

Décision

(B)658E/62
7 novembre 2019

Décision relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée introduite par la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2020-2023

Articles 12, § 7, et 23, § 2, alinéa 2, 14° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et 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

Version non-confidentielle

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION	4
LEXIQUE EXPLICATIF	5
1. FONDEMENT JURIDIQUE	6
2. ANTECEDENTS.....	6
3. CONSULTATION PREALABLE	7
4. REVENU TOTAL PROPOSE	7
4.1. Proposition tarifaire introduite le 10 mai 2019	7
4.2. Proposition tarifaire adaptée introduite en octobre 2019	9
5. PROGRAMME DE contrôle DE LA CREG	11
6. CONSTATS DE LA CREG	13
6.1. Rappel des coûts budgétés et observés depuis 2012	13
6.2. Examen de l'exhaustivité de la proposition tarifaire	14
6.2.1. Nemolink	14
6.2.2. Transfert de propriété du réseau 70 kV de Nethys.....	15
6.2.3. Coûts et récupérations liés aux OSP et surcharges	16
6.3. Examen des principales hypothèses posées	16
6.3.1. Inflation	16
6.3.2. Programme d'investissement	16
6.4. Examen de la scission correcte entre les activités régulées en Belgique et les activités non-régulées en Belgique du GRT et de l'absence de subsides croisés entre ces deux catégories d'activités	17
6.5. Examen des coûts gérables.....	17
6.5.1. Coûts pour rémunérations, charges sociales et assurance groupe	17
6.5.2. Charges pour l'acquisition des biens et des services pour la gestion de l'infrastructure, du système, des télécoms, des activités informatiques et des primes d'assurance.....	19
6.5.3. Produits en réduction des coûts gérables.....	20
6.6. Examen des coûts non-gérables	22
6.6.1. Correction des comptes régulatoires de la période précédente	22
6.6.2. Utilisation des services auxiliaires.....	22
6.6.3. Charges de pension	23
6.6.4. Autres impôts et taxes	24
6.6.5. Charges et produits financiers	24
6.6.6. Coûts de l'interconnexion	25
6.6.7. Impôts des sociétés.....	25

6.7.	Examen des coûts influençables	25
6.7.1.	Acquisition de la réservation R1 et pénalités R1 (FCR)	25
6.7.2.	Acquisition de la réservation R2 et pénalités R2 (aFRR)	25
6.7.3.	Acquisition de la réservation R3 et pénalités R3 (mFRR)	26
6.7.4.	Compensation des pertes actives sur les réseaux régionaux.....	26
6.8.	Examen de la rémunération totale des activités régulées en Belgique.....	26
6.8.1.	Calcul de la marge équitable nette	26
6.8.2.	Incitants.....	28
6.9.	Examen des volumes de puissance et d'énergie pris en compte	29
6.9.1.	Prise en compte du (CONFIDENTIEL)	29
6.9.2.	Exonération des tarifs de transport pour certaines installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport	30
6.10.	Examen de la structure tarifaire, des tarifs et des modalités tarifaires proposés.....	30
6.10.1.	Structure tarifaire proposée.....	30
6.10.2.	Tarifs de transport proposés.....	31
6.10.3.	Evolution des tarifs de transport proposés.....	31
6.11.	Examen des OSP, taxes et surcharges.....	32
6.11.1.	Obligations de Service Public	32
6.11.2.	Surcharges	37
7.	RESERVE GENERALE	38
8.	DISPOSITIF.....	39
	ANNEXE 1.....	41
	ANNEXE 2.....	43
	ANNEXE 3.....	43

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) examine ci-après la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée 2020-2023 pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, telle que celle-ci a été introduite en octobre 2019 par Elia System Operator SA.

Outre la table des matières, la présente introduction et le lexique explicatif, la décision se décline en huit parties :

- 1) la première partie contient le fondement juridique sur lequel la CREG se base pour prendre cette décision ;
- 2) le déroulement de la procédure suivie est décrit dans la deuxième partie ;
- 3) les éléments de la consultation sont abordés dans la troisième partie ;
- 4) le revenu total proposé est présenté dans la quatrième partie ;
- 5) le programme de contrôle de la CREG est présenté dans la cinquième partie ;
- 6) les constats posés par la CREG dans le cadre de ses contrôles sont exposés dans la sixième partie ;
- 7) une réserve générale est formulée dans la septième partie ;
- 8) le dispositif de cette décision est formulé dans la dernière partie.

Le comité de direction de la CREG a adopté cette décision lors de sa réunion du 7 novembre 2019.

LEXIQUE EXPLICATIF

« **Loi électricité** » : la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, telle que modifiée.

« **Accord de procédure** » : l'accord signé par Elia et la CREG le 6 février 2018, relatif aux procédures d'adoption de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport et d'approbation des propositions tarifaires et de modification des tarifs et des surcharges tarifaires¹.

« **CREG** » : la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz désignée en application de l'article 23 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

« **Elia** » : Elia System Operator SA qui, à compter du 17 septembre 2002, a été désignée gestionnaire au niveau fédéral du réseau de transport dans l'article 10, § 1, de la loi du 29 avril 1999. Par l'arrêté ministériel du 6 mai 2019, sa désignation en tant que gestionnaire au niveau fédéral a été renouvelée pour une période de 20 ans à partir du 17 septembre 2022. Elia System Operator SA dispose également des licences nécessaires des trois régions pour les réseaux d'électricité d'une tension entre 30 kV et 70 kV. Tous les réseaux d'électricité qu'elle gère ont de ce fait une fonction de transport.

« **GRT** » : le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, à savoir Elia ou toute autre personne morale venant aux droits et obligations d'Elia et ayant été désignée gestionnaire du réseau de transport d'électricité en lieu et place d'Elia.

« **Méthodologie tarifaire** » : la méthodologie visée à l'article 12, § 2, de la loi électricité et établie par la CREG par son arrêté 1109/10 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période 2020-2023².

« **Modèle de rapport** » : les tableaux et directives visés en annexe 1 de la méthodologie tarifaire qui ont pour objectif de rationaliser les communications d'ordre tarifaire entre le GRT et la CREG.

« **Proposition tarifaire** » : l'ensemble des documents visés à l'article 12, § 6 de la loi électricité et à l'article 13 de l'Accord de procédure. Ainsi, la proposition tarifaire comprend le revenu total estimé, tous les tarifs soumis à l'approbation de la CREG (à savoir, d'une part, les tarifs de transport et, d'autre part, les tarifs et surcharges pour obligations de service public) et toutes autres informations nécessaires pour contrôler et évaluer les deux éléments susmentionnés. Dans le cadre de la procédure d'approbation des tarifs 2020-2023, la proposition tarifaire correspond aux documents introduits le 10 mai 2019 par Elia.

« **Proposition tarifaire adaptée** » : la proposition tarifaire visée à l'article 15 de l'Accord de procédure. Dans le cadre de la procédure d'approbation des tarifs 2020-2023, la proposition tarifaire adaptée correspond aux documents introduits en octobre 2019 par Elia.

« **Période régulatoire** » : la période de quatre exercices d'exploitation successifs visé par la proposition tarifaire.

« **Rapport tarifaire adapté 2018** » : le rapport tarifaire adapté soumis par Elia (deuxième version du 24 juin 2019) sur lequel la CREG a pris une décision d'approbation le 18 juillet 2019³.

¹ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Tarifs/Elia/Methodo20-23/20180206-Accord-Elia.pdf>

² <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/Z1109-10FR.pdf>

³ CREG, Décision (B)658E/61 relative à la demande d'approbation du rapport tarifaire incluant les soldes introduit par la SA Elia System Operator concernant l'exercice d'exploitation 2018, 16 juillet 2019

1. FONDEMENT JURIDIQUE

1. L'article 12, § 6, de la loi électricité dispose que le gestionnaire du réseau établit la proposition tarifaire dans le respect de la méthodologie tarifaire établie par la commission et introduit celle-ci dans le respect de la procédure d'introduction et d'approbation des tarifs.
2. L'article 12, § 7, de la loi électricité prévoit que la commission examine la proposition tarifaire, décide de l'approbation de celle-ci et communique sa décision motivée au gestionnaire dans le respect de la procédure d'introduction et d'approbation des tarifs.
3. L'article 12, § 8, prévoit que cette procédure d'introduction et d'approbation des tarifs fait l'objet d'un accord entre la CREG et le gestionnaire du réseau et qu'à défaut, une procédure prévue par la loi est d'application.
4. Le 6 février 2018, la CREG et Elia ont conclu l'Accord de procédure.
5. Le 28 juin 2018, la CREG a adopté la méthodologie tarifaire.
6. L'article 23, § 2, alinéa 2, 14°, de la loi électricité prévoit que la CREG exerce les compétences tarifaires visées aux articles 12 à 12quinquies.
7. L'article 23, § 2, alinéa 2, 18°, de la loi électricité prévoit que la CREG vérifie l'absence de subsides croisés lorsque le gestionnaire du réseau fait application de l'article 8, § 2.
8. Les articles 12, § 7, et 23, § 2, alinéa 2, 14°, de la loi électricité constituent le fondement légal de la présente décision.

2. ANTECEDENTS

9. Du 13 février au 13 mars 2019, Elia a organisé une consultation publique sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire. Elia a rédigé un rapport de consultation expliquant la prise en compte ou non des commentaires émis.
10. Le 10 mai 2019, Elia a introduit auprès de la CREG sa demande d'approbation de la proposition tarifaire pour la période régulatoire 2020-2023. Parmi les documents communiqués, Elia a fourni les réponses réceptionnées dans le cadre de la consultation publique organisée du 13 février au 13 mars 2019 ainsi qu'un rapport de consultation expliquant la prise en compte ou non des commentaires réceptionnés.
11. Le 19 juin 2019, la CREG a demandé à Elia des informations complémentaires relatives à la proposition tarifaire. La CREG a reçu d'Elia des informations complémentaires par courrier le 19 juillet 2019.
12. Entre le 10 mai 2019 et l'adoption du projet de décision le 12 septembre 2019, la CREG a demandé par e-mail de plus amples détails sur la proposition tarifaire et les informations complémentaires fournies. Elia a ainsi fourni des précisions par email, sans pour autant que ces précisions puissent toutes être considérées comme satisfaisantes par la CREG.
13. Le 18 juillet 2019, la CREG a pris une décision relative à la demande d'approbation du rapport tarifaire incluant les soldes introduite par la SA Elia System Operator concernant l'exercice d'exploitation 2018.

14. Le 12 septembre 2019, la CREG a adopté un projet de décision de rejet concernant la demande d'approbation de la proposition tarifaire introduite par la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2020-2023. A moins de convaincre la CREG d'un autre raisonnement et/ou d'un autre montant, le GRT devait adapter sa proposition tarifaire sur une série de 21 points pour que celle-ci puisse être approuvée par la CREG.

15. A sa demande, Elia a été entendue le 20 septembre 2019. Le procès-verbal de la séance d'audition et son annexe, à savoir la présentation d'Elia, sont joints en annexe à la présente décision.

16. Depuis cette séance d'audition, Elia et la CREG ont tenu des réunions de travail informelles et ont échangé plusieurs e-mails en vue de fournir des informations manquantes et d'éclaircir les positions respectives.

17. Le 2 octobre 2019, lors d'un contrôle intervenu dans les locaux d'Elia, la CREG a audité le processus d'allocation entre activités régulées et activités non-régulées des factures de voyage et des charges de personnel associées à ces voyages.

18. Le 11 octobre 2019, Elia a introduit auprès de la CREG sa proposition tarifaire adaptée pour la période régulatoire 2020-2023. Le 25 octobre, Elia a remis à la CREG une version coordonnée et corrigée de ce document.

3. CONSULTATION PREALABLE

19. Dans le cadre de l'adoption de la présente décision, le comité de direction de la CREG a décidé, conformément à l'article 23, § 1^{er}, de son règlement d'ordre intérieur, de limiter la consultation sur le projet de décision à la seule consultation du GRT, du 12 septembre 2019 au 11 octobre 2019, en application de l'article 41 de son règlement d'ordre intérieur, et ce, pour les raisons suivantes :

- la méthodologie tarifaire est explicite sur le fait que les décisions concernant les propositions tarifaires n'ont des conséquences directes que pour ce GRT;
- la méthodologie tarifaire contient une procédure détaillée, cadrant la consultation du GRT.

4. REVENU TOTAL PROPOSE

4.1. Proposition tarifaire introduite le 10 mai 2019

20. Le revenu total initialement proposé par Elia pour la période 2020-2023 s'élevait à 3.587,5 M€ et augmentait de 257 M€ (+ 7,7 %) par rapport au budget approuvé par la CREG pour la période 2016-2019 (3.330,6 M€). Il convient toutefois de souligner que ces revenus totaux sont grandement influencés par l'évolution de la ligne « *Transfert entre le compte de résultats et le bilan : correction comptes régulatoires période précédente* ». Ainsi, alors que 142,5 M€ d'excédents régulatoires ont été imputés au budget 2016-2019, ce montant augmentait à 422 M€ dans ce budget 2020-2023. Afin de présenter l'évolution des coûts budgétés par le gestionnaire du réseau, il est nécessaire de neutraliser l'impact qu'ont sur le revenu total les corrections des comptes régulatoires liés à la période tarifaire

précédente : ainsi, il apparaît que les coûts budgétés augmentent de 3.473 M€ pour la période 2016-2019 à, selon la proposition tarifaire d'Elia, 4.009,5 M€ pour la période 2020-2023. Ceci représentait une hausse de + 15,4 %.

21. Le revenu total initialement proposé pour l'exercice 2020 augmentait de 99,3 M€ (+ 12,7 %) par rapport au revenu total réel de 2018 approuvé par la CREG. Lorsque l'impact des corrections des comptes régulatoires liés à la période tarifaire précédente était neutralisé, la hausse des coûts budgétés s'élevait à + 121,3 M€ (+ 14,5 %) par rapport à la réalité observée en 2018 qui a été approuvée par la CREG.

22. Sur l'ensemble de la période régulatoire 2020-2023, le revenu total initialement proposé augmentait de 450,7 M€ (+ 14,4 %) par rapport à quatre fois le montant du revenu total réel de l'année 2018. Lorsque l'impact des corrections des comptes régulatoires liés à la période tarifaire précédente était neutralisé, la hausse des coûts initialement budgétés s'élevait à + 685 M€ (+ 20,6 %) entre, d'une part, quatre fois le montant des coûts réels approuvés par la CREG pour l'année 2018 et, d'autre part, les coûts initialement proposés par Elia pour la période régulatoire 2020-2023.

23. Sur l'ensemble de la période régulatoire 2020-2023, le total des coûts initialement proposé augmentait de 109 M€ (+ 2,8 %) par rapport à quatre fois le budget de coûts approuvé par la CREG pour l'année 2019.

24. La composition du revenu total initialement proposé par Elia ainsi que sa ventilation entre les différentes années de la période 2020-2023 est indiquée dans le tableau 1.

