

Rapport de la consultation

(RA)1109-11
2 juin 2022

Rapport de la consultation relatif au projet d'arrêté (Z)1109-11 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport de l'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période régulatoire 2024-2027

L'article 12^{ter} 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 les points de vue de la CREG.....	5
3.1. Le processus de fixation des tarifs	5
3.2. La méthodologie tarifaire comme principal instrument de politique générale du régulateur	6
3.3. Les définitions et champ d'application (articles 2 et 3 du projet d'arrêté)	7
3.4. La structure tarifaire générale (articles 4 à 7 du projet d'arrêté).....	7
3.4.1. L'introduction d'un nouveau cadre tarifaire spécifique pour les consommateurs industriels ayant un profil de prélèvement spécifique	7
3.4.2. Le cadre tarifaire spécifique pour les installations de stockage d'électricité	8
3.5. Le revenu total à couvrir par les tarifs (articles 8 à 28 du projet d'arrêté).....	11
3.5.1. Les coûts nécessaires	11
3.5.2. Les investissements et l'évolution de la RAB	12
3.5.3. Le pourcentage de rendement.....	12
3.5.4. Les incitants.....	14
3.6. Les critères de raisonnabilité des coûts (article 29 à 34 du projet d'arrêté).....	17
3.7. La procédure en matière de contrôle et d'application des tarifs (articles 35 à 42 du projet d'arrêté)	18
3.7.1. L'évolution des comptes régulateurs	18
3.8. La description des services et des tarifs de transport (annexe 2 du projet d'arrêté).....	18
3.8.1. Le tarif pour puissance mise à disposition	18
3.8.2. Les tarifs d'injection	19
3.8.3. Le tarif de raccordement offshore	20
3.8.4. Le tarif de déséquilibre.....	20
3.8.5. Le tarif pour énergie réactive complémentaire	21
3.8.6. La composante tarifaire dynamique	21
3.8.7. La compensation en nature des pertes de réseau	22
3.9. La méthodologie tarifaire NEMO (annexe 3 du projet d'arrêté)	22
ANNEXE 1.....	24
ANNEXE 2.....	24

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)1109/11 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 2024-2027 (ci-après : le projet d'arrêté).

Cette consultation s'est déroulée du 22 avril au 12 mai 2022 inclus. Les documents utilisés dans le cadre de cette consultation sont joints en Annexe 1 du présent rapport de consultation.

Le présent rapport comporte un récapitulatif des réactions individuelles reçues pour chaque section (et, au besoin, pour chaque article ou groupe d'articles) du projet d'arrêté, suivi du point de vue de la CREG en la matière et des éventuelles adaptations apportées au projet d'arrêté.

A noter que les remarques relatives à la « Note sur les modalités de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2024-2027 » ne sont pas traitées dans le cadre du présent document. En effet, comme expliqué dans ce document, ces modalités seront reprises par la CREG dans un projet de décision qui sera soumis à une consultation publique avant l'introduction de la proposition tarifaire 2024-2027.

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

Le comité de direction de la CREG a approuvé le présent rapport lors de sa réunion du 2 juin 2022.

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 22 avril au 12 mai 2022 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. Il constituera une annexe à la décision contenant la méthodologie tarifaire.

2. LES REACTIONS RECUES

4. La CREG a reçu des réactions non confidentielles de 6 répondants faisant suite à sa consultation relative au projet d'arrêté :

- BELGIAN OFFSHORE PLATFORM (ci-après: BOP);
- BSTOR;
- FEBEG, la fédération belge des entreprises électriques et gazières (ci-après : FEBEG);
- FEBELIEC, la fédération belge des grands consommateurs d'énergie (ci-après : FEBELIEC);
- VIRYA ENERGY;
- WATERSTOFNET.

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

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 LES POINTS DE VUE DE LA CREG

5. Dans le présent volet, reprenant l'ordre des chapitres du projet de méthodologie tarifaire proprement dite, la CREG a résumé les réactions reçues et formule son point de vue sur chaque réaction. Lorsque ces réactions mènent à une adaptation du projet d'arrêté initial, la CREG le mentionne explicitement.

