite à ce contrôle, la CREG opère en 2020, 2023 et 2026 la révision triennale des coûts fixes et variables, visés dans la Section 5 de l'annexe à la présente loi, pour les années 2020 à 2022, les années 2023 à 2025 et l'année 2026 respectivement. »*

Pour la fixation des coûts fixes et variables, la CREG s'est basée sur le cadre légal en vigueur au moment de l'élaboration de cette décision, et notamment sur les dates de mise à l'arrêt définitif des centrales conformément à la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité (ci-après : la « loi du 31 janvier 2003 »). La date de mise à l'arrêt des centrales influence le calcul d'un certain nombre de coûts tels que, par exemple, les amortissements ou les éléments de provisions. La CREG est toutefois consciente du fait que les négociations entre l'Etat belge et les entreprises soumises à la contribution de répartition, visant à la prolongation de deux centrales nucléaires, ont été finalisées le jour de l'adoption de la présente décision. Une telle prolongation aura probablement un impact sur la fixation des coûts, et donc sur la détermination du montant de la contribution de répartition. La CREG n'a pas pu consulter l'accord intervenu. En tout état de cause, à défaut de base légale adaptée, la CREG ne peut anticiper une telle prolongation dans le cadre de la présente décision.

La CREG réfèrera dans ce cadre à la note sur les provisions des comptes consolidés du Groupe Engie de 2022.

---

<sup>1</sup> Les exploitants visés à l'article 2, 5°, et les sociétés visées à l'article 24, § 1<sup>er</sup>, de la loi du 11 avril 2003 sont ci-après également dénommés conjointement « les contribuables ».

La fixation des coûts s'effectue conformément aux dispositions de la loi du 11 avril 2003 et aux modalités fixées par la méthodologie pour la détermination des coûts fixes et variables adoptée par la CREG le 30 janvier 2020 et modifiée le 2 avril 2020.

Sur la base de l'analyse des coûts des trois années précédentes et de leur suivi par la CREG, les coûts variables et fixes sont déterminés comme suit : les coûts variables s'élèvent à **11,3581 €/MWh** et les coûts fixes pour 4 centrales à **936,08 M€** par an.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 29 juin 2023.

## 1. CADRE LEGAL

1. L'article 14, § 8, alinéas 22, 23, 25 et 27 de la loi du 11 avril 2003 dispose comme suit <sup>2</sup> :

*« [22] Sans préjudice des missions qui lui sont confiées par la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, la CREG est chargée d'une mission spéciale annuelle de calcul des revenus, des coûts et de la marge de profitabilité visés à la Section 2 de l'annexe à la présente loi et d'une mission spéciale triennale, en 2020, 2023 et 2026, sur la base des paramètres fixés à la Section 5 de l'annexe à la présente loi, de fixation des coûts fixes et variables visés à la Section 5 de l'annexe à la présente loi et de calcul du montant minimal annuel de la contribution de répartition pour les années 2020 à 2022, les années 2023 à 2025 et l'année 2026.*

*[23] En particulier, sur base triennale, en 2020, 2023 et 2026, la CREG contrôle les coûts fixes et variables, visés dans la Section 5 de l'annexe à la présente loi, des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1<sup>er</sup>, dans le cadre d'une analyse des coûts supportés par ceux-ci dans les trois années précédant la révision. Ces coûts ne reprennent ni directement, ni indirectement, aucun coût associé aux provisions nucléaires et à leur révision, dont les provisions pour le démantèlement et pour la gestion de matières fissiles irradiées, à l'exception du provisionnement initial du combustible repris en coût variable pour le combustible consommé durant la période. Suite à ce contrôle, la CREG opère en 2020, 2023 et 2026 la révision triennale des coûts fixes et variables, visés dans la Section 5 de l'annexe à la présente loi, pour les années 2020 à 2022, les années 2023 à 2025 et l'année 2026 respectivement.*

*[25] Tous les trois ans, en 2020, 2023 et 2026, la CREG communique :*

*- au plus tard le 30 juin, sa décision relative à la fixation des coûts fixes et variables, visés dans la Section 5 de l'annexe à la présente loi, des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1<sup>er</sup>, à appliquer pour les années 2020/2021/2022, les années 2023/2024/2025 et l'année 2026 au ministre ayant l'Energie dans ses attributions et à la Direction générale de l'Energie, définie à l'article 2, 28°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité; [...]*

*[27] Les exploitants visés à l'article 2, 5°, et les sociétés visées à l'article 24, § 1<sup>er</sup>, communiquent à la CREG au plus tard le 30 mars de chaque année les coûts annuels réalisés de l'année précédente. Par dérogation à ce qui précède, les coûts réalisés durant l'année 2016 seront communiqués pour le 30 septembre 2017. Les exploitants visés à l'article 2, 5° et les sociétés visées à l'article 24, § 1<sup>er</sup>, fourniront, sur simple demande de la CREG, toute information supplémentaire dont elle pourrait avoir besoin pour l'élaboration de ses différents avis et décisions en vertu de la présente loi.»*

---

<sup>2</sup> Pour faciliter la lecture, le numéro des alinéas est repris entre crochets.

La présente décision donne exécution à ces dispositions.

2. Cette décision tient compte des dispositions de la section 5 de l'annexe à la loi<sup>3</sup>, intitulée « Révision triennale des coûts fixes et variables pour chacune des années 2020 et 2026 ».

3. La fixation des coûts fixes et variables se fait conformément aux dispositions légales et aux modalités de la méthodologie pour la fixation des coûts fixes et variables prévues dans la décision (B)1964 de la CREG du 30 janvier 2020<sup>4</sup> et la décision (B)2066 modifiant la décision (B)1964 contenant la méthodologie pour la fixation des coûts fixes et variables pour les centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) pour la période 2020 à 2026 du 2 avril 2020<sup>5</sup> (ci-après : la « méthodologie »).

## 2. ANTECEDENTS

4. Le 25 juin 2020 la CREG a approuvé la décision (B)2078 relative à la fixation des coûts fixes et variables des centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) à appliquer pour les années 2020, 2021 et 2022 (ci-après : décision (B)2078 relative à la fixation des coûts).

5. Dans un courriel daté du 25 mars 2021, la CREG a reçu de Luminus<sup>6</sup> un aperçu des coûts de l'année 2020 pour les centrales nucléaires soumises à la contribution de répartition. Suite à la demande de la CREG du 12 avril 2021, la CREG a reçu le 13 avril 2021 le fichier conforme à l'annexe à la méthodologie.

6. Dans une lettre datée du 26 mars 2021, la CREG a reçu d'Electrabel<sup>7</sup> un aperçu des coûts supportés au cours de l'année 2020 pour les centrales nucléaires soumises à la contribution de répartition. Les données détaillées de certaines rubriques ont été envoyées à la CREG par e-mail.

7. Dans un courriel daté du 17 mars 2022, la CREG a reçu de Luminus un aperçu des coûts de l'année 2021 pour les centrales nucléaires soumises à la contribution de répartition.

8. Dans une lettre datée du 25 mars 2022, la CREG a reçu d'Electrabel un aperçu des coûts supportés au cours de l'année 2021 pour les centrales nucléaires soumises à la contribution de répartition. Les données détaillées de certaines rubriques ont été envoyées à la CREG par e-mail.

9. Dans un courriel daté du 28 mars 2023, la CREG a reçu de Luminus un aperçu des coûts de l'année 2022 pour les centrales nucléaires soumises à la contribution de répartition.

10. Dans une lettre datée du 29 mars 2023, la CREG a reçu d'Electrabel un aperçu des coûts supportés au cours de l'année 2022 pour les centrales nucléaires soumises à la contribution de répartition. Les données détaillées de certaines rubriques ont été envoyées à la CREG par e-mail. Ces

---

<sup>3</sup> Les 6 sections de l'annexe à la loi sont désignées ci-après de manière abrégée par « section [numéro] ».

<sup>4</sup> <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b1964>

<sup>5</sup> <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2066>

<sup>6</sup> Luminus (Luminus SA - BE0471.811.661) est une « société autre qu'un exploitant nucléaire ayant une quote-part dans la production industrielle d'électricité par fission de combustibles nucléaires » telle que définie à l'article 24, § 1<sup>er</sup> de la loi du 11 avril 2003 (ci-après également : LUM)<sup>7</sup> Electrabel (Electrabel SA - BE0403.170.701) est l'exploitant nucléaire conformément à l'article 2, 5<sup>e</sup> de la loi du 11 avril 2003 (ci-après également : EBL)

<sup>7</sup> Electrabel (Electrabel SA - BE0403.170.701) est l'exploitant nucléaire conformément à l'article 2, 5<sup>e</sup> de la loi du 11 avril 2003 (ci-après également : EBL)

détails comprennent également un aperçu des coûts sur les 3 années 2020-2021-2022, avec l'ajustement des coûts O&M de l'année 2021 suite au rapport (RA) 2414 de la CREG du 23 juin 2022 sur la vérification des revenus et des coûts réels de la centrale nucléaire de Tihange 1 pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2021 au 31 décembre 2021 conformément à la Convention relative à la prolongation de la durée de vie de Tihange 1 datée du 12 mars 2014 et à la modification de la Convention relative à la prolongation de la durée de vie datée du 31 mars 2017.