Tableau 1: Le revenu total proposé le 10 mai 2019 par Elia pour la période 2020-2023

EUR	Réalité 2018	Budget 2020	Budget 2021	Budget 2022	Budget 2023
Coûts non gérables	268.704.561	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Amortissements et dépréciations	126.745.587	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Utilisation des services auxiliaires	52.151.839	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Achat des pertes (sauf pertes à long terme après 2020)	18.217.441	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Réservations Black-Start et MVAR	7.278.866	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres éléments non-gérables à spécifier	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Utilisation de l'infrastructure des tiers	21.808.719	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Charges pensions	5.766.810	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Impôts des sociétés	39.674.074	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres impôts et taxes	14.195.784	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Plus-values et moins-values	11.887.266	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Charges et produits financiers	94.543.770	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts de l'interconnexion	-56.907.273	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Transferts entre le compte de résultats et le bilan	-23.855.196	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Transfert du compte de résultats et le bilan : correction comptes régulatoires période précédente	-47.000.000	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Réductions de coûts liées à des reprises de provisions constituées avant le 1/1/2008	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres produits et récupérations	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts et produits non-récurrents non-gérables	-929.086	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts liés au MOG	5.125.961	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts gérables	307.514.113	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Charges pour l'acquisition des biens et des services pour la gestion de l'infrastructure, du système, des télécoms, des activités informatiques et des primes d'assurance	201.275.826	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts des rémunérations, des charges sociales et des assurances groupes	140.319.655	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Produits en réduction des coûts gérables	-34.081.367	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts influençables	122.065.601	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Services auxiliaires - acquisition de la réservation R1 et pénalités R1	9.323.745	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Services auxiliaires - acquisition de la réservation R2 et pénalités R2	42.964.068	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Services auxiliaires - acquisition de la réservation R3 et pénalités R3	70.447.230	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres réservations	401.380	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Achats des pertes à long terme à partir de 2020	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres pénalités et régularisations du passé	-1.070.821	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Rémunération (après impôts des sociétés)	85.924.438	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Marge équitable nette (article 14 MT)	25.620.269	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant à la maîtrise des coûts gérables (article 21 MT)	1.856.464	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant à la maîtrise des coûts influençables (article 22 MT)	-1.384.354	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour l'intégration du marché - participations financières (article 24, §1, 1 MT)	1.173.000	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour l'intégration du marché - capacité d'interconnexion (article 24, §1, 2 MT)	11.393.817	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour l'intégration du marché - investissements (article 24, §1, 3 MT)	43.876.534	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la qualité du service - satisfaction des utilisateurs avec nouvelle raccordement (article 25, §1, 1 MT)	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la qualité du service - satisfaction des tous les utilisateurs du réseau (article 25, §1, 2 MT)	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la qualité du service - qualité des données (article 25, §1, 3 MT)	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la recherche et le développement (article 26 MT)	654.608	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la promotion de l'équilibre du système (article 27 MT)	1.349.745	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour les améliorations apportées à la continuité de l'approvisionnement - AIT (article 28, 1) MT)	1.384.354	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour les améliorations apportées à la continuité de l'approvisionnement - MOG (article 28, 2) MT)	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour les améliorations apportées à la continuité de l'approvisionnement - investissements (article 28, 3) MT)	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
REVENU TOTAL	784.208.712	883.508.039	898.138.740	897.859.131	908.002.409

4.2. Proposition tarifaire adaptée introduite en octobre 2019

25. Suite au projet de décision de rejet adopté par la CREG le 12 septembre 2019, et par rapport à la proposition tarifaire introduite le 10 mai 2019, le revenu total finalement proposé par Elia a été revu sensiblement à la baisse dans la proposition tarifaire adaptée introduite en octobre 2019 : - 345,1 M€ pour l'ensemble de la période 2020-2023, ce qui correspond à une baisse de 9,6 %.

26. Le revenu total finalement proposé par Elia pour la période 2020-2023 s'élève à 3.242,3 M€ et baisse de 88,2 M€ (- 2,6 %) par rapport au budget approuvé par la CREG pour la période 2016-2019 (3.330,5 M€). Comme précédemment souligné, ces revenus totaux sont grandement influencés par l'évolution de la ligne « *Transfert entre le compte de résultats et le bilan : correction comptes régulatoires période précédente* ». Ainsi, les 142,5 M€ d'excédents régulatoires qui ont été imputés au budget 2016-2019 augmentent à 431 M€ dans ce budget 2020-2023. Afin de présenter l'évolution des coûts budgétés par le gestionnaire du réseau, il est nécessaire de neutraliser l'impact qu'ont sur le revenu total les corrections des comptes régulatoires liés à la période tarifaire précédente : ainsi, il apparaît que les coûts budgétés augmentent de 3.473 M€ pour la période 2016-2019 à, selon la proposition tarifaire adaptée d'Elia, 3.673,7 M€ pour la période 2020-2023. Ceci représente une augmentation de 5,8 %.

27. Le revenu total ainsi proposé pour l'exercice 2020 augmente de 25,5 M€ (+ 3,25 %) par rapport au revenu total réel de 2018 approuvé par la CREG. Lorsque l'impact des corrections des comptes régulatoires liés à la période tarifaire précédente est neutralisé, l'augmentation des coûts budgétés s'élève à 46 M€ (+ 5,5 %) par rapport à la réalité observée en 2018 qui a été approuvée par la CREG.

28. Sur l'ensemble de la période régulatoire 2020-2023, le revenu total proposé augmente de 105,5 M€ (+ 3,36 %) par rapport à quatre fois le montant du revenu total réel de l'année 2018. Lorsque l'impact des corrections des comptes régulatoires liés à la période tarifaire précédente est neutralisé, l'augmentation des coûts budgétés s'élève à 348,9 M€ (+ 10,5 %) entre, d'une part, quatre fois le montant des coûts réels approuvés par la CREG pour l'année 2018 et, d'autre part, les coûts proposés par Elia pour la période régulatoire 2020-2023.

29. Sur l'ensemble de la période régulatoire 2020-2023, le total des coûts proposé diminue de 227,1 M€ (- 5,8 %) par rapport à quatre fois le budget de coûts approuvé par la CREG pour l'année 2019.

30. La composition du revenu total finalement proposé par Elia ainsi que sa ventilation entre les différentes années de la période 2020-2023 est indiquée dans le tableau 1bis. Le tableau 1ter met en exergue les différences observées entre le revenu total proposé en octobre 2019 et le revenu total initialement proposé le 10 mai 2019 par Elia pour la période 2020-2023.

Tableau 1bis : Le revenu total proposé en octobre 2019 par Elia pour la période 2020-2023

EUR	Réalité 2018	Budget 2020	Budget 2021	Budget 2022	Budget 2023
Coûts non gérables	268.704.561	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Amortissements et dépréciations	126.745.587	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Utilisation des services auxiliaires	52.151.839	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Achat des pertes (sauf pertes à long terme après 2020)	18.217.441	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Réservations Black-Start et MVAR	7.278.866	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres éléments non-gérables à spécifier	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Utilisation de l'infrastructure des tiers	21.808.719	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Charges pensions	5.766.810	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Impôts des sociétés	39.674.074	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres impôts et taxes	14.195.784	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Plus-values et moins-values	11.887.266	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Charges et produits financiers	94.543.770	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts de l'interconnexion	-56.907.273	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Transferts entre le compte de résultats et le bilan	-23.855.196	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Transfert du compte de résultats et le bilan : correction comptes régulateurs période précédente	-47.000.000	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Réductions de coûts liées à des reprises de provisions constituées avant le 1/1/2008	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres produits et récupérations	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts et produits non-récurrents non-gérables	-929.086	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts liés au MOG	5.125.961	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts gérables	307.514.113	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Charges pour l'acquisition des biens et des services pour la gestion de l'infrastructure, du système, des télécoms, des activités informatiques et des primes d'assurance	201.275.826	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts des rémunérations, des charges sociales et des assurances groupes	140.319.655	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Produits en réduction des coûts gérables	-34.081.367	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts influençables	122.065.601	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Services auxiliaires - acquisition de la réservation R1 et pénalités R1	9.323.745	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Services auxiliaires - acquisition de la réservation R2 et pénalités R2	42.964.068	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Services auxiliaires - acquisition de la réservation R3 et pénalités R3	70.447.230	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres réservations	401.380	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Achats des pertes à long terme à partir de 2020	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres pénalités et régularisations du passé	-1.070.821	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Rémunération (après impôts des sociétés)	85.924.438	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Marge équitable nette (article 14 MT)	25.620.269	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant à la maîtrise des coûts gérables (article 21 MT)	1.856.464	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant à la maîtrise des coûts influençables (article 22 MT)	-1.384.354	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour l'intégration du marché - participations financières (article 24, §1,1 MT)	1.173.000	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour l'intégration du marché - capacité d'interconnexion (article 24, §1,2 MT)	11.393.817	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour l'intégration du marché - investissements (article 24, §1,3 MT)	43.876.534	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la qualité du service - satisfaction des utilisateurs avec nouvelle raccordement (article 25, §1,1 MT)	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la qualité du service - satisfaction des tous les utilisateurs du réseau (article 25, §1, 2 MT)	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la qualité du service - qualité des données (article 25, §1, 3 MT)	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la recherche et le développement (article 26 MT)	654.608	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la promotion de l'équilibre du système (article 27 MT)	1.349.745	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour les améliorations apportées à la continuité de l'approvisionnement - AIT (article 28, 1) MT)	1.384.354	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour les améliorations apportées à la continuité de l'approvisionnement - MOG (article 28, 2) MT)	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour les améliorations apportées à la continuité de l'approvisionnement - investissements (article 28, 3) MT)	0	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
REVENU TOTAL	784.208.712	809.702.291	819.147.245	810.278.682	803.213.670

Tableau 1ter : delta entre le revenu total proposé en octobre 2019 et celui proposé le 10 mai 2019

EUR	Budget 2020	Budget 2021	Budget 2022	Budget 2023
Coûts non gérables	-22.340.611	-23.859.625	-31.513.498	-45.187.600
Amortissements et dépréciations	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Utilisation des services auxiliaires	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Achat des pertes (sauf pertes à long terme après 2020)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Réservations Black-Start et MVAR	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres éléments non-gérables à spécifier	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Utilisation de l'infrastructure des tiers	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Charges pensions	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Impôts des sociétés	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres impôts et taxes	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Plus-values et moins-values	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Charges et produits financiers	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts de l'interconnexion	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Transferts entre le compte de résultats et le bilan	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Transfert du compte de résultats et le bilan : correction comptes régulateurs période précédente	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Réductions de coûts liées à des reprises de provisions constituées avant le 1/1/2008	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres produits et récupérations	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts et produits non-récurrents non-gérables	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts liés au MOG	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts gérables	-24.644.184	-25.428.909	-26.339.028	-25.772.017
Charges pour l'acquisition des biens et des services pour la gestion de l'infrastructure, du système, des télécoms, des activités informatiques et des primes d'assurance	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts des rémunérations, des charges sociales et des assurances groupes	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Produits en réduction des coûts gérables	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Coûts influençables	-21.851.646	-24.555.613	-24.846.987	-28.282.740
Services auxiliaires - acquisition de la réservation R1 et pénalités R1	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Services auxiliaires - acquisition de la réservation R2 et pénalités R2	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Services auxiliaires - acquisition de la réservation R3 et pénalités R3	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres réservations	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Achats des pertes à long terme à partir de 2020	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Autres pénalités et régularisations du passé	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Rémunération (après impôts des sociétés)	-4.969.308	-5.147.349	-4.880.935	-5.546.383
Marge équitable nette (article 14 MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant à la maîtrise des coûts gérables (article 21 MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant à la maîtrise des coûts influençables (article 22 MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour l'intégration du marché - participations financières (article 24, §1,1 MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour l'intégration du marché - capacité d'interconnexion (article 24, §1,2 MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour l'intégration du marché - investissements (article 24, §1,3 MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la qualité du service - satisfaction des utilisateurs avec nouvelle raccordement (article 25, §1,1 MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la qualité du service - satisfaction des tous les utilisateurs du réseau (article 25, §1, 2 MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la qualité du service - qualité des données (article 25, §1, 3 MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la recherche et le développement (article 26 MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour la promotion de l'équilibre du système (article 27 MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour les améliorations apportées à la continuité de l'approvisionnement - AIT (article 28, 1) MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour les améliorations apportées à la continuité de l'approvisionnement - MOG (article 28, 2) MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
Incitant pour les améliorations apportées à la continuité de l'approvisionnement - investissements (article 28, 3) MT)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)	(CONFIDENTIEL)
REVENU TOTAL	-73.805.748	-78.991.495	-87.580.448	-104.788.739

5. PROGRAMME DE CONTROLÉ DE LA CREG

31. La CREG doit contrôler que la proposition tarifaire a été établie conformément à la méthodologie tarifaire qui reprend des dispositions sur la composition du revenu total, sur l'évaluation du caractère raisonnable des coûts ainsi que sur les tarifs proposés.

32. S'agissant de l'évaluation du caractère raisonnable des coûts, la méthodologie tarifaire prévoit, au chapitre 5.4, des critères pour apprécier le caractère raisonnable des coûts. Pour être jugés raisonnables, les éléments du revenu total, du budget d'investissements et des coûts nets des obligations de service public non couverts par une surcharge, doivent, de façon cumulative :

- 1) être nécessaires à l'exécution des obligations légales et réglementaires en vigueur en Belgique incombant au gestionnaire du réseau ;

- 2) respecter, lorsqu'ils s'appliquent, les règles de calcul, méthodes, arrêtés et décisions imposés par la législation, la réglementation, la jurisprudence ou par la CREG et fournir une justification suffisante ;
- 3) être justifiés compte tenu de l'intérêt général ;
- 4) ne pas pouvoir être évités par le gestionnaire du réseau ;
- 5) lorsque cette comparaison est possible, soutenir la comparaison avec les coûts correspondants d'entreprises ayant des activités similaires dans des conditions analogues, en tenant compte notamment des spécificités réglementaires ou régulateurs.

33. S'agissant des tarifs, la CREG doit vérifier si les tarifs sont conformes aux dispositions suivantes de la méthodologie tarifaire :

- 1) les tarifs de transport couvrent le revenu total nécessaire à l'exercice des activités régulées liées au réseau de transport et aux réseaux ayant une fonction de transport (article 8) ;
- 2) les tarifs pour les obligations de service public compensent les coûts nets, en ce compris les coûts de gestion et les charges financières, imposées au gestionnaire de réseau et pour lesquelles la loi, le décret ou l'ordonnance, ou leurs arrêtés d'exécution, n'ont pas prévu de mécanisme spécifique de compensation, par le biais d'une surcharge ou d'un autre prélèvement, en contrepartie de la prestation du gestionnaire de réseau (article 6) ;
- 3) les surcharges instituées par les autorités compétentes dans le but de compenser les coûts nets des obligations de service public sont ajoutées à la structure tarifaire (article 7).

34. Le présent document reprend les constats tirés par la CREG dans le cadre de son programme de contrôle. Ces constats sont abordés selon l'ordre suivant :

- 1) rappel des coûts budgétés et observés depuis 2012 ;
- 2) examen de l'exhaustivité de la proposition tarifaire ;
- 3) examen des principales hypothèses posées ;
- 4) examen de la scission correcte entre les activités régulées en Belgique et les activités non-régulées en Belgique du GRT et de l'absence de subsides croisés entre ces deux catégories d'activités ;
- 5) examen des coûts gérables ;
- 6) examen des coûts non-gérables ;
- 7) examen des coûts influençables ;
- 8) examen de la rémunération totale des activités régulées en Belgique ;
- 9) examen des volumes de puissance et d'énergie pris en compte ;
- 10) examen de la structure tarifaire, des tarifs et des modalités des tarifaires proposés ;
- 11) examen des OSP, taxes et surcharges.

35. Dans le cas où la CREG accepte de considérer dans leur intégralité comme non manifestement déraisonnable les montants proposés par Elia, elle n'en fait que brièvement mention.