3.1. LE PROCESSUS DE FIXATION DES TARIFS

Résumé des réactions

6. Un répondant (FEBEG) regrette que la consultation n'ait eu lieu que durant 3 semaines et recommande dans le futur une consultation sur le contenu de la méthodologie tarifaire comprise entre 4 et 6 semaines. Ce répondant regrette également que le document de consultation ne donne pas de quantification au niveau de l'impact sur le revenu total.

7. Un répondant (BOP) regrette que dans l'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 conclu entre la CREG et Elia du 22 décembre 2021, aucune opportunité n'est donnée aux utilisateurs du réseau et aux acteurs du marché de s'exprimer dans le cadre d'une consultation publique sur les montants repris concrètement dans la proposition tarifaire d'Elia. Ce répondant demande qu'une grille tarifaire complétée soit publiée dans le cadre de la consultation publique sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire qu'Elia doit organiser au printemps 2023 avant de soumettre sa proposition tarifaire.

8. Un répondant (FEBELIEC) accueille favorablement le fait que les tarifs 2024-2027 seront déjà connus d'ici novembre 2023 car, en cas de modification pertinente de la structure tarifaire et/ou des tarifs, ceci laisse aux utilisateurs du réseau un certain temps pour adapter leurs actions. Ce répondant estime toutefois préférable que les nouveaux tarifs soient publiés encore plus tôt, comme c'est le cas pour le gaz naturel. Ce répondant insiste également pour que, même s'il comprend que la méthodologie tarifaire laisse certains degrés de liberté à la CREG et à Elia pour faire face à des circonstances exceptionnelles, toute modification de tarifs doive faire l'objet d'une consultation avec les utilisateurs du réseau.

Commentaires de la CREG

9. Concernant la durée de la consultation publique de 3 semaines décidée par la CREG, celle-ci s'explique par l'absence de modifications fondamentales par rapport au texte de la méthodologie actuellement en vigueur. Pour le futur, la CREG prend toutefois bonne note de la suggestion de prévoir une période comprise entre 4 et 6 semaines.

10. La quantification au niveau de l'impact sur le revenu total prendra place en 2023 dans le cadre de la procédure d'adoption de la proposition tarifaire. Les incertitudes entourant encore actuellement par exemple l'évolution des coûts des services auxiliaires ou le contenu des plans d'investissement (et donc le montant de la RAB) rendent actuellement toute quantification très hypothétique.

11. L'accord conclu entre Elia et la CREG le 22 décembre 2021 prévoit que *“préalablement à l'introduction de la proposition tarifaire, Elia organise une consultation publique sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire et rédige un rapport de*

consultation expliquant la prise en compte ou non des commentaires émis. Les commentaires des parties consultées et le rapport de consultation sont joints à la proposition tarifaire.”. Bien que cela n’est pas explicitement prévu dans cet accord, la CREG considère qu’il serait effectivement une bonne idée qu’Elia publie dans le cadre de cette consultation sa meilleure estimation faite au début 2023 de ce que devraient être les tarifs 2024-2027, tenant compte des éléments déterminants faisant l’objet de la consultation publique et des estimations de coûts et volumes disponibles. Bien entendu, il est possible que les tarifs qui seront in fine approuvés par la CREG fin 2023 divergent sensiblement de la meilleure estimation faite par Elia début 2023, en raison notamment des résultats de la consultation publique organisée début 2023 par Elia, du contrôle par la CREG de la raisonnable des coûts budgétés dans la proposition tarifaire,

12. L’accord conclu entre Elia et la CREG le 22 décembre 2021 prévoit bien que les tarifs 2024-2027 devront être connus au plus tard durant la première quinzaine du mois de novembre 2023. En cas de modification des tarifs au cours de la période tarifaire, la CREG confirme que l’accord conclu entre Elia et la CREG le 22 décembre 2021 prévoit bien qu’Elia devra préalablement lancer une consultation publique sur les éléments déterminants des évolutions envisagées dans la future proposition tarifaire.