11. La CREG a demandé des informations complémentaires à Electrabel par différents courriels des 3, 7, 14, 19, 25, 28 avril et des 5 et 13 mai 2023. Electrabel a répondu à ces demandes d'information le 5, 7, 13,17, 19, 20, 24, 25, 27 avril, 2, 11 et 16 mai 2023.

12. Le 26 avril 2023, Electrabel et la CREG ont tenu une réunion Teams, pour clarifier des éléments et des écritures comptables de certains coûts.

13. La CREG a demandé des informations complémentaires à Luminus par courriel du 4 mai 2023. Luminus a répondu par courriel le 4 mai 2023.

### 3. CONSULTATION

14. La présente décision est pour l'essentiel basé sur des informations relatives aux coûts fixes et variables transmises à la CREG par les contribuables, et considérées comme confidentiels par ceux-ci.

15. Dans sa décision (B)2205 « Lignes directrices concernant « les informations à considérer comme confidentielles en raison de leur caractère commercialement sensible » ou de leur caractère personnel, la CREG a indiqué que devaient en principe être considérées comme confidentielles les « *méthodes de calcul des coûts et la structure de coût des entreprises* » (§ 113). Les informations relatives aux coûts fixes et variables des centrales nucléaires doivent donc être considérées comme confidentielles.

16. En vue de permettre à la CREG de prendre une décision documentée et motivée sur les coûts fixes et variables pour les années 2023 à 2025, une partie de ces informations est reprise dans la présente décision.

17. L'article 40, alinéa 1<sup>er</sup>, 1<sup>o</sup>, du règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG prévoit que la CREG n'organise pas de consultation publique « *si le dossier et/ou le projet de décision comporte tellement d'informations confidentielles qu'une consultation publique relative aux éléments restants serait impossible ou inutile* ».

18. Tel est le cas en l'espèce.

19. Dans un tel cas, l'article 40, alinéa 2, du règlement d'ordre intérieur prévoit toutefois que la CREG organisera une consultation non publique « *si la ou les personne(s) concernée(s) n'a/n'ont pas encore eu la possibilité de faire valoir ses (leurs) observations dans le cadre de la décision envisagée* ». Le comité de direction a donc décidé de limiter la consultation aux contribuables, à savoir Electrabel et Luminus.

20. Dans ce cadre, Electrabel a demandé à la CREG que les informations confidentielles qu'elle lui a communiquées ne soient pas transmises à Luminus. Il convenait dès lors d'organiser une consultation décalée sur le projet de décision, à savoir :

- du 26 mai au 16 juin 2023 pour Electrabel ;
- du 1 juin au 22 juin 2023 pour Luminus, sur la base de version non-confidentielle pour Luminus.

21. Electrabel a fait valoir ses observations sur le projet de décision par e-mail du 16 juin 2023 ; par e-mail du 20 juin 2023, Luminus a fait savoir qu'ils n'avaient pas l'intention de faire parvenir des remarques au nom de Luminus sur le projet de décision (B)2555 de la CREG.

22. Le chapitre suivant offre un aperçu récapitulatif des commentaires faits par Electrabel et présente la réponse de la CREG. Les chapitres 5 à 7 de la présente décision présentent ensuite la détermination des coûts fixes et variables révisés pour les années 2023 à 2025.

## **4. ANALYSE DES OBSERVATIONS DE ELECTRABEL**

### **4.1. OBSERVATIONS DE ELECTRABEL**

#### **4.1.1. Coût du combustible : fabrication**

23. Electrabel a observé que, dans le tableau 11 du projet de décision, la colonne « coûts de l'année N-1" ne reprend pas la valeur correcte des coûts et que le coût de fabrication devrait être revu à la baisse et serait de [CONFIDENTIEL] €/MWh.

#### **4.1.2. Coûts historiques d'achat d'énergie**

24. Selon Electrabel , le refus d'accepter l'achat d'énergie (pour un montant de 1.008.595 €) lors de l'arrêt de la centrale Doel 3 entre le 24 et le 30 septembre 2022 n'est pas cohérent avec la date légale de mise à l'arrêt définitif de l'unité (cf. Loi sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire et Loi sur la contribution de répartition nucléaire), qui est le 30 septembre 2022 à minuit. C'est d'ailleurs cette date qui est prise en compte dans le calcul des revenus des unités G2, selon Electrabel.

#### **4.1.3. Amortissements : calcul du coût par année**

25. Selon Electrabel , l'application de la méthodologie pour déterminer les amortissements futurs annuels n'est pas correcte, la CREG utilisant erronément des coefficients de dégressivité<sup>8</sup> du passé pour calculer la valeur des amortissements futurs.

Bien que les montants des amortissements recalculés par la CREG (y compris l'ajustement pour Luminus) soient corrects selon Electrabel, la méthodologie ne prévoit pas d'appliquer les coefficients de dégressivité du passé à des coûts futurs.

Dans sa proposition, la CREG divise la somme des projections 2022, 2023 et 2024 par 295 %, soit la somme des coefficients de réduction de coûts fixes pour les années 2020, 2021 et 2022. Cela revient

---

<sup>8</sup> Les mots « coefficients de dégressivité » sont utilisés par Electrabel bien qu'il s'agit du coefficient du facteur de réduction



à oublier les '*gross-up*' alors qu'une réduction sera appliquée dans le calcul annuel via les coefficients de réduction.

Electrabel propose un calcul dans lequel les facteurs de réduction pour les années 2022, 2023 et 2024 sont utilisés.

## **4.2. REPONSE DE LA CREG AUX OBSERVATIONS D'ELECTRABEL**

### **4.2.1. Quant au coût du combustible: fabrication**

26. Concernant le coût du combustible (fabrication) la CREG a constaté que les valeurs correctes ne sont pas reprises dans le projet de décision. La CREG adapte sa décision en conséquence.

### **4.2.2. Quant aux coûts historiques d'achat d'énergie**

27. La CREG a rejeté les coûts d'achat d'énergie durant la période du 24 septembre 2022 au 30 septembre 2022 parce que cette centrale a cessé de produire de l'électricité prématurément (c'est-à-dire avant la date légale de l'arrêt définitif) et parce que ces coûts ne sont pas considérés comme des coûts récurrents de la centrale à prendre en compte pour la détermination des coûts pour les années suivantes de la période de trois ans. Electrabel n'accepte pas le rejet des coûts car il s'agit *de facto* de coûts avant la date légale de l'arrêt. Electrabel mentionne également que c'est cette date du 30 septembre 2022 qui est utilisée pour la détermination des revenus.

28. Les revenus de la centrale pendant l'année de l'arrêt sont déterminés sur la base du volume effectivement injecté multiplié par la moyenne des prix horaires établis sur la période allant du 1<sup>er</sup> janvier à la date d'arrêt. Le volume effectivement injecté prend donc en compte la production jusqu'au 24 septembre 2022 (qui est certes multipliée par la moyenne des prix horaires jusqu'à 30 septembre 2022). De plus, la disposition dans la section 5 de l'annexe à la loi stipule : « Les coûts excluent ceux des centrales ayant définitivement cessé de produire de l'électricité » et fait donc explicitement référence à l'arrêt de la production (au 24 septembre 2022) et non à la date légale d'arrêt (au 30 septembre 2022) comme le mentionne Electrabel.

29. La CREG maintient sa position de rejeter ces coûts également parce qu'il s'agit de coûts non récurrents.

### **4.2.3. Quant aux amortissements : calcul du coût par année**

30. La CREG renvoie au chapitre 3.6.7 de la méthodologie qui traite du calcul spécifique des amortissements. La détermination des coûts est basée sur les coûts d'amortissement de 2022 et la valeur comptable nette au 31 décembre 2022 pour l'amortissement des années 2023 et 2024, auxquels des facteurs de réduction sont ensuite appliqués. Les facteurs de réduction utilisés pour calculer le coût annuel des amortissements (*gross-up*) doivent donc correspondre aux facteurs de réduction pour les années 2022, 2023 et 2024. La CREG adapte sa décision en conséquence.

## 5. FIXATION DES COÛTS FIXES ET VARIABLES

### 5.1. GÉNÉRALITÉS

31. La contribution de répartition est imposée aux contribuables au prorata de leurs parts dans la production industrielle d'électricité par fission de combustibles nucléaires par les centrales soumises à la contribution de répartition, à savoir Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3. Les centrales nucléaires de deuxième génération mentionnées ci-dessus sont également appelées collectivement les centrales G2.