6. CONSTATS DE LA CREG

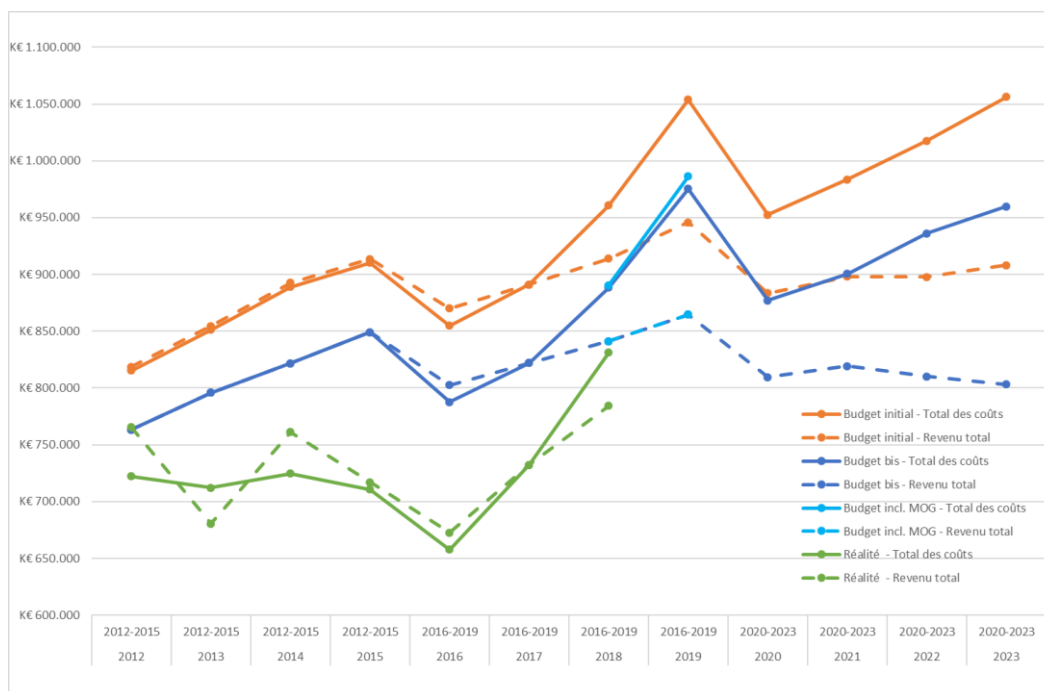
6.1. Rappel des coûts budgétés et observés depuis 2012

36. Le graphique ci-après illustre l'évolution du total des coûts pour les périodes 2012-2015, 2016-2019 et 2020-2023. Le total des coûts, dont l'évolution est illustrée par des lignes continues, est égal au revenu total, tel que défini dans la méthodologie tarifaire, diminué de la rubrique « *Transfert entre le compte de résultats et le bilan : correction comptes réglementaires période précédente* ». Une distinction est établie au moyen de différentes couleurs entre les (premières) propositions tarifaires initiales, les propositions tarifaires adaptées approuvées par la CREG et la réalité observée dans les rapports tarifaires adaptés approuvés par la CREG.

37. Les lignes pointillées indiquent le revenu total qui, durant les périodes tarifaires 2016-2019 et 2020-2023, est inférieur aux coûts budgétés en raison des excédents réglementaires conséquents accumulés au cours de la période tarifaire précédente. C'est ce revenu total qui sert de base pour la détermination des tarifs : à volumes de puissance et d'énergie inchangés, une hausse du revenu total entraîne donc une augmentation des tarifs.

38. Il ressort de ce graphique que les coûts budgétés figurant dans la (première) proposition tarifaire (voir courbe continue orange) sont historiquement sensiblement supérieurs aux coûts budgétés dans la proposition tarifaire adaptée (voir courbes continues bleues), qui fait suite à un projet de décision de rejet de la CREG. Il ressort toutefois de ce même graphique que le total des coûts réellement observés approuvé dans les rapports tarifaires adaptés des sept dernières années (voir courbe continue verte) a été, de manière systématique, sensiblement inférieur aux montants budgétés dans la proposition tarifaire adaptée. C'est cet écart qui explique la constitution d'excédents réglementaires conséquents qui sont imputés à la période tarifaire suivante, à savoir respectivement 2016-2019 et 2020-2023.

Figure 1: aperçu de l'évolution par année des coûts et du revenu total budgétés et réellement observés entre 2012 et 2023



39. Ce graphique illustre ainsi clairement la tendance qu'a eu Elia à surestimer les coûts et sous-estimer les produits dans le cadre de ses propositions tarifaires. Bien que, suite au projet de décision de la CREG, une diminution des coûts (et une augmentation des produits) a toujours été consentie par Elia dans le cadre de sa proposition tarifaire adaptée, il ressort de la réalité observée reprise dans le graphique ci-dessus que ces diminutions de coûts avaient été jusqu'à présent largement insuffisantes.

40. Ce constat a motivé la CREG à notamment modifier en 2018 le critère de raisonabilité a) repris à l'article 31 de la méthodologie tarifaire. Alors que l'article 31 de la méthodologie tarifaire applicable au cours de la période 2016-2019 prévoyait que, pour chaque centre de coûts, le gestionnaire du réseau ne devait précédemment fournir qu'une justification chiffrée que des écarts dépassant 10 % entre les derniers chiffres définitifs connus et les chiffres budgétés, l'article 31 de la méthodologie tarifaire applicable au cours de la période 2020-2023 prévoit désormais que le gestionnaire du réseau doit systématiquement fournir une justification chiffrée de l'écart dépassant l'inflation cumulée entre les derniers chiffres définitifs connus et les chiffres budgétés.

41. Pour ces raisons, davantage que par le passé, la CREG a dans son projet de décision du 12 septembre 2019 systématiquement refusé les estimations d'Elia qui sont insuffisamment justifiées ou manifestement trop prudentes.

42. Dans le cadre de sa proposition tarifaire adaptée, et comme illustré à la Figure 1, Elia a adapté certains budgets à la baisse. Elia a également fourni certaines justifications additionnelles. Ces éléments ont fait l'objet d'analyses de la CREG dont les résultats sont présentés dans la suite du présent document.

6.2. Examen de l'exhaustivité de la proposition tarifaire

6.2.1. Nemolink

43. De manière analogue à la situation observée dans le rapport tarifaire 2018, Elia avait, dans sa proposition tarifaire, considéré les activités de Nemolink comme une activité non-régulée. Toutefois, suite à une demande d'Elia allant dans ce sens, la CREG a marqué son accord pour que les activités de Nemolink soient considérées comme régulées à partir du 1^{er} janvier 2019, moyennant le respect par Elia des conditions suivantes.

44. Comme par le passé, la participation financière dans Nemolink restera non comprise dans la RAB et, après application de l'impôt éventuellement dû sur ceux-ci, les dividendes perçus de Nemolink resteront intégralement au bénéfice du GRT. Toutefois, vu la structure cible fixée à l'article 18 de la méthodologie tarifaire 2020-2023, le financement de la participation de Nemolink sera à partir du 1^{er} janvier 2020 valorisé à 40 % de fonds propres et 60 % de dettes.

Afin que ces 40 % de fonds propres affectés au financement de Nemolink ne soient pas rémunérés par la marge équitable et les incitants, ces 40 % de la valeur de la participation dans Nemolink sont soustraits des fonds propres utilisés pour calculer le facteur S visé à l'article 18 de la méthodologie tarifaire.

Les intérêts des 60 % de dettes pris en compte sont intégralement mis à charge du GRT sur la base, d'une part, du taux d'intérêt d'un (ou plusieurs) emprunt(s) encore à contracter au cours des prochaines semaines et dont la maturité et le profil seront alignés sur l'évolution attendue au cours des 25 prochaines années de la participation financière dans Nemolink enregistrée à l'actif du bilan et, d'autre part, pour l'éventuelle différence constatée entre la participation financière dans Nemolink enregistrée à l'actif du bilan et le capital non encore remboursé du (ou des) emprunt(s) précité(s), sur la base du taux d'intérêt moyen de la dette du GRT qui est recalculé chaque année.

45. Le terrain à Herdersbrug, où se situe la station de conversion AC-DC de Nemolink, sera intégré dans la RAB. Les règles usuelles de la méthodologie tarifaire s'appliquent à cet investissement : marge équitable, incitants, couverture des charges financières comme un coût non-gérable et, conformément à l'article 33 i) de la méthodologie tarifaire, le loyer facturé à Nemolink pour l'occupation du site d'Herdersbrug est intégralement considéré comme un revenu régulé gérable. A noter que, afin que cette intégration dans la RAB soit neutre pour les utilisateurs du réseau, la CREG impose que le montant de ce loyer indexable sur l'inflation soit fixé à (CONFIDENTIEL) €/an en 2019, soit un niveau permettant de couvrir la marge équitable, l'impôt des sociétés dû sur cette marge équitable, les incitants, les charges financières et les autres impôts (e.a. précompte immobilier) dus pour ce terrain.

46. Les prestations de personnel et services (« service level agreement ») effectuées par le GRT pour Nemolink sont facturées par le GRT à Nemolink sur la base d'un montant annuel fixé (tant *ex ante* qu'*ex post*) à (CONFIDENTIEL) €⁴ en 2018 qui est indexé sur l'inflation pour les années suivantes. Ce montant est considéré comme un revenu régulé gérable et a été calculé sur la base des données reprises dans le cadre du dossier « *Post construction review* » introduit par Nemolink en décembre 2018, notamment le nombre de ETP mis à disposition par le GRT et leur prix horaire 2018.

47. Toute éventuelle « marge fiscale » facturée est considérée comme un revenu gérable.

48. Vu qu'Elia a corrigé les éléments précités dans sa proposition tarifaire adaptée, la CREG constate qu'Elia a donné une suite satisfaisante aux demandes d'adaptation formulées par la CREG concernant Nemolink.

6.2.2. Transfert de propriété du réseau 70 kV de Nethys

49. Le 1^{er} juillet 2019, le réseau 70 kV de Nethys a été transféré dans les actifs, et donc la RAB, d'Elia. Auparavant, ce réseau « ayant une fonction de transport » était tarifairement intégré au réseau de transport, et Elia payait une redevance annuelle à Nethys pour l'utilisation et l'entretien du réseau. A la fin 2019, le transfert sera intégralement finalisé, tant au niveau financier qu'au niveau opérationnel, de telle sorte qu'Elia n'a plus prévu de paiement à Nethys dès 2020.

50. Elia a prévu des amortissements pour le réseau de Nethys à hauteur de (CONFIDENTIEL) € par an, ce qui correspond à une période d'amortissement de 20 ans. Toutefois, en réponse à une question de la CREG, Elia s'est engagée, (CONFIDENTIEL), à évaluer plus finement la valeur résiduelle des principaux éléments d'infrastructure qui composent le réseau et à revoir, le cas échéant, la période d'amortissement de ceux-ci. La CREG examinera et approuvera, le cas échéant, la période d'amortissement précitée au plus tard dans le cadre de sa décision sur le rapport tarifaire 2020.

51. Pour la période 2020-2023, Elia a prévu des coûts opérationnels pour la maintenance du réseau, dont des achats pour (CONFIDENTIEL) €/an et des frais de personnel pour en moyenne (CONFIDENTIEL) €/an. En effet, Elia a, dans le cadre du rachat, constaté des besoins de mise en conformité de certains éléments du réseau.

52. A travers ce transfert de propriété, Elia a repris des litiges en cours. Ces litiges, décrits dans le cadre du rachat et en réponse aux questions de la CREG, ne représentent pas de risques particuliers pour Elia mais, au contraire, peuvent potentiellement mener à des récupérations non-négligeables.

⁴ = (CONFIDENTIEL) €/an de prestations de personnel + (CONFIDENTIEL) €/an pour la maintenance du site de Herdersbrug

53. En définitive, ce rachat devrait être bénéfique pour les consommateurs, étant donné que les standards de sécurité sont renforcés et que les coûts relatifs à ce réseau (environ (CONFIDENTIEL) €/an) sont inférieurs à la redevance payée par le GRT à Nethys jusqu'en 2019 ((CONFIDENTIEL) € en 2018).

6.2.3. Coûts et récupérations liés aux OSP et surcharges

54. En raison notamment de la difficile prévisibilité sur un horizon de 4 ans de la hauteur de ces coûts et – en ce qui concerne le CRM – de leur méthode de financement, la CREG a décidé de ne plus accepter la logique suivie jusqu'à présent par Elia qui consistait à, d'une part, budgéter le coût de son personnel travaillant sur les OSP réserve stratégique et CRM dans la rubrique « coût des rémunérations, des charges sociales et des assurances groupes » et, d'autre part, budgéter des « récupérations » relatives aux prestations de son personnel pour ces OSP. Ainsi, le GRT doit dorénavant budgéter le coût de son personnel travaillant sur les OSP réserve stratégique et CRM uniquement dans le cadre du budget annuel soumis à la CREG dans le cadre du tarif OSP concerné.

55. Un raisonnement analogue est également dorénavant d'application pour les achats réalisés par le GRT dans le cadre de la réserve stratégique et du CRM.

6.3. Examen des principales hypothèses posées

6.3.1. Inflation

56. La CREG constate que les hypothèses utilisées par Elia en matière d'inflation (cf. + 1,3 % en 2019, + 1,6 % en 2020 et 1,7 % pour les années 2021, 2022 et 2023) sont issues des « *Perspectives économiques 2018-2023* » publiées par le Bureau Fédéral du Plan en mars et juin 2018.

57. Bien que le Bureau Fédéral du Plan a revu en février 2019 ses anticipations en matière d'inflation dans le cadre de ses « *Perspectives économiques 2019-2024* » (cf. + 1,6 % en 2019, + 1,4 % en 2020, + 1,6 % en 2021 et + 1,8 % en 2022 et 2023), la CREG constate que les écarts constatés entre ces valeurs actualisées et celles utilisées par Elia sont limités et tendent à se compenser sur la période 2020-2023. Ce faisant, la CREG marque son accord avec les hypothèses utilisées par Elia en matière d'inflation dans le cadre de sa proposition tarifaire.

6.3.2. Programme d'investissement

58. La proposition tarifaire 2016-2019 était caractérisée par un programme d'investissement ambitieux de 2,008 milliards €. De vastes projets, essentiels pour la promotion d'une intégration des énergies renouvelables en Europe, tels qu'Allegro, Stevin, le *Modular Offshore Grid* et Brabo, en faisaient partie.

59. Le programme d'investissements figurant dans la présente proposition tarifaire est moins important et les années 2020-2023 sont considérées comme une période transitoire. Les premiers grands projets d'infrastructure pour l'intégration des énergies renouvelables sont (quasiment) terminés. Une deuxième vague d'investissements n'est attendue qu'à partir de 2023 avec le *Modular Offshore Grid 2* et le renforcement du réseau onshore en Flandre occidentale (projet Ventilus) et dans le Hainaut (Boucle du Hainaut). Les premières études préparatoires de la deuxième grande vague d'investissements ne démarreront qu'au cours de la période 2020-2023.

60. Le budget d'investissement pour la période 2020-2023 baisse ainsi de plus de 500 M€ (- 26 %) par rapport au budget approuvé pour 2016-2019 et s'élève ainsi à 1,481 milliard €.

6.4. Examen de la scission correcte entre les activités régulées en Belgique et les activités non-régulées en Belgique du GRT et de l'absence de subsides croisés entre ces deux catégories d'activités

61. La proposition tarifaire comprend par définition le revenu total nécessaire à l'exercice des activités régulées liées au réseau de transport et aux réseaux ayant une fonction de transport.

62. Vu que des activités non-régulées importantes sont encore actuellement menées par l'entité juridique désignée comme GRT (Elia System Operator SA) via sa participation dans Eurogrid International, la CREG a, lors de son examen des coûts, vérifié que des coûts pour des activités non régulées ne sont pas repris dans la proposition tarifaire.