3.2. LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE COMME PRINCIPAL INSTRUMENT DE POLITIQUE GÉNÉRALE DU RÉGULATEUR

Résumé des réactions

13. Un répondant (FEBELIEC) rappelle que les activités régulées d’Elia doivent se focaliser sur le maintien d’un réseau fiable et efficace, ainsi que l’équilibrage résiduel du réseau, au moindre coût pour les utilisateurs. Les activités non-régulées ne peuvent avoir d’impact sur les activités régulées ni en tirer parti. Ce répondant soutient la CREG pour ces efforts de séparation des périmètres régulé et non-régulé dans cette méthodologie tarifaire.

14. Un répondant (FEBEG) souligne que les nouvelles activités d’Elia ne peuvent être développées ni au détriment des utilisateurs du réseau, ni au détriment de la mission principale qui consiste à maintenir un réseau fiable et efficace. Elia ne peut tirer des activités régulées un avantage concurrentiel pour développer d’autres activités qui pourraient également être menées par d’autres acteurs de marché indépendants.

15. Un répondant (BOP) souligne également l’importance de bien séparer les activités de gestionnaire du réseau avec les autres activités commerciales qu’Elia exerce. En particulier, le répondant vise les activités de recherche et développement dont le coût est couvert par le tarif pour l’intégration du marché.

Commentaires de la CREG

16. La CREG partage les préoccupations des répondants concernant les risques de subsides croisés entre activités régulées et non-régulées. La CREG y apporte la plus grande attention et a prévu des critères de raisonnable des coûts qui lui permettent d’exercer un contrôle en la matière.

17. Concernant les coûts couverts par le tarif pour l’intégration du marché, la CREG rappelle qu’il s’agit des coûts nécessaires aux missions du GRT reprises à l’article 8, § 1bis de la loi électricité, ainsi que les coûts des activités de recherche et développement. La ligne directrice tarifaire n° 20, de l’article 12, § 5 de la loi électricité, prévoit que les tarifs doivent encourager le GRT à « mener la recherche et le développement nécessaires à ses activités ». La CREG souligne que les critères de raisonnable des coûts, notamment en matière de subsides croisés, s’appliquent aussi aux coûts de

R&D. L'incitant à l'innovation est quant à lui assorti de critères de sélection des projets qui visent justement à garantir l'absence de subsides croisés et l'intérêt des utilisateurs du réseau.

3.3. LES DÉFINITIONS ET CHAMP D'APPLICATION (ARTICLES 2 ET 3 DU PROJET D'ARRÊTÉ)

18. Suite aux réflexions dans le cadre de la consultation publique et de la rédaction du présent rapport, la CREG a perçu la nécessité de compléter les définitions relatives à la puissance et à l'énergie. La CREG ajoute également une définition de « zone électrique », mentionnée dans le cadre du tarif pour l'énergie réactive complémentaire.

3.4. LA STRUCTURE TARIFAIRE GÉNÉRALE (ARTICLES 4 À 7 DU PROJET D'ARRÊTÉ)

3.4.1. L'introduction d'un nouveau cadre tarifaire spécifique pour les consommateurs industriels ayant un profil de prélèvement spécifique

Résumé des réactions

19. Un répondant (FEBELIEC) insiste pour que, comme c'est déjà le cas pour les unités de production d'électricité, la CREG réalise un benchmarking des tarifs de transport facturés à certains consommateurs industriels ayant un profil de prélèvement spécifique (baseload, anticyclique, ...) et octroie des réductions de tarifs de transport en conséquent, comme cela est le cas en Allemagne, en France ou aux Pays-Bas.

Commentaires de la CREG

20. La CREG rappelle que l'article 12, § 5, de la Loi électricité énonce les lignes directrices que la CREG doit respecter dans l'élaboration de la méthodologie tarifaire. Ainsi la ligne directrice 17° dispose que *“les tarifs pour l'utilisation du réseau de transport ou des réseaux ayant une fonction de transport applicables à des unités de production peuvent être différenciés selon la technologie de ces unités et leur date de mise en service. Ces tarifs sont déterminés en tenant compte de tout critère considéré comme pertinent par la commission, tel un benchmarking avec les pays voisins, afin de ne pas mettre en péril la sécurité d'approvisionnement du pays par une baisse de compétitivité des unités de production concernées”*. La CREG ne constate pas dans la loi électricité de disposition analogue concernant les consommateurs industriels ayant – ou non – un profil de prélèvement spécifique (*baseload*, anticyclique,...).