32. La contribution de répartition de l'année 'n' est calculée sur la base de la marge bénéficiaire de l'année 'n-1'. La marge bénéficiaire est calculée sur la base de la formule indiquée à la section 2. La révision triennale des coûts fixes (ci-après : CF) et des coûts variables (ci-après : CV) a lieu dans les années 2020, 2023 et 2026 (ci-après : les années N) pour le calcul des contributions de répartition pour ces années et, le cas échéant, les deux années suivantes. Les ajustements des éléments de coût sont basés sur les coûts supportés au cours des trois années précédant la révision, c'est-à-dire les périodes triennales 2017-2018-2019, 2020-2021-2022 et 2023-2024-2025 (ci-après également dénommées « N-3 ; N-2 ; N-1 » respectivement et collectivement « les trois années précédentes » ou « la période de référence »). Les différents termes et leur application aux différentes périodes sont présentés ci-dessous dans le tableau 1.

Tableau 1: Résumé des concepts et application aux différentes périodes

Année de contribution de répartition (n)		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Marge de profitabilité de l'année (n-1)		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Année de révision triennale (N)					2020			2023			2026
Calcul des coûts fixes (CF) et des coûts variables (CV) basé sur les coûts supportés dans les années précédant à la révision (N-3, N-2, N-1)			2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025

33. Le tableau 2 donne un aperçu des centrales avec leur capacité calculée sur la base du *transparency website* d'Engie<sup>9</sup>, de la date de l'arrêt définitif prévu par la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité et de la part de la production<sup>10</sup>.

<sup>9</sup> Voir : <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=all&areas=10YBE-----2&fuelTypes=nuclear>

<sup>10</sup> La part de production est calculée sur la base de l'acquisition initiale de puissance par Luminus (411,48 MW / 4 037 MW) et reste inchangée, même si la puissance d'une centrale est modifiée (légèrement) en raison de modifications techniques.

Tableau 2: Aperçu des centrales : capacité, date de l'arrêt définitif et part de production

	2020	2021	2022	2022		
Unité	Puissance Nominale en MW			Puissance pro rata sur la base de la date de l'arrêt définitif (CAP i)	Date de l'arrêt définitif	Quote part
Doel 3	1.006,00	1.006,00	1.006,00	752,43	01/10/2022	89,807 % EBL/10,193 % LUM
Doel 4	1.039,00	1.039,00	1.039,00	1.039,00	01/07/2025	89,807 % EBL/10,193 % LUM
Tihange 2	1.008,00	1.008,00	1.008,00	1.008,00	01/02/2023	89,807 % EBL/10,193 % LUM
Tihange 3	1.038,00	1.038,00	1.038,00	1.038,00	01/09/2025	89,807 % EBL/10,193 % LUM
Total	4.091,00	4.091,00	4.091,00	3.837,43		

34. Conformément au paragraphe 111 de la méthodologie le calcul de la capacité installée (CAP <sub>i</sub>) de chaque unité *i* est calculée *pro rata temporis*. Pour la centrale Doel 3 dont la date de fermeture légale est le 1 octobre 2022, la capacité installée moyenne est déterminée au prorata des jours encore en service.

35. Les coûts variables sont calculés à l'aide des données du tableau 3, qui donne un aperçu de la production au cours des années 2020, 2021 et 2022.

Tableau 3 : Aperçu de la production par centrale en MWh

	2020	2021	2022
Unité	Production en MWh		
Doel 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Doel 4	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 2	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Total	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

36. Sur la base du Transparency Reporting<sup>11</sup> message du 12 juillet 2022 l'arrêt de la production était prévu le 24 septembre 2022 à 0 h. Selon les données de production, la centrale de Doel 3 a arrêté sa production le 23 septembre 2022 à 22 h.

37. Les données du tableau 2 montrent que la centrale de Doel 3 a été définitivement arrêtée le 1<sup>er</sup> octobre 2022 suivant les dispositions de la Loi du 31 janvier 2003, de sorte qu'un *gross-up* des coûts des années précédentes doit être appliqué lors de la révision des coûts triennaux.

Le calcul du facteur de réduction (Coef *n*) est calculé suivant le chapitre 5.3.5.2 de la méthodologie qui réfère à la date de la mise à l'arrêt définitif suivant la Loi du 31 janvier 2003 dans le tableau suivant.

<sup>11</sup> <https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages/f19f18e3-9e4c-4b37-81f4-7bd3c30b7634/2>

Tableau 4 : Calcul du facteur de réduction

	2020	2021	2022
nombre de jours 4 centrales	366	365	273
nombre de jours 3 centrales			92
nombre de jours	366	365	365
facteur de réduction 4 unités	100%	100%	100%
facteur de réduction 3 unités			80%
facteur de réduction de l'année (Coef <sub>n</sub> )	100,00%	100,00%	94,96%

38. Le montant révisé des coûts fixes est ajusté annuellement à l'évolution de l'indice des prix à la consommation sur la base de l'indice de janvier, par référence à l'indice de base du mois de janvier de l'année précédant la révision triennale des coûts. Lors de la révision triennale, conformément aux dispositions de la méthodologie, les coûts fixes des années N-2 et N-3 sont indexés sur la base de l'indice de l'année N-1, de sorte qu'une base de coûts objectivement comparable est utilisée. Le tableau 5 donne un aperçu de l'indice des prix à la consommation qui sera utilisé dans la fixation des coûts fixes.

Tableau 5 : Aperçu de l'indice des prix à la consommation (année de base 2013 = 100)

periode	indice des prix à la consommation (IPC)
Janvier 2020	109,69
Janvier 2021	109,97
Janvier 2022	118,32

## 5.2. APERÇU DES COÛTS COMMUNIQUÉS PAR ELECTRABEL

39. Electrabel a complété le modèle de rapport, inclus dans la méthodologie, pour chaque année de la période de référence. Les informations complémentaires sur les différents éléments de coût ont également été fournies. Le tableau 6 présente un résumé des données des centrales G2 pour les trois années précédant la révision des coûts. Ces coûts sont également appelés ci-après les « coûts supportés » ou les « coûts historiques ».

Tableau 6 : Résumé des données des centrales G2 pour les trois années précédant la révision des coûts telles que communiquées par Electrabel.

Arrêt définitif de

D3 le 30/09/2022

Révision des coûts dans l'année N		N-3	N-2	N-1
Révision des coûts dans l'année 2023		2020	2021	2022
IPC janvier		109,69	109,97	118,32
	Quote part			
CAP <sub>1</sub> - Doel 3	89,807%	1006,0	1006,0	1006,0
CAP <sub>2</sub> - Doel 4	89,807%	1039,0	1039,0	1039,0
CAP <sub>3</sub> - Tihange 2	89,807%	1008,0	1008,0	1008,0
CAP <sub>4</sub> - Tihange 3	89,807%	1038,0	1038,0	1038,0
CAP <sub>n</sub>	(MW)	4091,0	4091,0	4091,0
Production de l'année	(MWh)	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>1. CV - Coûts variables (en €/MWh)</b>				
a) Combustible				
i) Amont				
Doel 3				
Doel 4				
Tihange 2				
Tihange 3				
ii) Fabrication		[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Doel 3				
Doel 4				
Tihange 2				
Tihange 3				
iii) Aval				
b) Coûts variables d'injection		[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>2. FC - Coûts fixes (en €)</b>	<b>% de quote part</b>			
a) Achat d'énergie	89,81%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
b) O&M	100%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
c) Révisions	100%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
d) Grands travaux	100%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
e) Services supports	100%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
f) Assurances	100%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<i>Revenus des assurances</i>	<i>100%</i>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
g) Coûts fixes de réseau	100%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<i>Revenus services auxiliaires</i>	<i>100%</i>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
h) ONDRAF	100%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
i) Personnel	100%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
j) Amortissements	89,81%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
k) Provisions	89,81%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
l) Taxes et contributions	100%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
m) Frais généraux	100%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
n) Facturation aux partenaires		[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

### 5.3. APERÇU DES COÛTS COMMUNIQUÉS PAR LUMINUS

40. Luminus ne rapporte que le coût des amortissements dans le cadre de Pax Electrica II et ses propres frais généraux.

Tableau 7 : Résumé des données des centrales G2 pour les trois années précédant la révision des coûts telles que communiquées par Luminus.

Révision des coûts dans l'année N		N-3	N-2	N-1
Révision des coûts dans l'année 2023		2020	2021	2022
	Quote part			
CAP <sub>1</sub> - Doel 3	10,193%	1006,0	1006,0	1006,0
CAP <sub>2</sub> - Doel 4	10,193%	1039,0	1039,0	1039,0
CAP <sub>3</sub> - Tihange 2	10,193%	1008,0	1008,0	1008,0
CAP <sub>4</sub> - Tihange 3	10,193%	1038,0	1038,0	1038,0
CAP <sub>n</sub>	(MW)	4091,0	4091,0	4091,0
<b>2. FC - Coûts fixes (en €)</b>				
j) Amortissements		[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
m) Frais généraux		[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

### 5.4. CONTROLE DES COÛTS PAR LA CREG

41. Conformément à l'article 14, § 8, alinéa 23 de la loi du 11 avril 2003, la CREG a procédé à une analyse des coûts supportés.