63. De plus, sur la base des documents communiqués au 28 juin 2019 par Elia, la CREG a constaté dans un avis du 12 septembre 2019⁵ que la réorganisation qui isolera prochainement les activités régulées liées au réseau de transport et aux réseaux ayant une fonction de transport dans une nouvelle entité juridique créée en juillet 2019 (cf. Elia Transmission Belgium SA) ne devrait pas avoir d'impact sur le revenu total et les tarifs approuvés par la CREG.

64. Enfin, en application de l'article 30, h, 2), le GRT doit proposer une clé de répartition définissant comment les coûts directs et indirects liés au conseil d'administration, aux activités *corporate* ainsi qu'à toute autre activité mise en commun avec une ou plusieurs sociétés liées non-régulées en Belgique sont ventilés entre activités régulées et activités non-régulées. La CREG approuve la clé de répartition de 50 % / 50 % proposée par le GRT.

6.5. Examen des coûts gérables

6.5.1. Coûts pour rémunérations, charges sociales et assurance groupe

65. Dans sa proposition tarifaire, et par rapport à la réalité observée en 2018, Elia demandait une augmentation conséquente de sa masse salariale comprise entre + (CONFIDENTIEL) % (pour 2020) et + (CONFIDENTIEL) % (pour 2023). Cette augmentation s'expliquait, d'une part, par une augmentation du coût moyen par équivalent temps plein (ETP) supérieure à l'inflation cumulée allant de + (CONFIDENTIEL) % en 2020 à + (CONFIDENTIEL) % en 2023 et, d'autre part, par une augmentation du nombre d'ETP comprise entre (CONFIDENTIEL) et (CONFIDENTIEL) ETP (réserve stratégique et CRM inclus) par rapport à la réalité 2018.

66. Dans son projet de décision, la CREG a constaté que les budgets proposés par Elia étaient insuffisamment justifiés. Sur la base de l'article 31 de la méthodologie tarifaire, la CREG avait refusé les augmentations supérieures à l'inflation cumulée et avait de plus rejeté un montant additionnel dans l'attente des conclusions de son audit des factures de voyage relative à l'exercice 2018⁶.

⁵ CREG, Avis (A)1995 relatif au transfert d'Elia Asset sous la nouvelle structure envisagée aux fins des missions du gestionnaire du réseau de transport, 12 septembre 2019

⁶ Dans le cadre du contrôle des soldes 2018, le rapport des commissaires visé à l'article 44 de la méthodologie tarifaire concernant la tenue d'une comptabilité séparée pour les activités régulées en Belgique et pour les autres activités a identifié des incohérences concernant l'allocation entre activités régulées et activités non-régulées des coûts de personnel du GRT durant les voyages à l'étranger entrepris par les membres du personnel du GRT. Vu que ce rapport a été communiqué trop tardivement à la CREG, la CREG n'avait pas pu rectifier ces incohérences constatées par les commissaires dans le cadre de sa décision du 18 juillet 2019 relative à la demande d'approbation du rapport tarifaire incluant les soldes introduite par la SA Elia System Operator concernant l'exercice d'exploitation 2018.

67. Dans sa proposition tarifaire adaptée, Elia a revu à la baisse l'augmentation de sa masse salariale comprise entre + (CONFIDENTIEL) % (pour 2020) et + (CONFIDENTIEL) % (pour 2023) en se basant, d'une part, sur une augmentation du coût moyen par équivalent temps plein (ETP) supérieure à l'inflation de (CONFIDENTIEL) % / an et, d'autre part, par une augmentation du nombre d'ETP limitée à (CONFIDENTIEL) ETP (hors réserve stratégique et CRM⁷) par rapport à la réalité 2018.

68. La CREG constate que l'augmentation du coût moyen par ETP supérieure à l'inflation de (CONFIDENTIEL) % / an correspond à une augmentation cohérente avec (CONFIDENTIEL). Pour les années 2021 à 2023, bien que la norme salariale intersectorielle ne soit pas encore connue, la CREG estime qu'il est raisonnable de prendre également comme référence une augmentation du coût moyen par ETP supérieure à l'inflation limitée à (CONFIDENTIEL) % / an vu que les départs progressifs à la pension des employés engagés avant 2002 qui bénéficient des anciennes conditions de travail entraîneront une pression à la baisse sur le coût moyen par ETP.

69. De plus, la CREG constate que l'augmentation de (CONFIDENTIEL) ETP par rapport à la réalité 2018 peut, au sens de l'article 31 de la méthodologie tarifaire, être expliquée par des éléments/événements exceptionnels anticipés pour chacune des années de la prochaine période régulatoire qui concernent notamment l'intégration du réseau Nethys, l'apparition de prestations pour Nemolink⁸, le suivi du programme d'investissement de remplacement d'infrastructures existantes plus important que précédemment, l'entretien d'une infrastructure plus importante que précédemment suite à la réalisation de l'important programme d'investissement réalisé au cours de la période 2016-2019, l'amélioration de la qualité des données mises à la disposition du marché et le renforcement de la sécurisation des infrastructures.

70. Par ailleurs, lors d'un contrôle intervenu dans les locaux d'Elia le 2 octobre 2019, la CREG a audité le processus d'allocation entre activités régulées et activités non-régulées des factures de voyage et des charges de personnel associées à ces voyages. Pour un échantillon de 110 factures de voyages imputées au régulé en 2018, la CREG a vérifié (i) que la destination et la fonction des voyageurs paraissaient cohérentes avec la poursuite d'activités régulées en Belgique et (ii) qu'aucune heure pointée n'avait été pointée durant ces voyages sur les activités non-régulées. Pour un échantillon de 89 factures de voyages imputées au non-régulé en 2018, la CREG a vérifié que les voyageurs concernés avaient pointé suffisamment d'heures sur les activités non-régulées durant ces voyages. Suite à cet audit, la CREG a identifié des points d'attention pour le contrôle interne d'Elia. La matérialité des irrégularités constatées n'était toutefois pas suffisante pour motiver le maintien du rejet de coûts prévu à ce sujet dans le projet de décision de la CREG.

71. En conclusion, la CREG constate qu'Elia a répondu de manière satisfaisante aux demandes d'adaptation de la CREG dans la proposition tarifaire adaptée.

⁷En raison notamment de la difficile prévisibilité sur un horizon de 4 ans de la hauteur de ces coûts et – en ce qui concerne le CRM – de leur méthode de financement, la CREG a décidé de ne plus accepter la logique suivie jusqu'à présent par Elia qui consistait à, d'une part, budgéter le coût de son personnel travaillant sur les OSP réserve stratégique et CRM dans la rubrique « coût des rémunérations, des charges sociales et des assurances groupes » et, d'autre part, budgéter des « récupérations » relatives aux prestations de son personnel pour ces OSP.

⁸ Comme précédemment expliqué, ces coûts de personnel additionnels liés aux prestations pour Nemolink sont couverts par un produit équivalent facturé à Nemolink.

6.5.2. Charges pour l'acquisition des biens et des services pour la gestion de l'infrastructure, du système, des télécoms, des activités informatiques et des primes d'assurance

6.5.2.1. Les assurances

72. Les coûts et produits d'assurances doivent être analysés en parallèle avec le poste « travaux avec dossier d'assurance ». En principe, les primes d'assurances (coûts) donnent droit en cas de sinistre à une « récupération d'assurance » (produit) et, généralement, à des travaux de réparation/remplacement (« travaux avec dossier d'assurance »).

73. Après un premier rejet des budgets par la CREG, Elia avait défendu dans sa proposition tarifaire adaptée 2016-2019 que, globalement, les travaux avec assurance devaient égaler les récupérations d'assurance.

74. Elia avait alors expliqué que trois éléments principaux expliquent sa proposition d'égalisation des récupérations et des travaux avec dossier d'assurance :

- l'existence d'une franchise de (CONFIDENTIEL) € par incident. Cette franchise, dans l'hypothèse d'une reconstruction à l'identique des éléments endommagés, doit logiquement conduire à des coûts supérieurs aux récupérations ;
- la réalité qui montre que les éléments endommagés suite à un sinistre ne sont pas systématiquement reconstruits à l'identique, voire pas réparés du tout. Cette réalité implique des coûts inférieurs aux récupérations ;
- la grande variabilité historique des coûts et récupérations réels.

Selon Elia, ces trois éléments devraient se neutraliser et mener à un solde nul entre travaux et récupérations. Face à l'incertitude inhérente à ce type de poste, la CREG avait approuvé cette approche dans le cadre de sa décision sur la proposition adaptée d'Elia.

75. Aujourd'hui, après une nouvelle analyse des données historiques, la CREG conclut toutefois que le deuxième élément explicatif précité d'Elia a plus d'impact que les autres, et mène à des récupérations systématiquement supérieures aux coûts.

76. Ce constat s'explique, d'une part, parce que les infrastructures endommagées et indemnisées ne sont souvent pas reconstruites à l'identique, voir pas reconstruites du tout, et, d'autre part, par le fait que le poste « travaux avec dossier d'assurance » ne concerne que les coûts OPEX (gérables) et pas le remplacement des installations endommagées (CAPEX, non-gérables).

Pour ces raisons, la méthodologie tarifaire 2020-2023 a introduit une distinction entre les récupérations d'assurance qui concernent du CAPEX et celles pour les OPEX.

77. Dans sa proposition tarifaire 2020-2023, Elia a initialement à nouveau proposé des budgets de travaux avec dossier d'assurance supérieurs aux récupérations d'assurance.

78. Dans son projet de décision, la CREG a démontré sur la base des données historiques que cette proposition n'était pas raisonnable. La CREG a demandé à Elia de reproduire la réalité historique de la période 2012-2018 pour les budgets de la période 2020-2023.

Concernant la répartition du montant de récupérations d'assurance entre le gérable et le non-gérable, face à l'incertitude inhérente à ce type de poste, la CREG a demandé à Elia d'appliquer ce qu'elle avait elle-même proposé dans sa proposition tarifaire adaptée 2016-2019, donc une égalisation des revenus gérables avec les produits gérables, le solde des revenus étant alors imputé au non-gérable.

79. Dans sa proposition tarifaire adaptée, Elia a indiqué partager l'analyse formulée par la CREG et a adapté sa proposition tarifaire dans ce sens.

80. Concrètement ce processus mène aux budgets adaptés et aux écarts avec la proposition initiale repris dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2: adaptations demandées par la CREG concernant les assurances

(CONFIDENTIEL)

81. En conclusion, le budget des coûts gérables a été diminué de 8.992.312,15 €⁹ et le budget des coûts non-gérables de 131.428,57 € pour toute la période 2020-2023, conformément aux montants du tableau ci-dessous. L'impact global pour les tarifs est une diminution de la charge à couvrir de 9.123.740,72 €.

6.5.2.2. Coûts des biens et services (hors assurances)

82. Dans son projet de décision, la CREG a remarqué qu'Elia n'avait pas suffisamment motivé et détaillé ses budgets concernant les coûts informatiques et l'impact de la diminution de son programme d'investissement sur les coûts gérables. La CREG a constaté que les budgets de « charges pour l'acquisition des biens et des services pour la gestion de l'infrastructure, du système, des télécoms, des activités informatiques et de primes d'assurance » demandés par Elia ne respectaient pas l'article 31 de la méthodologie tarifaire. En plus des coûts rejetés pour les assurances, vu le manque de justification, la CREG avait rejeté dans son projet de décision les augmentations demandées par Elia qui étaient supérieures à l'inflation cumulée.

83. La CREG constate qu'Elia a répondu de manière satisfaisante aux demandes d'adaptation de la CREG dans la proposition tarifaire adaptée en diminuant ses coûts d'environ 10 M€ par an.

84. La CREG souligne qu'Elia a notamment pris un budget pour augmenter la « sécurité physique des installations » de (CONFIDENTIEL) € pour 2020, (CONFIDENTIEL) € pour 2021, (CONFIDENTIEL) € pour 2022 et (CONFIDENTIEL) € pour 2023. Dans le cadre de son examen ex-post des soldes tarifaires, la CREG portera une attention toute particulière à ce que ces dépenses soient vraiment réalisées par Elia.

6.5.3. Produits en réduction des coûts gérables

6.5.3.1. Récupérations assurances

85. Ce poste a déjà été traité au chapitre 6.5.2.1 ci-dessus.

⁹Récupérations assurances gérables : - 10.409.932,22 €
Travaux avec dossiers d'assurance : 1.417.620,07 €
Total gérable : - 8.992.312,15 € (produit net)

6.5.3.2. Récupérations mitrailles

86. La CREG constate que, vu les projets d'infrastructures et les démolitions planifiés, Elia anticipe une sensible augmentation des ventes de mitrailles de (CONFIDENTIEL) € en 2018 à entre (CONFIDENTIEL) € et (CONFIDENTIEL) € sur la période 2020-2023.

87. La CREG marque son accord avec les montants de mitrailles budgétés par Elia. Toutefois, la CREG se réserve la possibilité de revenir sur ce point après la réception de la réponse de la Commission des Normes Comptables à la question préliminaire que la CREG rappelle à Elia de poser conformément à sa décision (B)658E/61 du 18 juillet 2019.

88. La CREG restera vigilante concernant le double constat que les moins-values résultant de la démolition d'actifs sont reprises totalement en tant que coûts non gérables et que toutes les recettes de la vente du rebut obtenu lors de cette démolition sont traitées comme des recettes gérables.

6.5.3.3. Récupérations liées aux OSP dont le montant est prévisible sur 4 années

89. Abstraction faite des OSP CRM et réserve stratégique - qui sont analysées au point suivant -, la CREG constate qu'Elia a anticipé une augmentation des récupérations liées aux OSP qui est principalement liée à la mise en service de parcs éoliens *offshore*. Après vérification, la CREG a marqué son accord avec ces montants budgétés par Elia.

6.5.3.4. Récupérations liées aux OSP dont le montant est difficilement prévisible sur 4 années

90. En raison notamment de la difficile prévisibilité sur un horizon de 4 ans de la hauteur de ces coûts et – en ce qui concerne le CRM – de leur méthode de financement, la CREG a décidé de ne plus accepter la logique suivie jusqu'à présent par Elia qui consistait à, d'une part, budgéter le coût de son personnel travaillant sur les OSP réserve stratégique et CRM dans la rubrique « coût des rémunérations, des charges sociales et des assurances groupes » et, d'autre part, budgéter des « récupérations » relatives aux prestations de son personnel pour ces OSP. Ainsi, le GRT doit dorénavant budgéter le coût de son personnel travaillant sur les OSP réserve stratégique et CRM uniquement dans le cadre du budget annuel soumis à la CREG dans le cadre du tarif OSP concerné.

91. Un raisonnement analogue est également dorénavant d'application pour les achats réalisés par le GRT dans le cadre de la réserve stratégique et du CRM.

92. La CREG constate qu'Elia a bien tenu compte des demandes de la CREG en ne budgétant plus de « récupérations » liées aux OSP réserve stratégique et CRM au cours de la période 2020-2023.

6.5.3.5. Produits en diminution de coûts gérables autres que ceux précités

93. La CREG constate qu'Elia a bien tenu compte des demandes de la CREG en augmentant les produits en diminution de coûts gérables autres que ceux précités à un niveau correspondant aux produits constatés en 2018 et augmentés de l'inflation.

6.6. Examen des coûts non-gérables

6.6.1. Correction des comptes réglementaires de la période précédente

94. La CREG constate qu'Elia a bien tenu compte des demandes de la CREG en prenant en compte le solde cumulé des exercices 2015, 2016, 2017 et 2018 que la CREG a fixé dans sa décision (B)658E/61 du 18 juillet 2019, qui est donc postérieure à la date d'introduction de la proposition tarifaire. Ce montant de 431.369.077 € a été enregistré en diminution des tarifs de la période réglementaire 2020-2023.