21. Enfin, la CREG tient également à souligner que l'implémentation en Belgique du mécanisme de soutien actuellement en vigueur en Allemagne est susceptible de générer des effets pervers non souhaitables. Comme souligné par le Ministère allemand de l'énergie et des affaires économiques², vu que le mécanisme de soutien allemand incite les bénéficiaires à suivre en toutes circonstances un profil de prélèvement le plus *baseload* possible, ce mécanisme est susceptible de freiner le développement de la flexibilité d'une partie de la demande. Ainsi, avec l'introduction d'un mécanisme de soutien

² German Federal Ministry for economic affairs and energy, *An electricity market for Germany's energy transition – White paper*, juillet 2015, p.66-67

German Federal Ministry for economic affairs and energy, *An electricity market for Germany's energy transition – Green paper*, octobre 2014, p.24

analogue au mécanisme allemand, les bénéficiaires belges d'un tel mécanisme de soutien seraient à l'avenir incités à ne plus diminuer leurs prélèvements durant les périodes où la sécurité d'approvisionnement du pays est en danger et à ne pas augmenter leurs prélèvements en période d'incompressibilité, c'est-à-dire lorsque l'électricité injectée sur le réseau est sensiblement supérieure aux prélèvements sur le réseau, ce qui va à l'encontre de l'objectif recherché en matière d'équilibrage du réseau. Enfin, la CREG souligne que ce mécanisme est également susceptible de freiner les investissements dans des unités de production locale d'électricité (le cas échéant renouvelable) dans la mesure où ces équipements peuvent impacter les quantités d'énergie minimales nécessaires pour bénéficier des mesures d'exonération voire, rendre le profil de prélèvement plus volatil. Le modèle hollandais apporte quelques solutions par rapport aux inconvénients identifiés dans le modèle allemand, notamment en considérant l'éventuelle présence d'une production locale et en appliquant un taux de dégressivité progressif et linéaire sur base de la consommation du site industriel. Un des désavantages du modèle hollandais est qu'il est plus complexe et cible les heures creuses. Sur ce point, il est utile de se poser la question de savoir si, dans le système électrique en pleine révolution, une distinction entre périodes d'heures creuses et d'heures pleines est encore pertinente ou, au contraire, si une plus grande flexibilité dans le profil de prélèvement fonction de la production disponible à ce moment ne doit pas être recherchée.

22. En conclusion, la CREG ne peut pas donner une suite favorable à la demande du répondant.

3.4.2. Le cadre tarifaire spécifique pour les installations de stockage d'électricité

Résumé des réactions

23. En insistant sur le risque de créer une distorsion entre les nouvelles centrales de stockage et les anciennes, un répondant (FEBEG) estime que l'exonération aux tarifs d'accès dont bénéficient les centrales de stockage d'électricité doit être illimitée dans le temps. Un autre répondant (BSTOR) estime un point de vue analogue spécifiquement pour les parcs de batteries mis en service à partir du 1^{er} juillet 2018. Selon ce répondant, l'absence d'exonération serait contraire au cadre légal belge, au *Green Deal* et au *Clean Energy Package* européen ainsi qu'aux objectifs de la transition énergétique.

24. Un répondant (BSTOR) estime que les tarifs pour obligation de service public (OSP), surcharges et taxes ne peuvent s'appliquer à l'électricité prélevée par un parc de batteries avec un point d'accès dédié car celle-ci est, par définition, destinée à être réinjectée, aux pertes de rendement près et n'est donc pas fournie à un client final. Par ailleurs, la directive taxation énergie imposerait de manière tout à fait explicite d'exonérer cette électricité de toute surcharge ou taxation.

25. Un répondant (FEBELIEC) estime qu'aucune distinction ne devrait être faite entre les centrales de stockage directement raccordées au réseau et celles raccordées derrière le compteur d'un consommateur industriel.