La CREG a vérifié que les coûts communiqués par les contribuables respectent les principes suivants énoncés à la section 5 :

- « (...) »
- *Pas de double comptage (notamment entre rubriques)*
  - *Réalité des coûts dans la période*
  - *Les coûts pris en compte sont destinés aux centrales visées*
  - *Les coûts excluent ceux des centrales ayant définitivement cessé de produire de l'électricité*
  - *Les coûts excluent les centrales hors périmètre : Tihange 1 et Doel 1&2*
  - *La pertinence des clés de répartition des coûts (ex. entre unités)*
  - *Sont inclus les éléments récurrents. Pour les éléments de coûts non-récurrents, les coûts représentatifs pour la période suivante seront déterminés. (...) »*

En outre, la CREG a vérifié si les coûts sont conformes aux dispositions de la loi du 11 avril 2003 et aux critères de raisonnablement repris dans la méthodologie.

42. La CREG a rédigé un dossier dans lequel les contrôles effectués sont documentés.

## 6. ANALYSE DES COÛTS VARIABLES

43. Les coûts variables sont déterminés sur la base des aperçus et des détails communiqués par Electrabel. Pour les coûts relatifs au combustible nucléaire, seules les données de la dernière année (2022) sont retenues, les tarifs d'injection sont calculés sur la base des trois années précédentes.

### 6.1. COUT DU COMBUSTIBLE : AMONT DU CYCLE

#### 6.1.1. Calcul conformément à la méthodologie

44. Sur la base des données d'Electrabel, le calcul est effectué en plusieurs étapes conformément à la méthodologie. Le tableaux 8 au 10 montrent les différentes étapes et le calcul du coût de base.

Tableau 8 : Calcul du coût amont (partie combustible) ( $C_{a,i}$ )

Unité	Total des factures Synatom en €	Dont régularisations de cycles précédents en €	Coûts de l'année N-1 en € hors régularisations	Partie combustible			Régularisation partie combustible			( $C_{a,i}$ ) coût amont (partie combustible)
				Coûts de l'année N-1 en €	Production de l'année N-1 en MWh	Coût par MWh	Coûts des régularisations	Production du cycle	Coût par MWh	Coût par MWh
Doel 3					[CONFIDENTIEL]					
Doel 4	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	CONFIDENTIEL	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 2					[CONFIDENTIEL]					
Tihange 3					[CONFIDENTIEL]					
Total	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]		[CONFIDENTIEL]			

Tableau 9 : Calcul du coût amont (partie coûts financiers et administratifs) ( $C_{f,i}$ ) et le coût de base ( $C_{b,i}$ )

Unité	Partie frais administratifs et financiers ( $C_{f,i}$ )			$C_{b,i}$ : coût de base = $C_{a,i} + C_{f,i}$
	Coûts de l'année N-1 en €	Production de l'année N-1 en MWh	Coût par MWh	Coût par MWh
Doel 3		[CONFIDENTIEL]		
Doel 4	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 2		[CONFIDENTIEL]		
Tihange 3		[CONFIDENTIEL]		
Total	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]		

45. Sur la base du coût de base, le coût révisé est déterminé comme suit au tableau 10.

Tableau 10 : Calcul du coût révisé : combustible amont du cycle

		$Cb_i$ : coût de base = $Ca_i + Cf_i$	Cr : coût révisé
Unité	puissance en MW (CAP N-1)	Coût par MWh	Coût par MWh
Doel 3	752,43	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Doel 4	1039,00		
Tihange 2	1008,00		
Tihange 3	1038,00		
Total	3837,43		[CONFIDENTIEL]

## 6.2. COÛT DU COMBUSTIBLE : FABRICATION

### 6.2.1. Calcul conformément à la méthodologie

46. Sur la base des données fournies par Electrabel, le coût révisé de la fabrication est calculé au tableau 11.

Tableau 11: Calcul du coût révisé du combustible : fabrication

				$Cb_i$ : coût de base	Cr : coût révisé
Unité	puissance en MW (CAP N-1)	Coûts de l'année N-1 en €	Production de l'année N-1 en MWh	Coût par MWh	Coût par MWh
Doel 3	752,43	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Doel 4	1039,00		[CONFIDENTIEL]		
Tihange 2	1008,00		[CONFIDENTIEL]		
Tihange 3	1038,00		[CONFIDENTIEL]		
Total	3837,43	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]		[CONFIDENTIEL]

## 6.3. COUT DU COMBUSTIBLE : AVAL DU CYCLE

### 6.3.1. Calcul conformément à la méthodologie

47. Le coût de l'aval du cycle est calculé sur la base du tarif des factures de l'année N-1. En 2022, une adaptation des montants initialement facturés a eu lieu suite à une décision de la Commission des provisions nucléaires (CPN). Electrabel a comptabilisé une facture Pro Forma établie par Synatom le 31 décembre 2022.

48. Selon des informations fournies dans le rapport d'activité et états financiers consolidés annuels 2022 de Engie : « (...) Les provisions comptabilisées au 31 décembre 2022 prennent intégralement en compte les remarques et hypothèses retenues par la CPN. Toutefois, contestant certaines remarques de la CPN du fait de leur caractère exagérément conservateur ou inadapté techniquement, le Groupe a remis le 14 février 2023, conformément à la loi, une nouvelle proposition adaptée expliquant les raisons



pour lesquelles il considère qu'il ne peut leur être donné suite. La CPN rendra ensuite son avis définitif, le cas échéant, sous le contrôle juridictionnel de la Cour des marchés de Bruxelles.(...) »<sup>12</sup>

49. Comme expliqué dans la méthodologie, il est tenu compte de cette dernière adaptation de la CPN connue et comptabilisée, comme il ressort de l'aperçu du tableau 12 et du tableau 13.

Tableau 12 : Calcul du coût de l'aval (production)

Total des factures Synatom en €	Production de l'année N-1 en MWh	Coût de base (Cb) = coût révisé (Cr)
[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

Tableau 13: Calcul du coût de l'aval (coûts administratifs et financiers) et du coût révisé

Unité	Total des factures Synatom en €	Déduction de l'adaption en €	Coûts de l'année N-1 en € hors adaptation	Partie utilisation combustible			Adaptation partie utilisation combustible suite à révision de la provision			Partie utilisation combustible = Cav
				Coûts de l'année N-1 en € hors adaptation	Production de l'année N-1 en MWh	Coût par MWh	Révision de la provision	Production de l'année N-1 en MWh	Coût par MWh	
Doel 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Doel 4	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 2	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Total	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

Unité	Partie frais administratifs et financiers			Adaptation partie financière (ajustement provision) suite à révision provision			Partie frais administratifs et financiers = Cf	Cb (= Cav + Cf) : coût de base = coût révisé (Cr)
	Coûts de l'année N-1 en €	Production de l'année N-1 en MWh	Coût par MWh	Coûts de l'année N-1 en €	Production de l'année N-1 en MWh	Coût par MWh		
Total	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

<sup>12</sup> Rapport d'activités et états financiers consolidés annuels 2022 de Engie - Note 17 Provisions (p 157 et suivants) [https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2023-03/ENGIE\\_Rapport%20d%27activit%C3%A9%20et%20%C3%A9tats%20financiers%20consolid%C3%A9s%20annuels%202022.pdf](https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2023-03/ENGIE_Rapport%20d%27activit%C3%A9%20et%20%C3%A9tats%20financiers%20consolid%C3%A9s%20annuels%202022.pdf)

## 6.4. LES TARIFS D'INJECTION VARIABLES

### 6.4.1. Calcul conformément à la méthodologie

50. Les tarifs d'injection variables sont calculés en divisant le total des coûts historiques des trois années précédentes par la production de ces années. Electrabel a fourni l'aperçu suivant des coûts d'injection variables.

Tableau 14 : Calcul des coûts d'injection variables (sur la base des données d'Electrabel)

	Coûts historiques			Total
	N-3	N-2	N-1	
	2020	2021	2022	
<b>Coûts variables (en €)</b>				
Coûts d'injection	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Production de l'année (en MWh)	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coût par MWh	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

51. La CREG constate que le coût d'injection variable s'élève à [CONFIDENTIEL] en moyenne, tandis que les tarifs d'injection s'élèvent à 0,6169 €/MWh pour la période 2020-2023, conformément à la liste des tarifs<sup>13</sup> d'Elia Transmission Belgium. La CREG constate que les coûts historiques communiqués par Electrabel comprennent non seulement les tarifs d'injection variables mais aussi les coûts liés au prélèvement d'énergie ou pouvant être qualifiés de coûts fixes. La CREG ne retient pour cet élément de coût des coûts variables que les tarifs d'injection variables de 0,6169 €/MWh tels que définis dans la description des éléments de coût à la section 5. La partie restante des coûts rapportés est reprise comme élément des coûts fixes.