6.6.2. Utilisation des services auxiliaires

6.6.2.1. Gestion de la tension et de l'énergie réactive

95. La proposition initiale d'Elia prenait comme point de départ un budget pour 2020 de (CONFIDENTIEL) €. Ce budget était ensuite réduit de (CONFIDENTIEL) €, respectivement en 2021 et 2022, puis maintenu à (CONFIDENTIEL) € en 2023.

96. Dans son projet de décision, la CREG a demandé (i) que le point de départ soit équivalent aux coûts réels de 2018 soit (CONFIDENTIEL) € et (ii) que l'évolution annuelle proposée par Elia y soit appliquée.

97. Au cours des discussions qui ont suivi le projet de décision, Elia a fait valoir le fait que les coûts d'activation ont fortement augmenté en 2019 par rapport à 2018. Cette évolution est notamment causée par le retour des unités nucléaires qui n'étaient pas disponibles à certaines périodes de 2018.

98. La CREG a fait les mêmes constatations qu'Elia mais a fait valoir que, dès lors, les fermetures programmées des unités nucléaires de Doel 3 (décembre 2022) et de Tihange 2 (février 2023) devraient avoir un impact significatif à la baisse sur les coûts d'activation de 2023.

99. La CREG constate qu'Elia a tenu compte des remarques de la CREG et que les budgets adaptés en sont la directe application. L'impact par rapport à la proposition tarifaire d'Elia est une réduction de 1.500.000 € pour la période 2020-2023.

6.6.2.2. Gestion des congestions

100. La CREG avait rejeté la proposition initiale d'Elia ((CONFIDENTIEL) €/an) au motif qu'elle s'apparentait à une augmentation de plus de (CONFIDENTIEL) % des coûts réels de 2018 et qu'elle supposait un « bonus/malus » nul dans le cadre de l'incitant à l'augmentation mesurée de la capacité d'interconnexion mise à disposition dans la zone de réglage belge visé à l'article 24 de la méthodologie tarifaire. La CREG avait alors demandé de déterminer les budgets en prenant l'hypothèse que 50 % dudit « bonus/malus » sera atteint. Cet objectif correspond à un budget annuel de (CONFIDENTIEL) €.

101. Dans sa proposition tarifaire adaptée, Elia a rappelé plusieurs éléments qui doivent selon elle accroître le recours au *redispatching* par rapport à 2018, tels que des travaux sur des lignes importantes et déjà congestionnées ainsi que l'obligation du Clean Energy Package de mettre à disposition du marché 70 % des capacités des liaisons internationales dès 2020. Sur cette base, Elia propose de tenir compte d'un budget correspondant à 60% du budget initial soit (CONFIDENTIEL) €/an.

102. Etant donné les incertitudes causées par l'obligation figurant dans le Clean Energy Package de mettre à disposition du marché 70% des capacités des liaisons internationales dès 2020, la CREG décide

d'approuver la proposition adaptée d'Elia concernant les coûts des congestions. L'impact par rapport à la proposition tarifaire est une diminution des coûts de 15.942.733 € pour la période 2020-2023.

6.6.2.3. Activation des réserves de réglage secondaire (aFRR)

103. Dans sa proposition tarifaire adaptée, Elia explique rejoindre la position de la CREG exprimée dans son projet de décision sur l'évolution des volumes d'activation (relative stabilité) durant la période 2020-2023. Toutefois, Elia soutient que (CONFIDENTIEL). *A contrario*, le projet d'intégration européenne Picasso aura un impact (CONFIDENTIEL).

104. La CREG constate que la justification d'Elia concernant l'évolution des prix est convaincante. (CONFIDENTIEL). Dès lors, la CREG approuve la proposition tarifaire adaptée d'Elia concernant les coûts d'activation de la réserve secondaire. La CREG note en outre que cette adaptation du budget initial a également eu un impact à la baisse sur les coûts du mécanisme IGCC¹⁰.

105. Cela étant, l'impact sur les tarifs est neutre car les estimations de revenus du tarif de déséquilibre sont également revues à la baisse, et ce dans un même ordre de grandeur que la baisse des budgets d'activation aFRR et IGCC.

6.6.2.4. La vente et l'achat d'énergie de secours aux TSO étrangers

106. La CREG constate qu'Elia a bien tenu compte de la demande de la CREG d'établir les budgets de la période 2020-2023 sur la base de la réalité observée sur la période 2016-2018. L'impact sur le budget des coûts non-gérables de la période 2020-2023 est une réduction de coûts de 2.954.106 €.

6.6.2.5. Achats d'énergie aux GRDs

107. La CREG constate qu'Elia a bien tenu compte des demandes de la CREG en budgétant pour la période 2020-2023 un montant correspondant à la réalité observée en 2018.

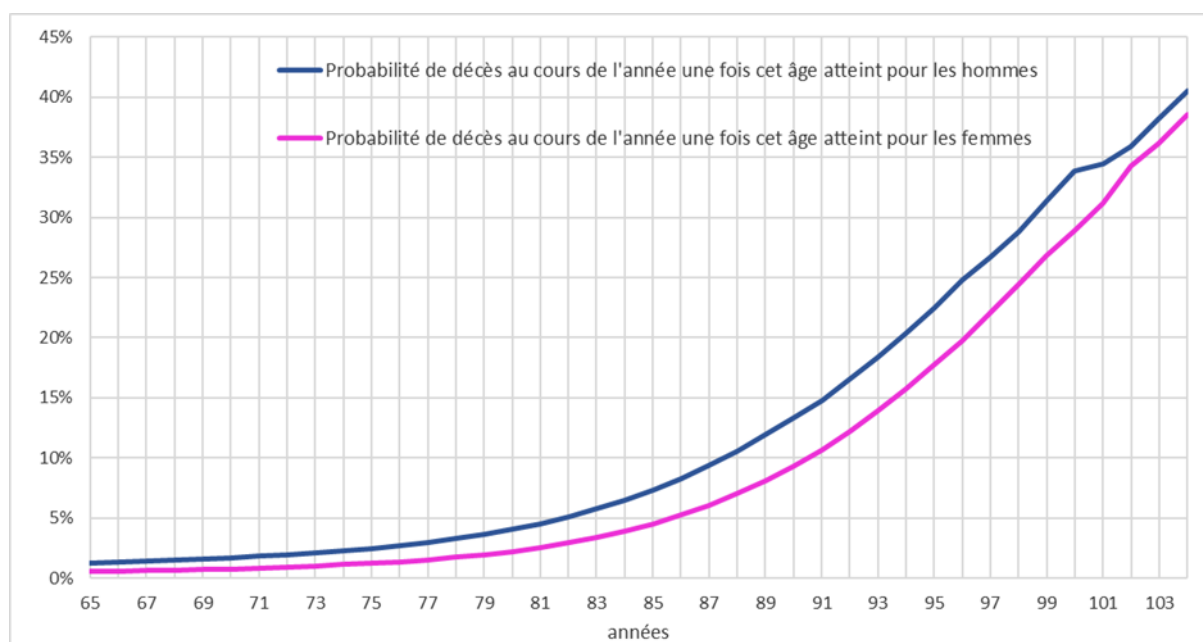
6.6.3. **Charges de pension**

108. La CREG constate qu'Elia a bien tenu compte des demandes de la CREG concernant la prise en compte d'une diminution progressive des rentes de pension versées à des (ayants droit de) travailleurs occupés sur l'activité de transport d'électricité et qui ont été pensionnés avant 2002. En effet, Elia a repris tel quel le budget de rentes de pension que la CREG a calculé en deux étapes. Dans une première étape, la CREG a calculé, pour chacun des bénéficiaires au 1er juin 2019 et pour chaque année de la période 2020-2023, une espérance mathématique de rente en tenant compte du taux de mortalité observé au sein de la population française pour des individus ayant le même sexe et âge. Ce taux de mortalité, illustré dans le graphique ci-après, a été calculé par la CREG sur la base de statistiques relatives à la période 2012-2016 pour l'ensemble de la population française (hors Mayotte) publiées par l'Institut national de la statistique et des études économiques le 6 février 2018¹¹. Enfin, dans une deuxième étape, l'inflation a été prise en compte.

¹⁰ International Grid Control Cooperation.

¹¹ <https://www.insee.fr/fr/statistiques/3311422?sommaire=3311425>

Figure 2: probabilité de décès au cours de l'année une fois un âge donné atteint



6.6.4. Autres impôts et taxes

109. La CREG constate qu'Elia a bien tenu compte des demandes de la CREG concernant l'évolution et la hauteur des autres impôts et taxes en diminuant pour chacune des années de la période tarifaire le montant du précompte immobilier.

6.6.5. Charges et produits financiers

110. La CREG constate qu'Elia a bien tenu compte des demandes de la CREG concernant l'évolution des charges et des produits financiers en tenant compte dans sa proposition tarifaire adaptée :

- i. pour ses nouveaux emprunts :
 - de la baisse des taux d'intérêts qui s'est accentuée sur les marchés financiers depuis juin 2018, qui correspond à la période de référence sur laquelle Elia s'était basée pour établir les budgets de charges financières de sa proposition tarifaire. Elia a ainsi adapté ses budgets sur la base de la moyenne arithmétique des estimations de taux d'intérêt IRS à 10 ans communiquées par deux banques en août 2019 ;
 - d'une commission demandée par les banques pour l'émission d'Eurobond correspondant tant à l'estimation maximale communiquée à Elia par les banques en juin 2018 pour une émission avec une maturité de 10 ans qu'à la réalité observée pour le senior bond avec une maturité de 10 ans émis par Elia le 5 septembre 2018 ;
 - du renouvellement des Eurobond qui viennent à échéance respectivement le 17 septembre 2022 et le 27 mai 2024, au plus tôt 6 mois avant la date d'échéance, c'est-à-dire respectivement à la mi-mars 2022 et vers la fin du mois de novembre 2023. Pour les autres Eurobond, en l'absence de prévisions mensuelles du besoin de financement, Elia a, comme demandé par la CREG, pris en compte une émission au 1^{er} juillet de l'année concernée ;

- ii. pour ses emprunts existants, de la baisse des taux d'intérêts qui s'est accentuée sur les marchés financiers depuis juin 2018, qui correspond à la période de référence sur laquelle Elia s'était basée pour établir les budgets de charges financières de sa proposition tarifaire. Elia a ainsi adapté ses budgets sur la base de la moyenne arithmétique des estimations de taux d'intérêt EURIBOR à 6 mois communiquées par deux banques en août 2019 ;
- iii. pour la « *Standby revolving credit facility* », qui est une ligne de crédit non utilisée qui pèse favorablement sur des ratios de liquidité calculés par l'agence de notation S&P, en supprimant l'augmentation de celle-ci qui avait été prise en compte dans la proposition tarifaire.

6.6.6. Coûts de l'interconnexion

111. La CREG constate qu'Elia a répondu de manière satisfaisante aux demandes de la CREG, d'une part, en augmentant les rentes de congestions anticipées sur la frontière BE-NL en 2021 et 2023 et, d'autre part, en soulignant que la réalisation de certains investissements prévus dans le plan de développement fédéral entraînera au cours de la période 2020-2023 une augmentation des capacités transfrontalières disponibles et une plus grande convergence des prix avec les pays voisins.

6.6.7. Impôts des sociétés

112. Elia a calculé les impôts sur la base du taux de taxation de (CONFIDENTIEL) % applicable pour les prochaines années, en tenant compte d'une baisse de la déduction des intérêts notionnels et des dépenses non admises.

113. Dans son projet de décision, la CREG a accepté le calcul du taux de taxation moyen de (CONFIDENTIEL) % sur la base des hypothèses actuelles et de l'organisation actuelle du groupe Elia.

114. La CREG constate que, dans sa proposition tarifaire adaptée, Elia a bien tenu compte des demandes de la CREG en recalculant le montant des impôts figurant dans la proposition tarifaire adaptée sur la base des adaptations apportées par Elia au calcul de sa rémunération suite au projet de décision de la CREG.

6.7. Examen des coûts influençables

6.7.1. Acquisition de la réservation R1 et pénalités R1 (FCR)

115. La CREG constate qu'Elia a bien tenu compte des demandes de la CREG en budgétant pour l'année 2020 un montant correspondant à la réalité observée en 2018 et en y appliquant l'évolution initialement proposée pour la période 2021-2023 ((CONFIDENTIEL) %).

6.7.2. Acquisition de la réservation R2 et pénalités R2 (aFRR)

116. La CREG constate qu'Elia a bien tenu compte des demandes de la CREG en tenant compte des capacités suggérées dans son projet de décision ((CONFIDENTIEL) MW en 2020 et (CONFIDENTIEL) MW de 2021 à 2023).

117. Concernant le prix des réserves, Elia a bien tenu compte du prix moyen suggéré par la CREG dans son projet de décision mais uniquement pour la première étape des enchères dans le cadre du nouveau

design attendu mi-2020, estimée à (CONFIDENTIEL) MW. Pour la seconde étape, qui sera organisée selon un principe de « *merit order selection* » et pour la capacité restante, Elia a tenu compte d'un prix moyen (CONFIDENTIEL).

118. En définitive, les budgets adaptés sont légèrement plus élevés que les budgets suggérés par la CREG dans son projet de décision. Toutefois, la CREG juge les éléments avancés par Elia concernant les prix suffisamment convaincants et approuve le budget adapté.

6.7.3. Acquisition de la réservation R3 et pénalités R3 (mFRR)

119. La CREG constate qu'Elia a tenu compte du projet de décision de la CREG concernant les capacités de mFRR à acquérir durant la période 2020-2023.

120. Dans son projet de décision, la CREG a soutenu que le prix moyen du premier semestre 2018 constitue une base probante pour l'établissement des budgets de la période 2020-2023.

121. Dans sa proposition tarifaire adaptée, Elia marque son accord avec la CREG mais soutient que la fusion attendue des produits R3flex et R3Standard va avoir un impact à la hausse sur le prix moyen. Elia propose donc de ne tenir compte que du prix moyen (CONFIDENTIEL).

122. La CREG considère que l'approche proposée par Elia est justifiée et approuve le budget adapté pour l'acquisition des réserves tertiaires.

6.7.4. Compensation des pertes actives sur les réseaux régionaux

123. La CREG constate que, dans sa proposition tarifaire adaptée, Elia a répondu de manière satisfaisante aux demandes de la CREG en diminuant par rapport à sa proposition tarifaire de (CONFIDENTIEL) % à (CONFIDENTIEL) % les volumes de pertes régionales à compenser.

124. Dans sa proposition tarifaire adaptée, Elia a toutefois fait remarquer que le prix des volumes à contracter, estimé sur la base des cotations Futures CAL 20, CAL 21 et CAL 22, doit être sensiblement augmenté par rapport à la proposition tarifaire car les hypothèses utilisées dans ce document ont été fixées durant l'été 2018. La CREG constate que les cotations Futures ont effectivement augmenté d'environ 20 % depuis l'été 2018 et que la proposition d'adaptation formulée par Elia est raisonnable.

125. En conclusion, la CREG constate que la baisse des volumes à compenser demandée par la CREG est en grande partie neutralisée par l'augmentation des prix des volumes à contracter.

6.8. Examen de la rémunération totale des activités régulées en Belgique

6.8.1. Calcul de la marge équitable nette

6.8.1.1. RAB Moyenne

126. Suite aux remarques de la CREG formulées dans son projet de décision, Elia a modifié le calcul de la RAB moyenne qui figure au tableau 3A du modèle de rapport sur la base du rapport tarifaire adapté 2018 approuvé par la CREG.