26. Deux répondants (VIRYA ENERGY et WATERSTOFNET) estiment que le cadre tarifaire visant spécifiquement les installations de stockage d'électricité élaboré en application de l'article 12, § 5, 27°, de la loi électricité devrait être élargi à toutes les installations de stockage d'énergie, en ce compris le PowertoGas. Un répondant (VIRYA ENERGY) fait remarquer que la loi électricité a été modifiée le 8 mars 2022 pour y reprendre à l'article 2, 62°*bis* une nouvelle définition de stockage d'énergie. Ce répondant fait également référence à l'article 4, § 4, de la méthodologie tarifaire. Un autre répondant (WATERSTOFNET) fait également référence à la stratégie fédérale en matière d'hydrogène, élaborée en 2021, et au cadre tarifaire spécifique développé en Allemagne pour les unités d'électrolyse.

Commentaires de la CREG

27. L'article 12, § 5, de la Loi électricité énonce les lignes directrices que la CREG doit respecter dans l'élaboration de la méthodologie tarifaire. Une ligne directrice insérée par la loi du 13 juillet 2017 dispose que : «27° Pour les installations de stockage d'électricité raccordées au réseau de transport ou aux réseaux ayant une fonction de transport, la méthodologie tarifaire contient des incitants qui encouragent le stockage d'électricité de façon non discriminatoire et proportionnelle. Pour ce faire, un régime tarifaire distinct pour le stockage d'électricité peut être déterminé par la Commission ».

28. Dans son arrêté 1718 du 29 mars 2018³, la CREG a rappelé que la méthodologie tarifaire qui était alors en vigueur contenait déjà une forme d'incitant qui encourage le stockage d'électricité de façon non discriminatoire et proportionnelle. En effet, depuis le 1^{er} janvier 2016, soit avant la modification de la loi électricité précitée, la structure tarifaire comprend un tarif pour la pointe annuelle pour le prélèvement. La pointe annuelle pour le prélèvement est déterminée ex post comme la pointe maximale pendant les quarts d'heure des 12 derniers mois qui constituent la période tarifaire de pointe définie comme la période allant du mois de janvier à mars et du mois de novembre à décembre, de 17h à 20h, hors week-end et jours fériés. Considérant que cette période de pointe annuelle correspond aux - environ - 300 heures par an durant laquelle la charge globale sur le réseau est statistiquement la plus élevée, la CREG est d'avis que les unités de stockage opèrent normalement en mode injection durant cette période de pointe annuelle et, de la sorte, peuvent dans la réalité bénéficier d'un tarif pour la pointe annuelle pour le prélèvement égal à zéro euro par an. Bien que la méthodologie tarifaire en vigueur rencontrait donc déjà, selon la CREG, l'objectif de la nouvelle ligne directrice tarifaire précitée, vu les travaux préparatoires de la Loi électricité, la CREG a estimé qu'il était tout de même souhaitable d'encore renforcer les incitants prévus dans la méthodologie tarifaire alors en vigueur afin de favoriser le développement du stockage d'électricité en Belgique. Pour ce faire, la CREG a commandé une étude au consultant Deloitte⁴ ayant pour objectif de comparer au 1^{er} août 2017 les tarifs de transport facturés ainsi que les coûts liés à la gestion du réseau de transport qui sont imposés en Belgique à une centrale de stockage idéalisée directement raccordée au réseau de transport d'Elia avec ceux facturés dans plusieurs autres pays européens à la même centrale de stockage idéalisée raccordée à un niveau de tension équivalent. Cette étude, qui a fait l'objet d'une relecture préalable par les régulateurs étrangers concernés ainsi que par Elia et par des exploitants de centrales de stockage localisées sur le territoire belge, dressait les constats suivants:

i. les tarifs de transport et coûts associés supportés en Belgique par une unité de stockage d'électricité étaient de 22 à 45 % inférieurs à la moyenne des tarifs de transport et coûts associés supportés dans les pays constituant la zone d'Europe du Nord-Ouest ;

ii. la hauteur des tarifs de transport et coûts associés était toutefois très variable d'un pays à l'autre au sein de la zone d'Europe du Nord-Ouest : celle-ci variait de 0 EUR/MWh prélevé à 85,1 EUR/MWh prélevé en fonction de l'âge de centrale de stockage ou de l'âge des travaux d'extension entrepris sur celle-ci;

iii. en Allemagne, afin de favoriser leur développement, les centrales de stockage qui ont été mises en service après 2011 étaient exonérées de tarifs de transport durant une période de 20 années après leur mise en service. Les centrales de stockage de type pompage turbinage qui ont été mises en service avant 2011 pouvaient également bénéficier d'une exonération de tarifs de transport durant une période de (seulement) 10 années si, à la suite de travaux d'extension

