

Rapport de la consultation

(RA)1109-12

11 janvier 2024

Rapport de la consultation relatif au projet d'arrêté (Z)1109/12 portant modification de l'arrêté (Z)1109/11 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 réglementaire 2024-2027

Article 12, §§ 2, 5, 8 et 9, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	4
2. LES REACTIONS RECUES.....	4
3. RESUME DES REACTIONS RECUES ET DU POINT DE VUE DE LA CREG.....	5
3.1. Les réactions relatives au Modular Offshore Grid II	5
3.2. Les réactions relatives au taux sans risque.....	6
ANNEXE 1.....	8
ANNEXE 2.....	8

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (ci-après : CREG) a organisé une consultation publique relative à son projet d'arrêté (Z)1109/12 modifiant son arrêté (Z)1109/11 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport (ci-après : la méthodologie tarifaire) visée à l'article 12 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation de marché d'électricité (ci-après : la loi électricité). Les modifications concernent l'introduction d'un cadre réglementaire pour le *Modular Offshore Grid II* et une adaptation du taux sans risque.

Cette consultation s'est déroulée du 23 novembre au 22 décembre 2023 inclus. Les documents utilisés dans le cadre de cette consultation sont joints en annexe 1 du présent rapport de consultation.

Une copie de l'ensemble des réactions non confidentielles des répondants figure en annexe 2 du présent rapport.

Le présent rapport comporte un récapitulatif des réactions individuelles reçues pour chaque section du projet d'arrêté, suivi du point de vue de la CREG en la matière.

Le comité de direction de la CREG a approuvé le présent rapport lors de sa réunion du 11 janvier 2024.

1. CADRE LEGAL

1. L'article 12ter, dernier alinéa, de la loi électricité dispose que, dans l'exécution de ses missions en vertu des articles 12 à 12quinquies, la CREG « joint à son acte définitif un commentaire justifiant la prise en compte ou non des commentaires émis par les parties consultées ».

2. Conformément à l'accord du 22 décembre 2021¹ conclu entre la CREG et Elia, le projet de méthodologie tarifaire issu de la concertation avec le gestionnaire du réseau a été soumis à une consultation publique du 23 novembre au 22 décembre 2023 inclus.

3. En application de l'article 12ter de la loi électricité précitée, le présent document constitue la réponse de la CREG aux observations émises dans le cadre de la consultation publique.

2. LES REACTIONS RECUES

4. La CREG a reçu des réactions non confidentielles de deux répondants faisant suite à sa consultation relative au projet d'arrêté :

- VREG, Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt (ci-après: VREG);
- FEBELIEC, la fédération belge des grands consommateurs d'énergie (ci-après : FEBELIEC).

5. Une copie de l'ensemble de ces réactions non confidentielles figure en annexe 2 du présent rapport.

6. Après analyse, la CREG constate que la réaction de la VREG n'entre pas dans le cadre de la consultation qui concerne, pour rappel, l'introduction d'un cadre réglementaire pour le *Modular Offshore Grid II* et une adaptation du taux sans risque. En effet, la réaction de la VREG aborde, d'une part, l'allocation des coûts du GRT entre les différents niveaux de tension et, d'autre part, l'impact des ratings financiers d'ETB et d'Elia Group dans le cadre du principe "*embedded debt*". En application de l'article 38, §2 du règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG qui dispose que "*le comité de direction n'accepte pas (...) les observations qui n'entrent pas dans le cadre de la consultation*", la CREG ne donnera donc pas suite à cette réaction de la VREG dans le cadre du présent document. Comme déjà proposé par la CREG le 24 novembre 2023, la CREG invite la VREG à détailler davantage ses réflexions et ses questions dans le cadre des échanges périodiques que la CREG a avec les régulateurs régionaux sous la coupole de FORBEG.