127. Conformément à la méthodologie tarifaire, la RAB évolue en fonction de l'évolution du besoin en fonds de roulement (BFR) qui est déterminée, à partir de 2020, en fonction des bilans scindés de l'activité régulée en y excluant les comptes de bilan relatifs aux OSPs (et aux surcharges). Deux bilans

ont été établis par Elia dans le modèle de rapport : le tableau 3B présente le total des activités régulées et le tableau 3Bbis montre un bilan qui ne comporte pas les comptes relatifs aux obligations de service public. Dans son projet de décision, la CREG a constaté que ces bilans ne donnaient pas suffisamment de détails permettant de calculer le besoin en fonds de roulement. Elia a par la suite fourni à la CREG des informations complémentaires concernant le détail du BFR et l'adaptation du BFR d'un montant d'environ (CONFIDENTIEL) €. La CREG marque son accord avec ce calcul réalisé sur la base d'un bilan relatif aux activités régulées mais vérifiera dans le cadre de ses décisions sur les rapports tarifaires *ex post* que l'article 15 de la méthodologie tarifaire est respecté.

128. La CREG constate qu'Elia a inclus dans la RAB des immobilisations incorporelles relatives à des investissements pour un montant de (CONFIDENTIEL) € dans des projets informatiques au cours de la période tarifaire. (CONFIDENTIEL)

Elia a également confirmé que ces projets informatiques ne portaient que sur les activités régulées belges. La CREG estime que les activités non régulées pourront également bénéficier de certains de ces projets relatifs à la gestion des ressources humaines et à la finance d'entreprise. La CREG vérifiera dans le cadre de ses décisions sur les rapports tarifaires *ex-post* comment ces investissements sont ventilés entre activités régulées et activités non-régulées.

129. La CREG constate enfin que les coûts du projet « *Capacity Remuneration Mechanisms* » de (CONFIDENTIEL) € qui figurait dans la liste des investissements ont été transférés vers les coûts de financement de la réserve stratégique et du CRM.

130. En conséquent, la CREG constate que, dans sa proposition tarifaire adaptée, Elia a répondu de manière satisfaisante aux demandes de la CREG concernant l'évolution de la RAB moyenne. Cette évolution est reprise dans le tableau ci-dessous.

Tableau 3: évolution de la RAB moyenne

*1.000.000 EUR	Réalité 2018	Budget 2020	Budget 2021	Budget 2022	Budget 2023
RAB moyenne	4.091	4.996	5.236	5.453	5.738

6.8.1.2. Structure financière : calcul du facteur S

131. La CREG constate qu'Elia a adapté le calcul de la moyenne des fonds propres en partant des montants approuvés par la CREG dans le cadre du rapport tarifaire adapté 2018 et en tenant compte du montant réel de l'augmentation de capital du 14 juin 2019.

132. La CREG constate toutefois que (CONFIDENTIEL).

6.8.1.3. La prime de risque additionnelle pour le MOG2

133. La CREG constate qu'Elia a répondu de manière satisfaisante à la demande de la CREG de ne pas appliquer aux dépenses réalisées dans le cadre du projet MOG2 la prime de risque additionnelle pour couvrir les risques additionnels liés au projet MOG de 1,4 % visée à l'article 17 de la méthodologie tarifaire.

134. Cette prime de risque de 1,4 % a été introduite par la CREG dans la méthodologie tarifaire suite à l'examen d'un dossier introduit par Elia en novembre 2017 analysant spécifiquement les risques relatifs au MOG. Cet examen a été réalisé sur la base de la méthodologie et des critères fixés par la CREG pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis, en application de l'article 13(6) du règlement (UE) n° 347/2013 du

Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009, (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009. Cette méthodologie prévoit que, après l'analyse d'un dossier introduit par un promoteur du projet, la CREG peut proposer une adaptation de la méthodologie tarifaire pour diminuer le risque supporté par le promoteur du projet (en déplaçant tout ou une partie du risque identifié vers les utilisateurs du réseau) et/ou augmenter la rémunération perçue spécifiquement pour ce projet afin de rémunérer le risque supérieur supporté par le promoteur du projet et/ou introduire des incitants adéquats afin de favoriser la réalisation de ce projet. Cette méthodologie précise que, après concertation avec le promoteur du projet/gestionnaire du réseau, la CREG soumettra les éventuelles modifications de la méthodologie tarifaire qu'elle propose à une consultation publique au cours de laquelle l'analyse de la CREG sur la base de cette méthodologie sera présentée.

135. Ainsi, la prime de risque de 1,4 % n'a été approuvée par la CREG que sur la base d'un dossier quantifiant les risques en 2017 du seul projet MOG. De plus, la CREG anticipe que l'expérience accumulée par le GRT et le progrès technologique observés entre la rédaction du dossier introduit par Elia en 2017 et la finalisation des travaux du MOG2 (actuellement prévue pour les années 2025-2026) devraient contribuer à réduire les risques supportés par le GRT dans le cadre de la réalisation et de l'exploitation du MOG2.

136. Lorsque le projet MOG2 sera suffisamment mature, et si cela s'avère alors encore justifié, Elia aura bien entendu la possibilité d'introduire un nouveau dossier sur la base de la méthodologie et des critères fixés par la CREG pour évaluer les investissements dans l'infrastructure d'électricité et de gaz et les risques plus élevés auxquels ils sont soumis.

6.8.2. Incitants

6.8.2.1. Incitant à la maîtrise des coûts gérables

137. La CREG constate qu'Elia a répondu de manière satisfaisante aux demandes d'adaptation formulées par la CREG concernant le calcul de l'incitant visé à l'article 21 de la méthodologie tarifaire.

Ainsi, Elia a finalement repris textuellement la description faite par la CREG pour cet incitant dans sa note intitulée « *les modalités de la régulation incitative applicable à Elia pour la période 2020-2023* » publiée en mai 2018¹², qui avait préalablement été concertée avec Elia. Ainsi, la proposition tarifaire adaptée fait désormais bien référence à l'année 2018 (et non plus à l'année 2014 comme dans la proposition tarifaire) et a réintégré les coefficients de 0,9 et 1,1 au dénominateur des formules (qui n'étaient pas repris dans la proposition tarifaire).

Bien que ceci ne soit pas prévu dans la note de la CREG précitée, la CREG donne une suite favorable à la demande d'Elia de sortir du périmètre de l'incitant visé à l'article 21 de la méthodologie tarifaire le projet (CONFIDENTIEL). En effet, il apparaît que le rapport OPEX/CAPEX de ce projet diffère significativement de celui des autres projets d'investissement d'Elia et que la décision finale d'investissement de ce projet dépend d'un tiers et est encore incertaine. Cet accord de la CREG est toutefois donné à la condition que, si ce projet est complètement abandonné, l'enveloppe gérable sera diminuée *pro rata temporis* à partir de la date de la décision d'abandon des budgets OPEX relatifs à ce projet particulier.

¹² <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Consult/2018/1109-10/ModalitesIncitants2020-2023FR.pdf>

138. Enfin, la CREG souligne que, de manière analogue à la pratique suivie au cours de la période 2016-2019, les éventuels sauts d'index et diminutions de charges patronales qui seraient décidés par le gouvernement fédéral bénéficieront intégralement aux utilisateurs du réseau.

6.8.2.2. Incitant à la maîtrise des coûts influençables

139. La CREG constate qu'Elia a répondu de manière satisfaisante aux demandes d'adaptation formulées par la CREG concernant le calcul de l'incitant visé à l'article 22, §1er, 2e alinéa de la méthodologie tarifaire. Ainsi, la proposition tarifaire adaptée :

- i. interprète désormais correctement les trimestres hivernaux mentionnés dans la méthodologie tarifaire comme étant le premier et le quatrième trimestre d'une année. Vu que ceux-ci ne concernent qu'une petite fraction du volume total acheté par le GRT pour couvrir ses pertes réseaux et que leur prise en compte introduirait dans le calcul de l'incitant une grande complexité, la CREG confirme ici que les achats de blocs d'énergie autres que les blocs d'énergie *baseload* « calendriers » et « trimestriels hivernaux » ne seront pas pris en considération dans le cadre du calcul de l'incitant ;
- ii. fait désormais, comme cela est prévu dans la méthodologie tarifaire, bien référence à la moyenne des cotations « durant les douze mois qui précèdent ces trimestres hivernaux » (et non plus à la moyenne des cotations au cours de l'année Y-1) ;
- iii. ne prévoit plus que tant les achats de blocs « calendriers » que les cotations des contrats *Futures* calendrier observés avant le 1^{er} juillet 2018 ne sont pas pris en compte dans le cadre de cet incitant.

6.8.2.3. Incitant pour la recherche et développement

140. Vu que, contrairement à ce qui est prévu pour les autres incitants, l'article 26 de la méthodologie tarifaire ne prévoit pas que le GRT reprenne ex ante dans sa proposition tarifaire un montant en tant qu'élément de son revenu total, la CREG a demandé à Elia de budgéter un montant de 0 €/an pour cet incitant. La CREG constate qu'Elia a répondu favorablement à cette demande d'adaptation de la CREG.

6.9. Examen des volumes de puissance et d'énergie pris en compte

6.9.1. Prise en compte du (CONFIDENTIEL)

141. La CREG constate qu'Elia a répondu favorablement à la demande d'adaptation de la CREG concernant la prise en compte de l'impact qu'aura dès 2021 la mise en service du (CONFIDENTIEL) sur l'évolution des prélèvements sur le réseau du GRT. Cette mise en service (CONFIDENTIEL) n'était pas connue au moment de la rédaction de la proposition tarifaire introduite le 10 mai 2019¹³.

¹³ (CONFIDENTIEL)

6.9.2. Exonération des tarifs de transport pour certaines installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport

142. La CREG constate qu'Elia a bien tenu compte de l'introduction de cette exonération prévue à l'article 4, § 9 de la méthodologie tarifaire.

143. Elia a également clarifié le processus devant être suivi par les exploitants d'une installation de stockage raccordée au réseau de transport ou ayant une fonction de transport pour bénéficier de l'exonération prévue à l'article 4, § 9 de la méthodologie tarifaire. La CREG marque son accord avec cette clarification, qui est reprise à l'annexe 1 de la présente décision.

6.10. Examen de la structure tarifaire, des tarifs et des modalités tarifaires proposés

6.10.1. Structure tarifaire proposée

144. La CREG constate que l'ensemble des tarifs proposés par Elia correspond intégralement à la structure tarifaire prévue à l'article 5 de la méthodologie tarifaire.

Les tarifs de transport proposés par Elia comprennent :

- 1) les tarifs de raccordement ;
- 2) les tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau :
 - les tarifs pour la pointe mensuelle ;
 - les tarifs pour la pointe annuelle ;
 - les tarifs pour la puissance mise à disposition ;
- 3) les tarifs de gestion du système électrique :
 - le tarif pour la gestion du système électrique ;
 - le tarif pour le prélèvement d'énergie réactive complémentaire ;
- 4) Les tarifs de compensation des déséquilibres :
 - le tarif pour les réserves de puissance et le black start ;
 - le tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre résiduel des responsables d'accès individuels ;
- 5) Le tarif pour l'intégration du marché.

145. Il convient de souligner qu'Elia établit pour la première fois une distinction entre le tarif de raccordement *onshore* et le tarif de raccordement *offshore*.

146. Le tarif du raccordement *offshore* sera facturé aux parcs raccordés au *Modular Offshore Grid*. Dans ce cadre, Elia prévoit toutefois une exception par l'introduction du « tarif de raccordement applicable au parc dont une installation a été transférée en vertu de l'article 7, § 3 de la loi électricité ». Ce tarif est égal au tarif de raccordement applicable aux installations raccordées *onshore* à un niveau de tension 220 kV.

147. En vertu de l'article 7, § 3 de la loi électricité, Rentel a transféré au GRT une partie de ses installations de raccordement en vue de leur intégration au *Modular Offshore Grid*. La reprise de ces installations a entraîné le déplacement du point de raccordement de Rentel situé au poste de transformation de Stevin vers le transformateur situé dans la station OSS. Le « tarif de raccordement applicable au parc dont une installation a été transférée en vertu de l'article 7, § 3 de la loi électricité » s'appliquera à Rentel.

148. Comme indiqué dans la décision (B)1910¹⁴, la CREG estime que l'introduction d'un tarif de raccordement égal au tarif de raccordement *onshore* est conforme au principe de neutralité de l'opération de transfert, expressément établi dans la décision (B)1695¹⁵ du 21 décembre 2017.

6.10.2. Tarifs de transport proposés

149. La CREG constate que, conformément à l'article 8 de la méthodologie tarifaire, les tarifs de transport proposés couvrent le revenu total nécessaire à l'exercice des activités régulées liées au réseau de transport et aux réseaux ayant une fonction de transport.

6.10.3. Evolution des tarifs de transport proposés

150. Le tableau ci-dessous illustre, pour trois clients types et par rapport aux tarifs actuellement en vigueur, l'évolution des tarifs de transport proposés. Il ressort de ce tableau que, malgré l'inflation et la poursuite du programme d'investissement, les tarifs de transport proposés sont globalement en baisse sur la période 2020-2023 : de - 0,4 % à - 3,6 % par rapport aux tarifs actuellement en vigueur.

Tableau 4: évolution des tarifs de transport pour trois clients types

Evolution des tarifs moyens convertis en €/MWh prélevé net	Tarifs 2019	Tarifs 2020	% 2020 / 2019	Tarifs 2021	% 2021 / 2020	Tarifs 2022	% 2022 / 2021	Tarifs 2023	% 2023 / 2022	% 2023 / 2019
Clients industriels 380/220/150 kV (CIL1)										
Terme capacitaire	3,5371	3,9952	13,0%	3,9503	-1,1%	3,8483	-2,6%	3,6352	-5,5%	2,8%
Terme énergie	2,4469	1,9634	-19,8%	1,9864	1,2%	2,0169	1,5%	2,1309	5,6%	-12,9%
Total des termes capacitaire et énergie (€/MWh)	5,9840	5,9587	-0,4%	5,9367	-0,4%	5,8652	-1,2%	5,7661	-1,7%	-3,6%
Clients industriels 70/36/30 kV (CIL2)										
Terme capacitaire	5,4114	5,8369	7,9%	5,7597	-1,3%	5,7544	-0,1%	5,5192	-4,1%	2,0%
Terme énergie	2,9533	2,4983	-15,4%	2,5308	1,3%	2,5530	0,9%	2,6714	4,6%	-9,5%
Total des termes capacitaire et énergie (€/MWh)	8,3647	8,3352	-0,4%	8,2905	-0,5%	8,3074	0,2%	8,1906	-1,4%	-2,1%
Clients GRDs (CIL3)										
Terme capacitaire	8,3051	8,5794	3,3%	8,5988	0,2%	8,6659	0,8%	8,6354	-0,4%	4,0%
Terme énergie	3,9716	3,2928	-17,1%	3,3465	1,6%	3,3602	0,4%	3,4851	3,7%	-12,2%
Total des termes capacitaire et énergie (€/MWh)	12,2767	11,8723	-3,3%	11,9453	0,6%	12,0261	0,7%	12,1205	0,8%	-1,3%

¹⁴ CREG, décision (B)1910 relative à la détermination de la valeur de transfert des installations que Rentel cède à Elia dans le cadre du Modular Offshore Grid et révision du subsidie pour le câble et de la surcharge pour le câble de Rentel, 27 juin 2019

¹⁵ CREG, décision (B)1695 relative aux principes de valorisation des installations à céder au gestionnaire du réseau dans le cadre du Modular Offshore Grid, 21 décembre 2017

151. De plus, il convient de souligner que le tarif d'injection proposé par Elia est limité par le cap déterminé par Elia dans le cadre du benchmarking européen sur les tarifs d'injection. Ce benchmarking européen, réalisé à la demande d'Elia par le consultant Deloitte, a été soumis à consultation publique du 13 février au 13 mars 2019. Après analyse de l'étude de Deloitte et du rapport de consultation rédigé par Elia, la CREG n'a pas d'objections à formuler quant aux conclusions de Deloitte. Il en résulte un tarif d'injection stable tout au long de la période 2020-2023 à 0,6169 €/MWh injecté, ce qui correspond à une baisse de 36 % par rapport au tarif d'injection actuel.