³ CREG, Arrêté (Z)1718 modifiant l'arrêté (Z)141218-CDC-1109/7 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport, 29 mars 2018

⁴ Deloitte, *Comparison of Belgian transmission network costs incurred by an idealized storage facility with those in other European countries*, 15 décembre 2017

réalisés après 2011, l'énergie pouvant y être stockée était augmentée d'au moins 5 % et/ou si la puissance de la centrale de stockage était augmentée d'au moins 7,5 %.

29. Considérant que l'objectif poursuivi par le législateur est le développement du stockage d'électricité dans le cadre de la transition énergétique, et de manière analogue au mécanisme incitatif introduit en Allemagne, la CREG a introduit une exonération totale des tarifs d'accès durant une période de dix années pour les centrales de stockage mises en service à partir du 1^{er} juillet 2018 ainsi qu'une exonération à hauteur de 80 % durant cinq années pour les centrales existantes dont la capacité installée et l'énergie stockée a été augmentée à la suite de travaux d'extension de plus de 7,5 % par rapport à leur niveau observé au 1^{er} juillet 2018. Les installations de stockage d'électricité pouvant bénéficier de ce régime tarifaire distinct sont celles dont les injections et les prélèvements ne font pas, pour la facturation des tarifs de transport, l'objet d'un « *netting* » avec les injections et/ou les prélèvements d'un autre utilisateur du réseau, tel qu'un consommateur industriel et/ou une unité de production. En effet, comme illustré par la CREG à la section VI.1.1.3 de son étude (F)1412⁵, la rentabilité des installations de stockage raccordées derrière le compteur d'un consommateur disposant d'une consommation suffisante est sensiblement moins affectée par la facturation de tarifs de transport qu'une installation de stockage d'électricité directement raccordée au réseau de transport : par rapport à un raccordement en direct au réseau de transport, une batterie avec un rendement de 90 % pourra, si elle est raccordée derrière le compteur d'un consommateur disposant d'une consommation suffisante, diviser les coûts variables liés à ses prélèvements par environ un facteur 10 et d'annuler totalement les coûts variables liés à ses injections.

30. La CREG constate aujourd'hui que les objectifs poursuivis par ce nouveau cadre tarifaire sont atteints: comme reconnu par plusieurs répondants à la consultation, ce cadre tarifaire a favorisé la réalisation d'investissements tant dans l'extension des centrales de stockage d'électricité mises en service avant le 1^{er} juillet 2018 que dans de nouvelles centrales de stockage d'électricité.

31. Contrairement à ce qui est sous-entendu par certains répondants, la CREG constate que la loi électricité n'a pas connu en la matière d'adaptations depuis l'introduction de son cadre tarifaire spécifique pour le stockage d'électricité, à savoir le 29 mars 2018. En d'autres termes, la ligne directrice concernant le stockage d'électricité reprise à l'article 12, § 5, de la loi électricité est restée inchangée. Or, comme cela est souligné par certains répondants, le législateur a récemment introduit, en parallèle à la définition du « stockage d'électricité », celles du « stockage d'énergie » et de l'« installation de stockage d'énergie » ; la CREG observe que, malgré l'introduction de ces concepts, repris du Règlement 2029/943, le législateur n'a jugé ni nécessaire, ni opportun d'adapter la ligne directrice n° 27 figurant à l'article 12, § 5, de la loi électricité. *A contrario*, la CREG considère que le législateur a estimé nécessaire de maintenir inchangée cette ligne directrice de sorte à en réserver l'application aux installations de stockage d'électricité et non à toutes les installations de stockage d'énergie.

32. En outre, comme invoqué par un répondant, l'article 18.1 du Règlement 2029/943 requiert notamment que « *les redevances d'accès ne créent pas de discrimination, que ce soit positivement ou négativement, à l'égard du stockage d'énergie* ». La CREG constate que cette disposition, si elle a la portée vantée par un des répondants, semble plutôt avoir pour conséquence d'entraîner la suppression du régime tarifaire incitatif qui découle de la ligne directrice n° 27 de l'article 12, § 5, de la loi électricité.