¹ Accord 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 tarifaires, 22 décembre 2021

3. RESUME DES REACTIONS RECUES ET DU POINT DE VUE DE LA CREG

3.1. LES REACTIONS RELATIVES AU MODULAR OFFSHORE GRID II

Résumé des réactions

7. Un répondant (FEBELIEC) dit ne pas être opposé à une prime de risque additionnelle si celle-ci couvre uniquement des risques supplémentaires clairement identifiés qui ne peuvent pas être atténués *ex ante* par Elia et qui ne relèvent pas des risques normaux déjà incorporés dans la marge équitable pour les actifs *non-offshores*. Par rapport au *Modular Offshore Grid I*, le répondant souligne qu'Elia a eu entre-temps l'occasion de développer une expérience et une expertise supplémentaires afin d'identifier et de gérer ces risques supplémentaires potentiels. Ce répondant s'attendrait donc a priori à ce que la rémunération supplémentaire (le cas échéant) pour le *Modular Offshore Grid II* soit inférieure à celle octroyée pour le *Modular Offshore Grid I*. Ce faisant, ce répondant se demande si la hauteur de la prime de risque n'est pas fixée à un niveau trop élevé.

Commentaires de la CREG

8. Lors de la conception et de la pose du MOGI, Elia a dû faire face à un certain nombre de risques liés à son manque d'expérience dans la construction d'infrastructures électriques *offshore*. Avec la conception du MOGII en cours, Elia n'est plus novice dans le domaine. Toutefois, bon nombre des risques qui existaient à l'époque du projet MOGI existent également pour le projet MOGII. L'expérience déjà acquise devrait permettre à Elia de mieux anticiper ces risques. Toutefois, l'utilisation de nouvelles technologies (par exemple, la construction d'une île énergétique artificielle en mer) signifie que l'expérience accumulée n'est pas entièrement pertinente. Les nouveaux risques compensent donc l'effet de l'expérience accumulée dans la gestion de certains risques.

Elia a analysé les risques supplémentaires auxquels elle est confrontée pour MOGII par rapport aux activités *onshore*. La CREG a examiné ces risques et constaté que, malgré les mesures d'atténuation déjà prises, le risque du MOGII est effectivement plus élevé que pour les investissements *onshore*, en raison notamment des conditions météorologiques et d'exploitation incertaines et de l'utilisation de nouvelles technologies.

9. La CREG peut confirmer que seuls les risques plus élevés par rapport aux activités *onshore* normales ont été pris en compte. Une double répercussion des risques sur l'utilisateur du réseau n'est absolument pas possible : les coûts sont soit répercutés sur les utilisateurs du réseau, soit pris en compte pour le calcul de la prime de risque.

10. La CREG a fixé la prime de risque à 1,4 % sur la base d'un *discounted cashflow model* où les revenus de la prime suffisent à couvrir les risques éventuels de la phase de développement et de construction. Pour les activités *onshore*, il n'y a pas de prime de risque et seule la marge bénéficiaire équitable normale s'applique. Pour l'*offshore*, cette prime de risque est justement accordée car les risques sont également plus élevés par rapport aux activités *onshore*.

11. Outre la fixation d'une prime de risque supplémentaire pour le MOGII, un certain nombre de durées d'amortissement spécifiques sont ajoutées à la méthodologie tarifaire pour une île énergétique *offshore* artificielle et pour les installations techniques spécifiques qui seront utilisées sur cette île.

12. L'introduction d'un cadre réglementaire, d'une prime de risque et de périodes d'amortissement pour le MOGII est nécessaire parce que le MOGII ne faisait pas partie de la méthodologie tarifaire définie dans la décision (Z)1109/11.

3.2. LES REACTIONS RELATIVES AU TAUX SANS RISQUE

Résumé des réactions

13. Un répondant (FEBELIEC) reconnaît que les conditions sur les marchés financiers ont changé radicalement depuis l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2024-2027 et, bien que ce répondant souligne ne pas être en faveur de telles adaptations en cours de période tarifaire, ce répondant dit ne pas vouloir compromettre le financement des investissements à réaliser dans le réseau. Toutefois, ce répondant ne peut que constater que pour la période tarifaire 2020-2023, dans un contexte opposé au niveau des marchés financiers, aucune adaptation à la baisse du taux sans risque (TSR) n'a été proposée en faveur des utilisateurs du réseau. Ce répondant indique donc pouvoir éventuellement accepter une modification du TSR si celle-ci est symétrique, ce qui implique qu'elle devrait également permettre une réduction de la rémunération lorsque le taux d'intérêt sans risque diminue et qu'aucun plancher ne devrait être appliqué à moins que, symétriquement, un plafond ne soit également introduit avec un écart identique. En outre, ce répondant soutient le principe d'un traitement différencié pour la rémunération des actifs en fonction de leur date d'entrée en vigueur, en tenant compte du fait que les actifs entrés en vigueur avant le 1er Janvier 2022 ont déjà bénéficié en 2020 et 2021 d'une rémunération que ce répondant estime artificiellement élevée au regard des taux d'intérêts qui étaient alors observés sur les marchés financiers. Alternativement, une approche symétrique avec une modification complète de la rémunération pour ces actifs pourrait être envisagée si la rémunération indûment élevée au cours des périodes tarifaires précédentes était remboursée pour neutraliser l'effet sur les tarifs du réseau.