6.11. Examen des OSP, taxes et surcharges

6.11.1. Obligations de Service Public

152. Concernant la structure tarifaire liée aux obligations de service public (OSP), la méthodologie tarifaire fait la distinction entre les obligations de service public dont, suite à une décision de l'autorité compétente, les coûts nets sont compensés par une surcharge ou un autre type de prélèvement spécifique et les OSP pour lesquelles aucun mécanisme de compensation spécifique n'a été prévu par l'autorité compétente.

153. Pour ces dernières, les coûts nets liés à leur exécution, qui comprennent également les coûts administratifs ou d'exploitation et les charges financières, sont compensés par des tarifs pour obligation de service public pour lesquels la CREG dispose d'une compétence identique à celle des autres tarifs : conformément à l'article 12, § 5, 11°, de la Loi électricité, ces coûts nets sont « *pris en compte dans les tarifs* ».

154. La CREG attend du GRT qu'il utilise, dans sa proposition tarifaire pour une nouvelle période réglementaire, les informations nécessaires afin de pouvoir déterminer les tarifs annuels pour toute la période réglementaire. La CREG est bien entendu consciente du fait que l'évolution de la législation relative à ces obligations de service public pourrait engendrer des propositions tarifaires actualisées (ainsi que les adaptations tarifaires qui en découlent).

155. Dans sa proposition tarifaire, le GRT a repris et élaboré les tarifs suivants pour les obligations de service public :

- le financement du raccordement des parcs éoliens offshore;
- le financement des certificats verts fédéraux ;
- le financement de la réserve stratégique et du CRM ;
- le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et cogénération en Flandre ;
- le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre ;
- le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie.

156. La CREG analyse ci-après la proposition tarifaire adaptée du GRT pour ces tarifs et surcharges en 2020.

6.11.1.1. Financement du raccordement des parcs éoliens offshore

157. Le tarif pour le financement de raccordement de parcs éoliens offshore résulte de l'exécution de l'article 7, § 2 de la loi électricité. Conformément à cette disposition, et pour autant que le Roi, par arrêté délibéré en Conseil des Ministres, ait accordé l'autorisation de ne pas se connecter à une installation pour la transmission d'électricité dans les espaces marins, le GRT est tenu de participer au financement des câbles sous-marins pour le raccordement des parcs éoliens disposant d'une concession domaniale en Mer du Nord octroyée en vertu de l'article 6 de la Loi Electricité, à concurrence d'un tiers du prix du câble avec un maximum de de 25 M€ par parc, répartis en 5 tranches annuelles.

158. Dans sa proposition tarifaire, le GRT a prévu de payer un montant total de (CONFIDENTIEL) €, pour les deux tranches suivantes:

- la 4^{ème} tranche du parc Rentel chiffrée à un montant de (CONFIDENTIEL) € conformément à la proposition sur l'évaluation et les modalités de transferts de certains actifs de Rentel vers le GRT pour l'intégration dans le MOG ;
- la 4^{ème} tranche du parc Norther prise en compte pour un montant de 5.000.000 €.

De plus, le GRT a estimé qu'à fin 2019, il comptabiliserait une créance régulatoire cumulée de (CONFIDENTIEL) € pour cette obligation de service public.

Ainsi, Elia a proposé dans sa proposition tarifaire d'établir l'obligation de service public pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore pour 2020 à un niveau permettant de percevoir des recettes couvrant (CONFIDENTIEL) €¹⁶.

159. Dans son projet de décision, la CREG a examiné les hypothèses d'Elia et les a approuvées à l'exception du montant correspondant à la quatrième tranche de Rentel : conformément à sa décision (B)1910¹⁷, le montant de (CONFIDENTIEL) € devait être repris pour le calcul du tarif « Financement du raccordement des parcs éoliens offshore » dans la proposition tarifaire adaptée.

160. Dans la proposition tarifaire adaptée, le GRT a répondu de manière satisfaisante à la demande de la CREG en adaptant le montant correspondant à la quatrième tranche de Rentel.

6.11.1.2. Financement des certificats verts fédéraux

161. En vertu de l'Arrêté Royal du 16 juillet 2002, la valeur de ce tarif est fixée par le Ministre de l'Énergie après proposition par la CREG. Comme le GRT doit fournir les informations nécessaires à la CREG, la proposition tarifaire du GRT contenait ces données ainsi qu'un avis sur le niveau de la surcharge.

162. Toutefois, la détermination de ce tarif ne fait pas partie de la procédure tarifaire et ne doit donc pas être développée dans le cadre de la présente décision.

¹⁶ = (CONFIDENTIEL)€+ (CONFIDENTIEL)€

¹⁷ CREG, décision (B)1910 relative à la détermination de la valeur de transfert des installations que Rentel cède à Elia dans le cadre du Modular Offshore Grid et révision du subside pour le câble et de la surcharge pour le câble de Rentel, 27 juin 2019

6.11.1.3. Financement de la réserve stratégique et du CRM

163. Le tableau suivant présente le budget initialement proposé par Elia et le budget adapté par Elia suite au projet de décision de rejet de la CREG.

Tableau 5: budget initial et budget adapté OSP réserve stratégique et CRM

(CONFIDENTIEL)

164. Concernant l'OSP réserve stratégique, la CREG note que le GRT a satisfait à ses demandes de réduction du budget de reporting et management, de suppression du budget de consultance liée à la demande de prolongation du mécanisme auprès de la Commission européenne et de suppression du budget de consultance juridique.

165. Concernant l'OSP CRM, le GRT a bien limité son budget de personnel au niveau de 2019 ((CONFIDENTIEL) ETP) et réduit ses budgets de consultance comme demandé.

166. La CREG approuve donc le budget adapté. Le budget de personnel de (CONFIDENTIEL) € est toutefois conditionné à la décision de l'Etat belge de soumettre une nouvelle notification de la réserve stratégique en 2020.

167. La CREG souligne que ce budget est un montant maximum qui ne pourra être dépassé. La CREG tient à souligner que la maîtrise des coûts du CRM passe aussi par la maîtrise des coûts liés à son développement de la part du GRT.

6.11.1.4. Financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et cogénération en Flandre

168. Au cours des années 2012 et 2013, les nombreuses modifications de l'Arrêté de la Région Flamande relatif aux conditions générales de la politique d'énergie du 19 novembre 2010 ("Energiebesluit") et du Décret du 8 mai 2009 relatif aux conditions générales concernant la politique de l'énergie ("Energiedecreet") ont donné lieu à des changements importants du fonctionnement des marchés des certificats verts (CV) et des certificats de cogénération (CC) en Flandre. Le législateur flamand a pris ces décisions de modification dans le but de rééquilibrer l'offre et la demande sur ces marchés et diminuer ainsi le coût net des rachats par le GRT.

169. Ensuite, les modifications de 2015 et 2017 au décret du 8 mai 2009, ainsi que l'utilisation du Fond de l'énergie, créé par la modification de 2017, ont permis de réduire significativement l'excédent de certificats verts et de cogénération sur le marché.

170. Toutefois, en 2018, Elia a constaté que les prix de marché sont restés bas et, par conséquent, que le nombre des demandes de rachat de certificats verts est resté élevé. Fin juin 2018, les demandes de rachat émanant de nouveaux acteurs, dont (CONFIDENTIEL) et (CONFIDENTIEL), ont mené à un stock de certificats détenu par le GRT inhabituellement élevé en 2019.

171. Elia ne s'attend pas à des évolutions significatives des marchés de certificats verts et de certificats de cogénération en Flandre en 2019 ni en 2020, mis à part l'arrivée potentielle de nouveaux acteurs sur ces marchés.

172. Elia s'attend à revendre en 2019 la majeure partie de son stock, malgré qu'il soit exceptionnellement élevé et à terminer l'année 2019 avec un léger surplus (dette régulateur) de (CONFIDENTIEL) €.

173. En 2020, au niveau des achats, Elia maintient son estimation pour 2019 soit un montant de (CONFIDENTIEL) €.

174. Elia maintient également pour 2020 ses hypothèses relatives aux ventes de 2019. Ainsi, le GRT évaluera les conditions de marché et l'opportunité d'organiser trois enchères en 2020, pour un montant total de (CONFIDENTIEL) € et valorise son stock de CV et CC à fin 2020 à (CONFIDENTIEL) €.

175. Ainsi, en tenant compte des coûts administratifs ((CONFIDENTIEL) €), Elia s'attend à devoir couvrir un montant de (CONFIDENTIEL) € en 2020.

176. Depuis janvier 2014, un système de dégressivité a été introduit. Ce système génère une légère diminution des volumes d'énergie prélevée nette soumis au tarif pour l'obligation de service public liée au financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération. En 2018, Elia a constaté un taux de dégressivité moyen de 8,78 %. Appliqué aux volumes estimés pour 2020 ((CONFIDENTIEL) MWh), on obtient le volume à prendre en compte pour calculer le tarif, à savoir (CONFIDENTIEL) MWh.

177. Sur la base du coût à couvrir par le tarif et le volume calculé ci-avant, le GRT propose de diminuer le tarif de 0,3921 €/MWh en 2019 à 0,1609 €/MWh à partir du 1^{er} janvier 2020.

178. La CREG approuve le montant du tarif pour obligations de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et cogénération en Flandre tel que proposé par Elia, soit 0,1609 €/MWh.

6.11.1.5. Financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre

179. En vertu de l'article 7.5.1 de l'Energiedecreet du 8 mai 2019 et des articles 6.4.1 et suivants de l'Energiebesluit du 19 novembre 2010, le GRT est tenu de financer un mécanisme de soutien à l'attention de ses clients pour les travaux qui visent à améliorer l'efficacité énergétique de leurs installations raccordées au réseau de transport. L'application de cette obligation de service public doit faire l'objet d'un rapport annuel à la « Vlaamse Energieagentschap » par le GRT.

180. En 2017, Elia estimait le montant des subsides dans le cadre des mesures en faveur de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre à (CONFIDENTIEL) € par an en moyenne pour la période 2018-2020. Les frais administratifs étaient estimés à (CONFIDENTIEL) € par an.

181. Les frais administratifs sont principalement imputables aux frais de sous-traitance de (CONFIDENTIEL), le consultant qui analyse les demandes de subsides : (CONFIDENTIEL) € pour un total de (CONFIDENTIEL) € en 2016 et (CONFIDENTIEL) € pour un total de (CONFIDENTIEL) € en 2017. En 2018, les frais administratifs ont atteint (CONFIDENTIEL) €. Selon Elia, ces montants élevés en 2017 et 2018 sont liés à l'étude de cas particulièrement compliqués. Pour 2020, le GRT s'attend à un retour à la normal et prévoit par conséquent des frais administratifs de (CONFIDENTIEL) €.

182. La CREG constate que le GRT ne prend pas en compte le nouveau contrat pour l'analyse des demandes de subsides qui devrait, selon les informations fournies en 2018, rentrer en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

183. Selon Elia, les demandes de primes qui ont été examinées par (CONFIDENTIEL) en 2017 et 2018 ont été un peu plus nombreuses que les années précédentes. Par conséquent, le montant des primes versées devrait augmenter les années à venir. Elia estime ce montant à (CONFIDENTIEL) € pour 2019 et (CONFIDENTIEL) € pour 2020 (contre (CONFIDENTIEL) € en 2018 et (CONFIDENTIEL) € en 2017).

184. Elia estime qu'elle aura une dette régulatoire fin 2019 de (CONFIDENTIEL) €.

185. Sur la base de ces données, le montant à couvrir par le tarif pour obligations de service public pour le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre en 2020 atteindra (CONFIDENTIEL) €.

186. Elia propose dès lors un tarif à 0,0280 €/MWh en 2020 (contre 0,00 € en 2019).

187. La CREG considère que ce tarif est trop peu matériel pour être maintenu. Pour le surplus, la CREG constate qu'il est très incertain puisqu'il repose sur des hypothèses sur quatre paramètres (subsides 2019 et 2020 et frais administratifs 2019 et 2020) sur lesquels Elia n'a pas d'emprise.

188. Par conséquent, la CREG demandait à Elia, dans sa proposition tarifaire adaptée, de maintenir le tarif pour le Financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie en Flandre à 0,00 €/MWh en 2020. La CREG constate qu'Elia a répondu favorablement à cette demande dans sa proposition tarifaire adaptée.

6.11.1.6. Financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables en Wallonie

189. Le Décret de la Région wallonne du 29 juin 2017 a introduit un mécanisme de temporisation par lequel la Région wallonne, via l'AWAC, rachète annuellement des certificats verts au GRT de telle manière à ce que la position nette de l'obligation de service public reste en équilibre avec un tarif (premier terme) à 13,8159 €/MWh.

190. Le Décret modificatif adopté par le Parlement wallon le 30 avril 2019 portant sur le Décret Electricité du 12 avril 2001 et visant à introduire un mécanisme dit de « mobilisation » n'a pour l'instant, à la connaissance de la CREG, pas encore été suivi par les actes réglementaires et contractuels nécessaires à sa mise en œuvre. Elia n'a dès lors en toute logique pas pu établir sa proposition en tenant compte de ce mécanisme.

191. La proposition d'Elia concernant le premier terme du tarif ne prévoit pas de vente de certificats verts à l'AWAC dans le cadre du mécanisme de temporisation précité. Elia considère que ce serait en contradiction avec le mécanisme de mobilisation voulu par le Gouvernement wallon et n'a pas connaissance d'une volonté du Gouvernement wallon de faire appel à ce mécanisme pour 2020. Elia cite d'ailleurs le Gouvernement wallon qui considérait dans le cadre de l'adoption du Décret modificatif du 30 avril 2019 que le mécanisme de temporisation était « difficilement réitérable étant donné l'état de la trésorerie des UAP wallons »¹⁸.

192. Par conséquent, et étant donné les hypothèses d'achats de certificats verts en 2020 et les adaptations réglementaires (cf. *infra*), Elia a proposé dans sa proposition tarifaire un premier terme à 19,0726 €/MWh.

193. Le second terme est proposé à 0,00 €/MWh conformément à l'article 42bis, § 1^{er} du Décret modificatif du 30 avril 2019 qui stipule que les coûts du mécanisme de portage des certificats verts ne sont plus couverts par le second terme mais par le premier terme du tarif à partir du 1^{er} janvier 2020.

194. Le troisième terme du tarif, prévu par le Décret modificatif du 30 avril 2019 est proposé à 0,00 €/MWh étant donné que le cadre réglementaire du mécanisme de mobilisation n'est pas encore complet.

195. Elia envisage toutefois que le mécanisme sera appliqué de telle sorte qu'une proposition tarifaire actualisée devrait être soumise à la CREG au printemps 2020. Sur la base du calendrier établi au printemps 2019, la CREG avait d'ailleurs fait la même prévision.

¹⁸ Exposé des Motifs relatif au décret modificatif adopté le 30/4/2019 par le Gouvernement wallon.

196. La CREG partage le point de vue d'Elia de ne pas tenir compte à ce stade du mécanisme de mobilisation étant donné l'incomplétude réglementaire et contractuelle.

197. Toutefois, considérant que dans la mesure du possible la stabilité tarifaire doit être préservée, et étant donné le calendrier de mise en place du mécanisme de mobilisation, avec notamment la notification du Gouvernement wallon de sa volonté de mettre en œuvre une opération de mobilisation durant l'exercice suivant qui doit intervenir avant le 31 octobre, la CREG considère qu'il faut maintenir au moins temporairement le premier terme du tarif à 13,8159 €/MWh.