Tableau 15: Calcul des coûts d'injection variables

	N-3	N-2	N-1	Total
	2020	2021	2022	
<b>Coûts variables</b>				
Coûts d'injection (rapportés par Electrabel)	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Production de l'année (en MWh)	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coût par MWh	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coûts d'injection (calculés par la CREG)	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coût par MWh	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coûts acquittés auprès du gestionnaire de réseaux (prendre en charge dans les coûts fixes)	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

<sup>13</sup> Voir ici : <https://www.elia.be/fr/clients/facturation-et-tarifs>, tarifs 2020-2023, p. 9, tableau 10.

## 6.5. RÉSUMÉ DES COÛTS VARIABLES

52. Sur la base des chapitres précédents, le montant révisé des coûts variables est déterminé comme suit.

Tableau 16 : Calcul du coût de production variable révisé

	en €/MWh
a) Les charges liées au combustible nucléaire	[CONFIDENTIEL]
(i) amont du cycle	[CONFIDENTIEL]
(ii) frais de fabrication	[CONFIDENTIEL]
(iii) aval du cycle de combustible	[CONFIDENTIEL]
b) Les tarifs d'injection variables	[CONFIDENTIEL]
<b>Coût variable en MWh</b>	<b>[CONFIDENTIEL]</b>

## 7. ANALYSE DES COÛTS FIXES

### 7.1. COÛTS FIXES QUE L'EXPLOITANT NUCLEAIRE COMPTABILISE POUR 100 % DE QUOTE-PART

#### 7.1.1. Vue d'ensemble et étapes de la révision des coûts fixes comptabilisés à 100 % par l'exploitant nucléaire

53. Le chapitre 5.3.5 de la méthodologie décrit les différentes étapes permettant de transformer le coût historique en coût révisé. Comme la centrale de Doel 3 a été définitivement arrêtée le 30 septembre 2022, un *gross-up* doit avoir lieu dans la révision des coûts (cf. §37). Cela signifie que lors de la révision triennale de l'année 2022, les étapes suivantes sont mises en œuvre :

- contrôle des coûts historiques par la CREG et fixation des coûts provisoires  $C_{n,prelim}$  ;
- calcul du coût par année (*gross up*) en utilisant les facteurs de réduction du coût  $C_n$
- calcul du coût de base  $C_b$  sur la base des coûts par année à l'aide de l'indice des prix à la consommation du mois de janvier 2022 ;
- calcul de la moyenne pour déterminer le coût révisé  $C_r$

54. Les opérations mentionnées au paragraphe précédent sont effectuées pour les éléments de coût suivants.

Tableau 17 : Vue d'ensemble des coûts fixes comptabilisés à 100 % par l'exploitant nucléaire

	Coûts historiques		
	N-3	N-2	N-1
	2020	2021	2022
<b>Coûts fixes (en €)</b>			
<b>b) O&amp;M</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>c) Révisions</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>d) Grands travaux</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>e) Services supports</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>f) Assurances</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coûts des assurances	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Revenus des assurances			
<b>g) Coûts fixes de réseau</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Redevances et/ou tarifs d'injection fixes	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Revenus des services auxiliaires	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>h) Ondraf</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>i) Personnel</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>l) Taxes et contributions</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>m) Frais généraux des services centraux de l'exploitant nucléaire</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

## 7.1.2. Contrôle des coûts historiques

### 7.1.2.1. Résultats des contrôles réalisés

#### 7.1.2.1.1. Grands Travaux

55. La CREG constate que les coûts des grands travaux de 2020, 2021 et 2022 contiennent des coûts spécifiques à la préparation de l'arrêt de la centrale. Il ne s'agit pas de coûts « qui sont destinés à l'exploitation sûre des centrales nucléaires visés par les contributions de répartition, qui permettent la production d'électricité sources des marges de profitabilité » qui sont la base du calcul de ces contributions. Les critères de raisonnable de la méthodologie mentionnent « les coûts et investissements qui ne sont pas liés à l'exploitation des centrales nucléaires mais anticipent la période où la production d'électricité sera arrêtée définitivement, étant donné que ces coûts ne correspondent pas à la définition des coûts et que ces coûts ne sont pas liés au calcul de la marge bénéficiaire de l'année et doivent être imputés aux provisions nucléaires ». Ces coûts ne respectent pas non plus le principe suivant mentionné dans la section 5 de l'annexe : « Sont inclus les éléments récurrents. Pour les éléments de coûts non récurrents, les coûts représentatifs pour la période suivante seront déterminés ».

56. La CREG rejette dès lors un montant de [CONFIDENTIEL].

### 7.1.2.1.2. Services Supports

57. La CREG constate que des coûts du *cost receiver* [CONFIDENTIEL] de Services Support sont déjà repris dans le détail des coûts 'O&M – O&M support' et qu'il y a un double comptage de ces coûts. Un montant de [CONFIDENTIEL] pour 2021 et de [CONFIDENTIEL] pour 2022 sont donc rejetés sur base de la section 5 de l'annexe à la Loi: « Pas de double comptage (notamment entre rubriques) ».

### 7.1.2.1.3. Coûts des assurances

58. Lors de la vérification des coûts d'assurances de 2022, la CREG a constaté que le total ne reprend pas toutes les lignes du détail fourni. Le montant de 2022 doit donc être diminué de [CONFIDENTIEL].

### 7.1.2.1.4. Les redevances fixes et/ou les tarifs d'injection payés au gestionnaire de réseau de transport d'électricité

59. Comme mentionné au chapitre 6.4, une partie des tarifs d'injection tels que communiqués par Electrabel n'est pas retenue comme tarifs d'injection variables mais considérée comme un élément de coût fixe. Les coûts fixes sont augmentés selon le calcul selon le tableau 15.

### 7.1.2.2. Définition des coûts préliminaires

60. Le tableau 18 ci-dessous fournit un aperçu des coûts historiques, des corrections apportées et des coûts préliminaires.

Tableau 18 : Aperçu des coûts historiques, des corrections apportées et des coûts préliminaires

	Coûts historiques			Correction des coûts historiques			Coûts préliminaires		
	N-3 2020	N-2 2021	N-1 2022	N-3 2020	N-2 2021	N-1 2022	N-3 2020	N-2 2021	N-1 2022
<b>Coûts fixes (en €)</b>									
<b>b) O&amp;M</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>c) Révisions</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>d) Grands travaux</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>e) Services supports</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>f) Assurances</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coûts des assurances	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Revenus des assurances	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>g) Coûts fixes de réseau</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Redevances et/ou tarifs d'injection fixes	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Revenus des services auxiliaires	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>h) Ondraf</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>i) Personnel</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>l) Taxes et contributions</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>m) Frais généraux des services centraux de l'exploitant nucléaire</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

### 7.1.3. Calcul du coût par année (*gross-up*) en utilisant les facteurs de réduction de coûts (C<sub>n</sub>)

61. Le calcul du coût par année C<sub>n</sub> se fait sur la base des coûts repris au tableau 18 et des facteurs de réduction repris au tableau 4.

Tableau 19 : Calcul du coût par année C<sub>n</sub>

	Coûts préliminaires			Calcul du coût par année ( <i>gross up</i> )		
	N-3	N-2	N-1	N-3	N-2	N-1
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
facteur de réduction de l'année (Coef <sub>n</sub> )				100%	100%	94,96%
<b>Coûts fixes (en €)</b>						
<b>b) O&amp;M</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>c) Révisions</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>d) Grands travaux</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>e) Services supports</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>f) Assurances</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coûts des assurances	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Revenus des assurances	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>g) Coûts fixes de réseau</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Redevances et/ou tarifs d'injection fixes	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Revenus des services auxiliaires	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>h) Ondraf</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>i) Personnel</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>l) Taxes et contributions</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>m) Frais généraux des services centraux de l'exploitant nucléaire</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

#### 7.1.4. Calcul du coût de base $C_b$ sur la base de l'indice des prix à la consommation de janvier 2022

62. Le calcul du coût de base  $C_b$  se fait sur la base des coûts repris au tableau 19 et des index repris au tableau 5.