Commentaires de la CREG

14. La CREG prend note du fait que le répondant reconnaît que les conditions sur les marchés financiers ont radicalement changé depuis l'élaboration de la méthodologie tarifaire 2024-2027 et que le répondant dit ne pas vouloir compromettre le financement des investissements à réaliser dans le réseau.

15. Vu la forte volatilité des taux d'intérêts observée ces quatre dernières années, et afin de garantir le financement des investissements à réaliser dans le réseau, la CREG estime qu'il est devenu nécessaire d'adapter le TSR afin que celui-ci ne soit plus fixe sur une période de 4 années: il est prudent que ce TSR évolue "mécaniquement" en fonction de l'évolution des taux d'intérêts observés sur les marchés.

16. Vu la situation observée en 2020 et 2021 - où les taux d'intérêts observés ont en effet été significativement inférieurs aux prévisions formulées en 2018² -, la CREG partage le souci du répondant de développer pour le futur un mécanisme équilibré entre, d'une part, les intérêts du gestionnaire du réseau et, d'autre part, ceux des utilisateurs du réseau.

17. L'équilibre proposé par la CREG consiste toutefois à ce que, dans le cas où les taux d'intérêts observés sur la période 2024-2027 sont significativement supérieurs aux prévisions formulées en 2022,

² Le TSR applicable au cours de la période 2020-2023 a été fixé à 2,4 % dans la méthodologie tarifaire 2020-2023 sur la base de la moyenne arithmétique des dernières prévisions du taux OLO à 10 ans publiées avant l'adoption de la méthodologie tarifaire 2020-2023 en juin 2018 par le Bureau Fédéral du Plan. Toutefois, dans la réalité et suite à la pandémie de COVID19, le taux OLO à 10 ans a par la suite chuté à - 0,14 % en 2020 et - 0,02 % en 2021.

alors le gestionnaire du réseau ne bénéficiera pas de l'intégralité de la hausse des taux d'intérêts observée sur les marchés en ce qui concerne les investissements mis en service avant le 1^{er} Janvier 2022. En effet, comme souligné par le répondant, ces investissements ont bénéficié en 2020 et 2021 d'un TSR fixé à un niveau significativement supérieur aux taux d'intérêts qui étaient alors observés sur les marchés financiers. La CREG constate ainsi que le répondant soutient la proposition de la CREG de suivre une approche différenciée selon que l'actif est entré en service avant ou après le 1er Janvier 2022.

18. Tenant compte également de la diminution de la valeur minimale du TSR de 2,4% à 1,68% entre la période 2020-2023 et la période 2024-2027, la CREG estime que l'approche qu'elle propose, bien qu'elle n'est pas exactement celle recommandée par le répondant, devrait raisonnablement permettre d'atteindre le principe de symétrie mis en avant par le répondant, à savoir que le gestionnaire du réseau ne bénéficiera pas d'un TSR maintenu à un niveau élevé si les taux d'intérêts diminuent sur les marchés et que le gestionnaire du réseau ne bénéficiera pas intégralement d'une hausse correspondante du TSR si les taux d'intérêts repartent à la hausse.

///

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

Sigrid JOURDAIN
Directrice

Koen LOCQUET
Président du Comité de direction

ANNEXE 1

Projet d'arrêté portant modification de l'arrêté (Z)1109/11 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 réglementaire 2024-2027 ayant fait l'objet de la consultation publique

ANNEXE 2

Les réponses reçues des répondants individuels

- 1) VREG
- 2) FEBELIEC