198. La CREG rappelle pour le surplus que le mécanisme de temporisation existe toujours et que le GRT peut y faire appel en cas de besoin, notamment si la mise en œuvre du mécanisme de mobilisation ne suit pas le planning prévu.

199. En conclusion, dans son projet de décision la CREG demandait de maintenir le premier terme du tarif à 13,8159 €/MWh et les deuxième et troisième termes à 0,00 €. La CREG constate qu'Elia a répondu favorablement à cette demande dans sa proposition tarifaire adaptée.

La CREG invite toutefois Elia à lui remettre une proposition tarifaire actualisée dès que le cadre réglementaire pour le mécanisme de mobilisation sera complété et que les données nécessaires à cette proposition seront connues.

6.11.2. Surcharges

6.11.2.1. Surcharge pour les taxes pylônes et tranchées

200. Le GRT a identifié une seule surcharge applicable au niveau de la région flamande, qui est relative aux taxes pylônes et tranchées.

201. Depuis 2016, et en application de l'article 7, § 3, de la méthodologie tarifaire, les impôts facturés annuellement au GRT par des communes flamandes sur les mâts et pylônes qui se trouvent sur leur territoire sont récupérés par le GRT sous la forme d'une surcharge. Vu qu'il n'est pas possible pour le GRT de refacturer ces impôts uniquement aux utilisateurs de réseau localisés dans les communes qui lèvent cet impôt, cette surcharge est calculée sur la base de l'énergie nette prélevée en Flandre. Vu le nombre croissant de communes flamandes qui facturent ce type de taxe au GRT, la valeur unitaire de cette surcharge a augmenté au cours des dernières années.

202. Ainsi, le GRT estime qu'en 2020 ce seront ainsi 45 communes flamandes qui appliqueront à 1.957 pylônes une taxe annuelle allant de 1.500 €/pylône jusqu'à 5.000 €/pylône dans la commune de Maaseik. Deux communes (Temse et Zwevegem), disposant de plus de 100 pylônes sur le territoire, facturent chacune ainsi au GRT plus de 300.000 €/an, ce qui correspond à environ 1% du budget total de ces communes en 2019. Au total, Elia estime que le GRT supportera 4.626.521 € de taxes pylônes en 2020.

203. Les impôts facturés au GRT pour l'ouverture de tranchées sont également répercutés sur la base du même principe. Elia estime ces impôts en 2020 à 192.000 € pour la seule pose d'une double liaison souterraine 150 kV entre (CONFIDENTIEL) et (CONFIDENTIEL).

204. Au total, Elia estime ces coûts à 5.584.340 € pour l'année 2020 en se basant sur les avis de paiement déjà reçus et sur une estimation des coûts jusqu'à la fin de l'année 2019, y compris le décompte relatif aux années précédentes.

205. Après vérification, la CREG marque son accord avec la proposition d'Elia, qui aboutit à une surcharge de 0,1441 €/MWh.

6.11.2.2. Surcharge pour occupation du domaine public en Wallonie

206. L'Arrêté du Gouvernement wallon du 28 novembre 2002 contient les modalités de calcul concrètes pour l'adaptation réglementaire annuelle de cette surcharge.

207. La CREG constate qu'Elia a correctement appliqué les modalités de calcul dans sa proposition. Sur base du résultat de ce calcul, du manquant estimé fin 2019 et de l'estimation du volume de prélèvements en 2020 ((CONFIDENTIEL) MWh), Elia propose d'augmenter la surcharge de 0,3340 €/MWh à 0,3378 €/MWh.

208. La CREG approuve la proposition d'Elia.

6.11.2.3. Redevance pour droit de voirie à Bruxelles

209. L'Ordonnance du 1^{er} avril 2004 contient les modalités de calcul concrètes pour l'adaptation réglementaire annuelle de cette surcharge. La surcharge de 2,5 €/MWh doit être indexée chaque année au 1^{er} janvier sur base de l'indice des prix à la consommation de novembre 2001 et de celui du mois de décembre de l'année précédente.

210. Etant donné que l'indice des prix à la consommation de décembre 2019 n'était pas encore disponible et qu'Elia ainsi que les fournisseurs doivent pouvoir disposer des nouvelles valeurs des tarifs pour OSP et surcharges suffisamment à l'avance, Elia a tenu compte dans sa proposition tarifaire initiale de l'indice prévisionnel pour décembre 2019 du Bureau Fédéral du Plan le plus récent (5 mars 2019), comme requis par la CREG dans le cadre de la décision (B)658E/47.

211. Par conséquent, Elia propose de fixer la redevance pour droit d'occupation de voirie à Bruxelles à $2,5 \text{ €/MWh} * 154.07 / 109.79 = 3,5084 \text{ €/MWh}$.

212. La CREG approuve la proposition d'Elia.

7. RESERVE GENERALE

213. Dans la présente décision, la CREG s'est prononcée sur la proposition tarifaire adaptée 2020-2023 du GRT sur la base des documents mis à sa disposition. S'il devait s'avérer, lors de contrôles ultérieurs, que les montants repris dans ces documents ne sont pas entièrement corrects et qu'ils nécessitent une adaptation, la CREG peut revoir la présente décision en se basant sur l'examen de ces nouveaux chiffres.

214. La CREG se réserve le droit de soumettre, au cours des prochaines années, tous les postes à un examen approfondi concernant leur justification et leur caractère réel.

8. DISPOSITIF

Vu la Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ;

Vu la méthodologie tarifaire du 28 juin 2018 ;

Vu l'accord du 6 février 2018 conclu entre la CREG et Elia concernant les procédures d'adoption de la méthodologie tarifaire et d'approbation des propositions tarifaires ;

Vu la proposition tarifaire 2020-2023, introduite par Elia le 10 mai 2019 ;

Vu la décision de la CREG du 18 juillet 2019 relative à la demande d'approbation du rapport tarifaire incluant les soldes introduite par Elia concernant l'exercice d'exploitation 2018 ;

Vu les informations complémentaires reprises dans la lettre d'Elia du 19 juillet 2019 et dans ses courriels ;

Vu le projet de décision de rejet concernant la demande d'approbation de la proposition tarifaire introduite par Elia pour la période régulatoire 2020-2023 que la CREG a adopté le 12 septembre 2019 ;

Vu la séance d'audition du 20 septembre 2019 ;

Vu le contrôle dans les locaux d'Elia intervenu le 2 octobre 2019 ;

Vu la proposition tarifaire adaptée 2020-2023, introduite par Elia en octobre 2019 ;

Vu les nombreux courriels entre Elia et la CREG sur des points ponctuels ;

Vu le règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG du 4 décembre 2015, modifié le 22 décembre 2016 ;

Vu la réserve générale exprimée par la CREG ;

Vu l'analyse qui précède ;

Attendu qu'Elia a donné en octobre 2019 une suite satisfaisante aux différentes demandes d'adaptations formulées par la CREG dans son projet de décision du 12 septembre 2019 :

- en adaptant sa proposition tarifaire comme demandé par la CREG et/ou ;
- en fournissant les justifications demandées par la CREG et/ou ;
- en formulant des propositions alternatives raisonnables ;

Attendu que, suite à ces adaptations, le revenu total qui doit être couvert par les tarifs au cours de la période 2020-2023 a diminué de 345 M€ par rapport au revenu total initialement proposé le 10 mai 2019, ce qui correspond à une baisse de 9,6 % ;

Attendu que les tarifs de transport proposés couvrent le revenu total nécessaire à l'exercice des activités régulées liées au réseau de transport et aux réseaux ayant une fonction de transport ;

La CREG **décide d'approuver** la proposition tarifaire adaptée 2020-2023 introduite par le GRT en octobre 2019. La grille tarifaire des tarifs approuvés est mise en annexe de la présente décision.

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



Laurent JACQUET
Directeur



Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction

ANNEXE 1

Procédure à suivre par les exploitants d'une installation de stockage d'électricité raccordée au réseau de transport ou ayant une fonction de transport pour bénéficier de l'exonération prévue à l'article 4, § 9 de la méthodologie tarifaire

Installations de stockage d'électricité mises en service avant le 1^{er} juillet 2018

Conformément à la méthodologie tarifaire, les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport ou aux réseaux ayant une fonction de transport dont tant la capacité installée que l'énergie stockée augmentent à la suite de travaux d'extension de plus de 7,5% par rapport à leur niveau observé au 1er juillet 2018, bénéficient d'une exonération de 80% des tarifs de transport, à l'exception des tarifs de raccordement, durant une période de cinq années après remise en service suivant la fin des travaux d'extension.

Processus

Pour pouvoir bénéficier de cette exonération, l'utilisateur du réseau concerné introduit la demande d'exonération auprès du gestionnaire du réseau qui dispose ensuite de trente jours ouvrables pour évaluer le dossier. Dans le cas où le gestionnaire du réseau fait appel à un expert externe pour l'évaluation du dossier, cette période peut être allongée de trente jours ouvrables supplémentaires. Le gestionnaire du réseau peut, à tout moment, demander à l'utilisateur du réseau de lui communiquer dans un délai de dix jours ouvrables des données complémentaires nécessaires afin d'examiner la demande d'exonération. Chaque demande de données complémentaires fera prolonger le délai d'évaluation repris dans le paragraphe précédent à due concurrence du délai pris par l'utilisateur pour répondre à la demande. Le gestionnaire du réseau transmet ensuite le dossier à la CREG pour approbation. La CREG évalue le dossier et prend sa décision d'approbation au plus tard trente jours ouvrables après réception du dossier transmis par le gestionnaire du réseau. Si des informations complémentaires sont nécessaires, la CREG en informe l'utilisateur du réseau, et le gestionnaire du réseau pour information, endéans le mois suivant la réception du dossier. Dès réception des réponses de la part de l'utilisateur du réseau, la CREG dispose de trente jours ouvrables pour prendre sa décision finale. En cas de décision positive, l'exonération est accordée à partir de la date prévue par la décision de la CREG, qui peut le cas échéant intervenir avant l'accomplissement/finalisation des travaux permettant d'atteindre les augmentations de capacité installée et d'énergie stockée susmentionnées. La date à partir de laquelle l'exonération sera d'application doit coïncider avec le premier jour du mois.

Détermination de l'augmentation de l'énergie stockée

La valeur de référence pour pouvoir déterminer l'augmentation de 7,5% d'énergie stockée par rapport à son niveau observé au 1er juillet 2018 peut être basée sur une mesure de la situation existante, ou sur un calcul de l'énergie potentielle stockée dans la situation existante ou sur une combinaison des deux méthodes susmentionnées. Après la mise en service suivant la fin des travaux d'extension, l'augmentation de 7,5% d'énergie stockée comparée à la valeur de référence doit pouvoir être démontrée sur base d'une mesure de la nouvelle situation ou d'un calcul de l'énergie potentielle stockée dans la situation après travaux ou d'une combinaison des deux méthodes susmentionnées. Le résultat doit démontrer une augmentation de 7,5% de l'énergie stockée entre la nouvelle situation suite aux travaux d'extension et la valeur de référence par rapport au niveau observé au 1er juillet 2018. Si ce résultat atteint les 7,5%, une exonération peut être appliquée moyennant l'accord préalable de la CREG (voir processus décrit ci-dessus).

Détermination de l'augmentation de la capacité installée

La valeur de référence afin de pouvoir déterminer l'augmentation de plus de 7,5% de la capacité installée par rapport à son niveau observé au 1er juillet 2018 est basée sur la puissance active maximale, exprimée en MW, au point d'accès sur les cinq dernières années ou une période représentative à convenir entre l'utilisateur du réseau concerné et le gestionnaire du réseau si un historique de cinq années n'est pas disponible. Les pertes de la (des) liaisons de raccordement, y compris celles du (des) transformateur(s) élévateur(s) le cas échéant, sont déduites de cette valeur pour obtenir la valeur de référence. Après la mise en service suivant la fin des travaux d'extension, un contrôle est réalisé au point d'accès où la nouvelle puissance active maximale, exprimée en MW, sera mesurée lors d'un essai à échelle réelle pendant 1 heure, résultat dont les pertes de la (des) connexions de raccordement, y compris celles du (des) transformateur(s) élévateur(s) le cas échéant sont déduites. Si les installations de raccordement ont été remplacées, la déduction se fait sur base des pertes de ces nouvelles installations. Le résultat doit démontrer une augmentation de 7,5% de la capacité de stockage. Si ce résultat atteint les 7,5%, une exonération peut être appliquée moyennant l'accord préalable de la CREG (voir processus décrit ci-dessus).

Application de l'exonération

Conformément à la méthodologie tarifaire 2020-2023, les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport ou aux réseaux ayant une fonction de transport dont tant la capacité installée que l'énergie stockée augmentent à la suite de travaux d'extension de plus de 7,5% par rapport à leur niveau observé au 1er juillet 2018, bénéficient d'une exonération de 80% des tarifs de transport, à l'exception des tarifs de raccordement et des tarifs pour obligations de service public et taxes et surcharges, durant une période de cinq années après remise en service suivant la fin des travaux d'extension. Ces installations de stockage peuvent bénéficier de cette exonération dès la fin de la première phase des travaux d'extension (capacité installée ou énergie stockée). Après approbation par le CREG, Elia appliquera, dès la date de décision de l'application, l'exonération en ce qui concerne les tarifs de transport à l'exception des tarifs de raccordement. Toutefois, au cas où la date de mise en service suite aux travaux de la seconde phase d'extension (énergie stockée ou capacité installée) n'a pas lieu dans les trois ans après la date de décision de l'application de l'exonération, le montant de l'exonération déjà obtenue devra être intégralement remboursé dans les deux mois au gestionnaire du réseau de transport.

En ce qui concerne l'exonération même, la méthodologie tarifaire 2020-2023 stipule une exonération de 80% des tarifs de transport, à l'exception des tarifs de raccordement et des tarifs pour obligations de service public et des taxes et surcharges. Ceci se matérialise par l'application d'une exonération de 80% sur les tarifs unitaires pour : - Les tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau - Les tarifs de gestion du système électrique - Le tarif pour les réserves de puissance et le black start - Le tarif pour l'intégration du marché Les règles d'application des tarifs comme décrit à la section 5 restent intégralement d'application y compris les pénalités en cas de dépassement de la puissance mise à disposition et le tarif pour le prélèvement et l'injection d'énergie réactive complémentaire.

Installations de stockage d'électricité mises en service après le 1^{er} juillet 2018

Conformément à la méthodologie tarifaire, les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport ou aux réseaux ayant une fonction de transport dont la mise en service initiale intervient après le 1er juillet 2018 bénéficient d'une exonération des tarifs de transport, à l'exception des tarifs de raccordement, durant une période de dix années suivant leur mise en service initiale. En terme de processus, les mêmes règles telle que décrit ci-dessus seront d'application si ce n'est qu'en cas de décision positive de la part de la CREG, l'exonération est accordée à partir de la date mise en

service des installations de stockage d'électricité. En ce qui concerne l'exonération même, la méthodologie tarifaire 2020-2023 prévoit une exonération de 100% des tarifs de transport, à l'exception des tarifs de raccordement et des tarifs pour obligations de service public et des taxes et surcharges. Ceci se matérialise par l'application d'une exonération de 100% sur les tarifs unitaires pour : - Les tarifs pour la gestion et le développement de l'infrastructure de réseau - Les tarifs de gestion du système électrique - Le tarif pour les réserves de puissance et le black start - Le tarif pour l'intégration du marché Les règles d'application des tarifs telles que décrites à la section 5 restent intégralement d'application y compris les pénalités en cas de dépassement de la puissance mise à disposition et le tarif pour le prélèvement et l'injection d'énergie réactive complémentaire.

ANNEXE 2

PV de l'audition du 20 septembre 2019

ANNEXE 3

Grille tarifaire approuvée par la CREG