Tableau 20 : Calcul du coût de base  $C_b$

	Calcul du coût par année (gross up)			Elements du coût de base calculé sur la base du IPC de janvier 2022			Total coût de base
	N-3	N-2	N-1	N-3	N-2	N-1	2023-2025
	2020	2021	2022	2020	2021	2022	
indice des prix à la consommation (IPC)				109,69	109,97	118,32	
<b>Coûts fixes (en €)</b>							
<b>b) O&amp;M</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>c) Révisions</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>d) Grands travaux</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>e) Services supports</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>f) Assurances</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coûts des assurances	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Revenus des assurances	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>g) Coûts fixes de réseau</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Redevances et/ou tarifs d'injection fixes	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Revenus des services auxiliaires	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>h) Ondraf</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>i) Personnel</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>l) Taxes et contributions</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>m) Frais généraux des services centraux de l'exploitant nucléaire</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

### 7.1.5. Calcul du coût révisé $C_r$

63. Le coût révisé  $C_r$  est la moyenne du coût de base  $C_b$  calculé sur la base de la période de référence de trois ans.

Tableau 21 : Calcul du coût révisé  $C_r$

	Total coût de base	Coût révisé
	2023-2025	2023
<b>Coûts fixes (en €)</b>		
b) O&M	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
c) Révisions	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
d) Grands travaux	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
e) Services supports	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
f) Assurances	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coûts des assurances	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Revenus des assurances	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
g) Coûts fixes de réseau	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Redevances et/ou tarifs d'injection fixes	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Revenus des services auxiliaires	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
h) Ondraf	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
i) Personnel	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
l) Taxes et contributions	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
m) Frais généraux des services centraux de l'exploitant nucléaire	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

## 7.2. LES COÛTS FIXES COMPLÉMENTAIRES DE LA SOCIÉTÉ VISÉE À L'ARTICLE 24, § 1 DE LA LOI DU 11 AVRIL 2003

### 7.2.1. Aperçu et étapes de la révision des coûts fixes de la société visée à l'article 24, § 1 de la loi du 11 avril 2003

64. Il s'agit des frais généraux supportés par Luminus pour la gestion des contrats nucléaires. Les mêmes ajustements que ceux mentionnés au § 53 sont effectués pour ces coûts.



Tableau 22 : Aperçu des coûts fixes supplémentaires de Luminus

Coûts fixes (en €)	Coûts historiques		
	N-3	N-2	N-1
	2020	2021	2022
m2) Les frais généraux des sociétés visées à l'article 24 § 1	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

### 7.2.2. Contrôle des coûts historiques

65. Après vérification par la CREG, aucun coût n'est ajusté.

### 7.2.3. Calcul du coût par année $C_n$ (gross-up) en utilisant les facteurs de réduction de coûts

66. Le calcul du coût par année  $C_n$  se fait sur la base des coûts repris au tableau 22 et des facteurs de réduction repris au tableau 4.

Tableau 23 : Calcul du coût par année  $C_n$

Coûts fixes (en €)	Coûts préliminaires			Calcul du coût par année (gross up)		
	N-3	N-2	N-1	N-3	N-2	N-1
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
facteur de réduction de l'année (Coefn)				100%	100%	94,96%
m2) Les frais généraux des sociétés visées à l'article 24 § 1	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

### 7.2.4. Calcul du coût de base $C_b$ sur la base de l'indice des prix à la consommation de janvier 2022

67. Le calcul du coût de base  $C_b$  se fait sur la base des coûts repris au tableau 23 et des index repris au tableau 5.

Tableau 24 : Calcul du coût de base  $C_b$

Coûts fixes (en €)	Calcul du coût par année (gross up)			Elements du coût de base calculé sur la base du IPC de janvier 2022			Total coût de base 2023-2025
	N-3	N-2	N-1	N-3	N-2	N-1	
	2020	2021	2022	2020	2021	2022	
Indice des prix à la consommation (IPC)				109,69	109,97	118,32	
m2) Les frais généraux des sociétés visées à l'article 24 § 1	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

## 7.2.5. Calcul du coût révisé $C_r$

68. Le coût révisé  $C_r$  est la moyenne du coût de base  $C_b$  calculé sur la base de la période de référence de trois ans.

Tableau 25 : Calcul du coût révisé  $C_r$

	Total coût de base	coût révisé
	2023-2025	2023
<b>Coûts fixes (en €)</b>		
m2) Les frais généraux des sociétés visées à l'article 24 § 1	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

## 7.3. COÛTS FIXES QUE L'EXPLOITANT NUCLEAIRE COMPTABILISE POUR 89,81 % DE QUOTE-PART

### 7.3.1. Vue d'ensemble et étapes de la révision des coûts fixes comptabilisés à 89,81 % par l'exploitant nucléaire

69. Le chapitre 5.3.7 de la méthodologie décrit les différentes étapes permettant de transformer le coût historique en coût révisé. Comme la centrale de Doel 3 a été définitivement arrêtée le 30 septembre 2022, un *gross-up* doit avoir lieu dans la révision des coûts (cf. § 37). Cela signifie que lors de la révision triennale de l'année 2023, les étapes suivantes sont mises en œuvre :

- contrôle des coûts historiques par la CREG et fixation des coûts préliminaires,  $C_{n,prelim}$  ;
- calcul du coût de détention  $C_d$  ;
- calcul du coût par année  $C_n$  (*gross up*) en utilisant les facteurs de réduction du coût ;
- calcul du coût de base  $C_b$  sur la base des coûts par année sur la base de l'indice des prix à la consommation du mois de janvier 2022 ;
- calcul de la moyenne pour déterminer le coût révisé  $C_r$ .

70. Les opérations mentionnées au paragraphe précédent sont effectuées pour les éléments de coût suivants comptabilisés à 89,81 % par l'exploitant nucléaire.

Tableau 26 : Vue d'ensemble des coûts fixes comptabilisés à 89,81 % par l'exploitant nucléaire

	Coûts historiques		
	N-3	N-2	N-1
	2020	2021	2022
<b>Coûts fixes (en €)</b>			
a) Coûts d'achat d'énergie	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
j) Amortissements	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
k) Provisions	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

71. Les chapitres 7.3.2 au 7.3.6 traitent les « coûts d'achat de l'énergie » et des variations des provisions pour risques et coûts. Le calcul du coût révisé des amortissements est effectué afin de tenir compte du calcul spécifique<sup>14</sup> au chapitre 7.3.7.

### 7.3.2. Contrôle des coûts historiques d'achat de l'énergie et des variations des provisions pour les risques et les coûts

72. La CREG constate que les coûts d'achat d'énergie comprennent pour l'année 2022 les coûts d'achat d'énergie pour la centrale de Doel 3 du 24 au 30 septembre 2022 pour un montant de 1.008.595 € parce que la centrale a définitivement été mise à l'arrêt avant la date de la mise à l'arrêt légale. Cette mise à l'arrêt a engendré des coûts d'achat d'énergie. La CREG n'accepte pas les coûts de la période du 24 au 30 septembre 2022 sur la base suivante :

- Ces coûts ne respectent pas le principe suivant mentionné dans la section 5 de l'annexe à la Loi : « Sont inclus les éléments récurrents. Pour les éléments de coûts non récurrents, les coûts représentatifs pour la période suivante seront déterminés » et « Les coûts excluent ceux des centrales ayant définitivement cessé de produire de l'électricité. »

73. Suite à des questions de la CREG sur les mouvements des provisions, Electrabel s'est rendu compte qu'elle avait utilisé un mauvais ratio pour le calcul des provisions. Electrabel a demandé s'il était possible de corriger le montant des provisions introduit en mars 2023. Le mouvement des provisions est de [CONFIDENTIEL] au lieu de [CONFIDENTIEL] .

74. Le tableau 27 ci-dessous fournit un aperçu des coûts historiques, des corrections apportées et des coûts préliminaires.

Tableau 27 : Aperçu des coûts historiques, des corrections apportées et des coûts préliminaires

	Coûts historiques			correction des coûts historiques			Coûts préliminaires		
	N-3	N-2	N-1	N-3	N-2	N-1	N-3	N-2	N-1
	2020	2021	2022	2020	2021	2022	2020	2021	2022
<b>Coûts fixes (en €)</b>									
a) Coûts d'achat d'énergie	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
k) Provisions	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

### 7.3.3. Calcul du coût de détention $C_d$ pour les coûts d'achat de l'énergie et les variations des provisions pour les risques et les coûts

75. Le calcul du coût de détention s'effectue en ramenant à une base de 100 % les coûts provisoires de l'exploitant nucléaire qui a une part de production de 89,81 %. Le calcul est présenté au tableau 28.

Tableau 28 : Calcul du coût de détention

	Coûts préliminaires			Coût de détention		
	N-3	N-2	N-1	N-3	N-2	N-1
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
part dans la production	89,81%	89,81%	89,81%			
<b>Coûts fixes (en €)</b>						
a) Coûts d'achat d'énergie	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
k) Provisions	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

<sup>14</sup>Voir chapitre 5.3.7.2 'Amortissements' de la méthodologie

### 7.3.4. Calcul du coût par année $C_n$ (gross-up) en utilisant les facteurs de réduction de coûts

76. Le calcul du coût par année  $C_n$  se fait sur la base des coûts repris au tableau 28 et les facteurs de réduction repris au tableau 4.

Tableau 29 : Calcul du coût par année  $C_n$

	Coût de détention			Calcul du coût par année (gross up)		
	N-3	N-2	N-1	N-3	N-2	N-1
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
facteur de réduction de l'année (Coefn)				100%	100%	94,96%
<b>Coûts fixes (en €)</b>						
a) Coûts d'achat d'énergie	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
k) Provisions	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

### 7.3.5. Calcul du coût de base $C_b$ sur la base de l'indice des prix à la consommation de janvier 2022

77. Le calcul du coût de base  $C_b$  se fait sur la base des coûts repris au tableau 29 et des index repris au tableau 5

Tableau 30 : Calcul du coût de base  $C_b$

	Calcul du coût par année (gross up)			Elements du coût de base calculé sur la base du IPC de janvier 2022			Total coût de base
	N-3	N-2	N-1	N-3	N-2	N-1	2023-2025
	2020	2021	2022	2020	2021	2022	
Indice des prix à la consommation (IPC)				109,69	109,97	118,32	
<b>Coûts fixes (en €)</b>							
a) Coûts d'achat d'énergie	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
k) Provisions	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

### 7.3.6. Calcul du coût révisé $C_r$ pour les coûts d'achat de l'énergie et les variations des provisions pour les risques et les coûts

78. Le coût révisé  $C_r$  est la moyenne du coût de base  $C_b$  calculé sur la base de la période de référence de trois ans.

Tableau 31 : Calcul du coût révisé  $C_r$

	Total coût de base	Coût révisé
	2023-2025	2023
<b>Coûts fixes (en €)</b>		
a) Coûts d'achat d'énergie	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
k) Provisions	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

### 7.3.7. Contrôle des amortissements relatifs aux immobilisations corporelles

79. Conformément à la méthodologie, le calcul des amortissements est basé sur les amortissements réels pour l'année N- 1 et la valeur comptable nette au 31/12/N -1. Ce calcul prend non seulement en compte la base d'amortissement d'Electrabel, mais tient également compte de l'augmentation de la base d'amortissement de Luminus en raison de l'achat de 250 MW dans le cadre de la Pax Electrica II.

#### 7.3.7.1. Calcul du coût annuel ' Amort Inv ' d'Electrabel<sup>15</sup>

80. Le tableau 32 présente un aperçu des données relatives au calcul des amortissements tel qu'il ressort du modèle de rapport d'Electrabel :

Tableau 32 : Données Electrabel pour le calcul des amortissements

Unité	Amortissements et réduction de valeur pour l'année 2022	Valeur nette comptable au 31 décembre 2022
Doel 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Doel 4	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 2	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Total	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

Les données du tableau 32 concernent les 4 centrales pour leur part dans la production à hauteur de 89,81 %.

81. La CREG constate que Electrabel a amorti tous les actifs de la centrale de Doel 3 (qui est mise à l'arrêt suivant les dispositions légales) mais a également comptabilisé une réduction de valeur (aussi appelé '*impairment*' ) sur tous les actifs de Tihange 2 qui mène à une valeur nette comptable de zéro à la fin 2022. La centrale de Tihange 2 a été mise à l'arrêt le 31 janvier 2023.

Après contrôle par la CREG, les données d'Electrabel sont corrigées avec les éléments suivants :

- Dans la décision (B)2078 relative à la fixation des coûts, des investissements étaient rejetés parce qu'ils anticipaient une (éventuelle) prolongation de (certaines) centrales et qui n'étaient pas liés à l'exploitation des centrales nucléaires. Les investissements réalisés dans le cadre d'une éventuelle prolongation durant la période précédant la date d'arrêt définitif sont rejetés conformément aux critères de raisonnabilité énoncés dans la méthodologie<sup>16</sup>. Après vérification, la valeur comptable nette de ces investissements est de [CONFIDENTIEL] au 31 décembre 2022 et des amortissements de [CONFIDENTIEL] en 2022.
- Rejet du montant de l'*impairment* sur l'actif 'Spent Fuel and Seismic PSA' qui « est relatif à différents communs dont une partie est affectée à Tihange 2 » tandis « qu'il devrait être réparti sur les assets concernés et pour lequel Electrabel fera sa répartition dans la comptabilité en 2023 ». La CREG rejette l'*impairment* de [CONFIDENTIEL] sur les bases

<sup>15</sup> Voir : chapitre 5.3.7.2.1. de la méthodologie

<sup>16</sup> Voir : § 74 de la décision (B)2078 relative à la fixation des coûts : rejet d'une valeur nette comptable de [CONFIDENTIEL]

suivantes : les coûts pris en compte ne sont pas destinés aux centrales visées et l'absence de l'utilisation d'une clé de répartition. La CREG accepte un *impairment* sur la base de 5 unités donc de [CONFIDENTIEL] et augmente la valeur nette comptable de Doel 4 et Tihange 3 avec leur part dans cet actif.

- Rejet d'un montant de l'*impairment* sur l'actif 'STABILITÉ SOL POUR TRANSFER COMB USE' parce qu'une partie de cet actif est récupérée par l'actif 'RECUP - STABILITE SOL TFT COMB USE' et que ce montant n'est pas déduit. La CREG corrige l'*impairment* de [CONFIDENTIEL] et augmente la valeur nette comptable pour ce même montant.
- Rejet du montant de l'*impairment* sur les terrains de Doel 3 et Tihange 2 parce que ces coûts ne sont pas liés à l'exploitation des centrales mais proviennent d'une volonté de l'exploitant nucléaire de mettre la valeur comptable à zéro. Après l'arrêt des centrales l'exploitant pourra encore faire usage des terrains et/ou les vendre. La CREG rejette donc un montant de '*impairment*' de [CONFIDENTIEL].
- Ajustement de la valeur comptable nette totale avec la valeur des terrains car aucun amortissement n'est calculé sur ces terrains. La valeur nette comptable des terrains des centrales Doel 4 et Tihange 3 s'élève donc à [CONFIDENTIEL].

Suite à ces corrections, les données du tableau 32 évoluent comme suit.

Tableau 33 : Données relatives au calcul des amortissements après correction de la CREG

Unité	Amortissements et réduction de valeur pour l'année 2022	Valeur nette comptable au 31 décembre 2022
Doel 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Doel 4	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 2	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Total	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

82. Afin d'éviter un double comptage des amortissements d'Electrabel et des amortissements Pax Electrica II (ci-après également dénommés PEII) de Luminus, une distinction est établie entre la valeur d'acquisition des investissements avant la date de vente de 250 MW à Luminus et la valeur d'acquisition des investissements après la date de vente de 250 MW à Luminus.

83. En 2009, Luminus a acheté à Electrabel une capacité de production de 250 MW, faisant ainsi passer la quote-part de production de Luminus de 4 % à 10,193 %. Comme expliqué au chapitre 7.3.7.2, les amortissements sur cette acquisition de 250 MW sont repris dans les amortissements corrigés de Luminus Pax Electrica II. Les amortissements de Luminus Pax Electrica II sont ajoutés parce que Luminus a payé un supplément de prix pour l'acquisition de 250 MW. Étant donné qu'il n'est pas possible de faire une distinction dans cette valeur d'acquisition de Luminus entre le supplément de prix payé et la valeur d'acquisition initiale d'Electrabel, la correction est effectuée sur la base d'un calcul des investissements d'Electrabel.

Sur la base de la description des investissements dans le tableau d'amortissements, la CREG a procédé à la ventilation suivante et a calculé les amortissements par catégorie pour les années N-1, N et N+1.

Tableau 34 : Calcul du coût d'amortissement annuel

Unité	Amortissements et réduction de valeur pour l'année 2022 (= Amort Inv <sub>i, N-1</sub> )	Valeur nette comptable au 31 décembre 2022	Date de mise à l'arrêt définitive	Years <sub>i, N</sub> = nombre d'années à partir du 1/1/2023-date de la mise à l'arrêt définitive	Amort Inv <sub>i, N</sub>	Amort Inv <sub>i, N+1</sub>
<b>Investissements durant la période avant PEII</b>						
Doel 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/10/2022	0,00	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Doel 4	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/07/2025	2,50	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 2	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/02/2023	0,08	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/09/2025	2,67	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>Total</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]			[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>Investissements de la période après PEII</b>						
Doel 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/10/2022	0,00	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Doel 4	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/07/2025	2,50	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 2	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/02/2023	0,08	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/09/2025	2,67	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>Total</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]			[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>Total investissements</b>						
Doel 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/10/2022	0,00	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Doel 4	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/07/2025	2,50	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 2	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/02/2023	0,08	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/09/2025	2,67	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>Total</b>	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]			[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

84. Les amortissements annuels pour les années N-1, N et N+1 sont ensuite calculés pour la quote-part de production d'Electrabel. Le calcul du coût de détention est d'abord effectué à 100 % pour les investissements PEII, et est ensuite diminué de 6,19 % de cette valeur de 100 %. En effet, les amortissements de Luminus Pax Electrica II incluent déjà ces 6,19 % des investissements. Les investissements dans la période post-PEII sont calculés à 100 % sur la base du coefficient de détention de 89,81 %.

Tableau 35 : Calcul pour une base de coûts de la quote-part de production EBL (C<sub>d</sub>)

<b>Investissements avant PEII</b>		Amort Inv I, N-1	Amort Inv I, N	Amort Inv I, N+1	Total
Investissement original	89,81%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Calcul du coût de détention	100%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Correction partie PEII	-6,19%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Coût ajusté part de détention		[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>Investissements après PEII</b>		Amort Inv I, N-1	Amort Inv I, N	Amort Inv I, N+1	Total
Investissement original	89,81%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Calcul du coût de détention	100%	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>Total</b>					[CONFIDENTIEL]

### 7.3.7.2. Calcul des amortissements corrigés de Luminus dans le cadre de la Pax Electrica II

85. Dans son modèle de rapport, Luminus a fourni les informations suivantes sur les amortissements supplémentaires dans le cadre de la Pax Electrica II. Une distinction a été faite entre les valeurs avec et sans coûts d'acquisition supplémentaires.

Tableau 36 : Aperçu des investissements de Luminus dans le cadre de la Pax Electrica II

Unité	Amortissements et réduction de valeur pour l'année 2022	Valeur nette comptable au 31 décembre 2022	Amortissements et réduction de valeur pour l'année 2022 (sans coûts)	Valeur nette comptable au 31 décembre 2022 (sans coûts)
Doel 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Doel 4	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 2	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Total	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

86. Après contrôle, la CREG a ajusté la valeur comptable nette en réduisant le montant de la valeur des terrains non amortis.

Tableau 37 : Données relatives au calcul des amortissements après correction de la CREG

Unité	Amortissements et réduction de valeur pour l'année 2022 (sans coûts)	Valeur nette comptable au 31 décembre 2022 (sans coûts)
Doel 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Doel 4	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 2	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Total	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

87. Sur la base de ces données, les amortissements pour la Pax Electrica II sont calculés comme suit :

Tableau 38: Calcul des amortissements Pax Electrica II

Unité	Amortissements et réduction de valeur pour l'année 2022 (= Amort Inv, i, N-1)	Valeur nette comptable au 31 décembre 2022	Date de la mise à l'arrêt définitive	Years i, N = nombre d'années à partir du 1/1/2023-date de mise à l'arrêt définitive	Amort Inv i, N	Amort Inv i, N+1	Total Amort Inv i, N-1, N, N+1
Investissements Luminus Pax Electrica II							
Doel 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/10/2022	0,00	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Doel 4	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/07/2025	2,50	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 2	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/02/2023	0,08	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Tihange 3	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	1/09/2025	2,67	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Total	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]			[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

### 7.3.7.3. Calcul du coût par année

88. Le calcul du coût par année ramène les coûts d'amortissements ( $CA_{\text{mort},n}$ ) de chaque année à un coût pour 4 centrales en utilisant les facteurs de réduction de coûts. Étant donné que les coûts sont calculés sur la base de l'amortissement réel de l'année 2022 et la valeur nette comptable au 31 décembre 2022 pour déterminer le coût Amort N et Amort N+1, les facteurs de réduction pour les années 2022, 2023 et 2024 sont utilisés. Les facteurs de réduction pour les années 2022, 2023 et 2024 sont calculés comme suit :



Tableau 39 : Calcul des facteurs de réduction pour les amortissements pour les années 2022,2023 et 2024

Facteur de réduction des coûts fixes	2022	2023	2024
nombre de jours 4 centrales	273	0	0
nombre de jours 3 centrales	92	31	0
nombre de jours 2 centrales	0	334	366
nombre de jours	365	365	366
facteur de réduction 4 unités	100%	100%	100%
facteur de réduction 3 unités	80%	80%	80%
facteur de réduction 2 unités	60%	60%	60%
<b>facteur de réduction de l'année</b>	<b>94,96%</b>	<b>61,70%</b>	<b>60,00%</b>

89. Le calcul du coût par année se fait sur la base des tableaux 38 et 39.

Tableau 40 : Calcul du coût par année

Description	Amortissements et réduction de valeur pour l'année 2022 (= Amort Inv, i, N-1)	Amort Inv i, N	Amort Inv i, N+1	Total Amort Inv i, N-1, N, N+1
Coût de détention quote-part de la production EBL (Cd)	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Amortissements corrigés Luminus Pax Electrica II	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
Total des amortissements 4 centrales, 3 années	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]
<b>Coef n</b>	<b>94,96%</b>	<b>61,70%</b>	<b>60,00%</b>	
Calcul du coût par année	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

90. Suivant le § 156 de la méthodologie le coût de base est égal au calcul du coût par année.

#### 7.3.7.4. Calcul du coût révisé

91. Le coût révisé  $C_r$  est la moyenne du coût de base  $C_b$  calculé sur la base de la période de référence de trois ans.

Tableau 41 : Calcul du coût révisé  $C_r$

	Coût par année	Coût révisé
	2023-2025	2023
<b>Coût de base = coût par année</b>		
Total des amortissements 4 centrales, 3 années	[CONFIDENTIEL]	[CONFIDENTIEL]

## 7.4. RÉSUMÉ DES COÛTS FIXES

92. Le tableau suivant résume les coûts fixes révisés tels qu'ils ont été analysés aux chapitres 7.1 à 7.3. Les coûts révisés sont calculés avec les facteurs de réduction et sur la base de l'indice des prix à la consommation du mois de janvier 2022 et concernent l'exploitation de quatre centrales.

Tableau 42: Aperçu des coûts fixes révisés

	Coûts révisés
	2023
<b>Coûts fixes (en €)</b>	
a) Coûts d'achat d'énergie	[CONFIDENTIEL]
b) O&M	[CONFIDENTIEL]
c) Révisions	[CONFIDENTIEL]
d) Grands travaux	[CONFIDENTIEL]
e) Services supports	[CONFIDENTIEL]
f) Assurances	[CONFIDENTIEL]
Coûts des assurances	[CONFIDENTIEL]
Revenus des assurances	[CONFIDENTIEL]
g) Coûts fixes de réseau	[CONFIDENTIEL]
Redevances et/ou tarifs d'injection fixes	[CONFIDENTIEL]
Revenus des services auxiliaires	[CONFIDENTIEL]
h) Ondraf	[CONFIDENTIEL]
i) Personnel	[CONFIDENTIEL]
j) Amortissements	[CONFIDENTIEL]
k) Provisions	[CONFIDENTIEL]
l) Taxes et contributions	[CONFIDENTIEL]
m) Frais généraux des services centraux de l'exploitant nucléaire	[CONFIDENTIEL]
m2) Les frais généraux des sociétés visées à l'article 24 § 1	[CONFIDENTIEL]
<b>Total coûts fixes pour 4 unités</b>	[CONFIDENTIEL]

## 8. CONCLUSION

Vu l'article 14, § 8, alinéas 23 et 25 de la loi du 11 avril 2003 sur la contribution de répartition ;

Vu la décision (B)1964 du 30 janvier 2020 contenant la méthodologie pour la détermination des coûts fixes et variables des centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) pendant la période 2020 à 2026 ;

Vu la décision (B)2066 du 2 avril 2020 modifiant la décision (B)1964 contenant la méthodologie pour la détermination des coûts fixes et variables des centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) pendant la période 2020 à 2026 ;

Considérant que les exploitants visés à l'article 2, 5°, et les sociétés visées à l'article 24, § 1<sup>er</sup>, de la loi du 11 avril 2003 sur la contribution de répartition ont communiqué, conformément à l'article 14, § 8, alinéa 27, de la loi précitée, les coûts annuels effectifs des années précédentes ;

Considérant que, conformément à l'article 14, § 8, alinéa 23 de la loi du 11 avril 2003, la CREG a contrôlé les coûts fixes et variables visés à la section 5 de l'annexe à cette loi et a procédé à la révision triennale des coûts fixes et variables pour les années 2023 à 2025 ;

Considérant que cette révision triennale s'est effectuée selon la méthodologie pour la détermination des coûts fixes et variables des centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) pendant la période 2020 à 2026 ;

Considérant que la base des coûts variables et fixes a été calculée conformément aux dispositions (légal) susmentionnées et que ces valeurs ne peuvent pas être utilisés à d'autres fins ;

La CREG décide que, sur la base du contrôle qu'elle a effectué, les coûts pour la période triennale 2023-2025 sont fixés comme suit :

- les coûts variables s'élèvent à 11,3581 €/MWh
- les coûts fixes s'élèvent à 936.084.681 € par an sur la base de l'indice des prix à la consommation du mois de janvier 2022 et pour l'exploitation de quatre centrales nucléaires.

///

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