⁵ CREG, Etude (F)1412 sur la rentabilité du stockage d'électricité en Belgique, 23 avril 2015

33. Les autres instruments cités par les répondants à cet égard (étude de la Commission européenne, note de politique générale, résolution parlementaire, etc.) n'ont aucun caractère obligatoire imposant directement à la CREG d'élargir le régime tarifaire réservé au stockage d'électricité.

34. S'agissant de l'exonération des taxes, impôts et surcharges appliqués au stockage d'énergie ou d'électricité, la CREG rappelle que, conformément à l'article 172 de la Constitution, il ne lui appartient pas d'établir des exonérations en matière d'impôt et que seul le législateur est compétent en la matière.

35. S'agissant enfin des tarifs pour les obligations de service public, la CREG a toujours appliqué le principe en vertu duquel il appartient uniquement à l'autorité compétente, pour établir l'obligation de service public considérée, d'envisager le cas échéant, d'une part, des spécificités quant à la manière dont le tarif pour cette obligation doit être répercuté et, d'autre part, la nécessité d'établir pour ce tarif des diminutions ou exonérations pour certaines catégories d'utilisateurs du réseau. A défaut, la CREG considère qu'aucune exonération ou diminution ne doit être appliquée et que le tarif doit être répercuté proportionnellement au prélèvement d'électricité.

36. La CREG souligne enfin qu'aucune des centrales de stockage d'électricité mises en service à partir du 1^{er} juillet 2018 n'aura atteint sa 10^{ème} année d'exploitation au 31 décembre 2027, dernier jour de la période régulatoire concernée par la méthodologie tarifaire en cours d'adoption. De manière analogue, aucune des centrales de stockage d'électricité mise en service avant le 1^{er} juillet 2018 et qui fait actuellement l'objet de travaux d'extension n'aura atteint sa 5^{ème} année d'exploitation au 31 décembre 2027. Ainsi, à défaut de modification de la loi électricité en la matière, la CREG pourra toujours réévaluer en 2026, dans le cadre de l'élaboration de sa méthodologie tarifaire qui sera applicable au cours de la période 2028-2031, l'opportunité d'étendre dans la durée l'exonération actuellement en vigueur.

3.5. LE REVENU TOTAL À COUVRIR PAR LES TARIFS (ARTICLES 8 À 28 DU PROJET D'ARRÊTÉ)

3.5.1. Les coûts nécessaires

Résumé des réactions

37. Un répondant (FEBEG) est d'avis que le risque d'impayés doit être supporté équitablement par les différents acteurs du marché de l'électricité : c'est-à-dire que les fournisseurs supportent le risque lié au non-paiement de la « composante énergie » de la facture, les gestionnaires de réseau le risque lié au volet « transport et distribution » de la facture et l'Etat le risque lié à la composante « impôts et taxes » de la facture.

38. Un répondant (BOP) fait remarquer que les « coûts nécessaires » comprennent les coûts des *seabed surveys* et du réenfouissement des câbles. Le répondant se serait attendu à ce qu'une provision suffisante soit constituée pour ces coûts et qu'Elia dispose d'une assurance suffisante pour couvrir les dommages causés par des tiers à la plateforme et aux câbles.

Commentaires de la CREG

39. La CREG constate que le modèle de marché en vigueur en Belgique fait supporter par le fournisseur l'intégralité de ces risques d'impayés: celui-ci peut bien entendu librement fixer ses prix en tenant compte de ce risque, sur lequel il exerce par ailleurs un certain contrôle. Pour la CREG, il n'est donc bien entendu pas justifié de faire supporter à Elia une partie des impayés aux fournisseurs.

40. La CREG constate que seule une provision de démantèlement (légalement obligatoire) a été constituée pour le traitement, le démantèlement et l'enlèvement des actifs du *Modular Offshore Grid*. Les coûts pour les *seabed surveys* pendant la phase opérationnelle sont couverts par les coûts OPEX. En cas de dommages causés par des tiers aux actifs du *Modular Offshore Grid*, les coûts de réparation après déduction de l'intervention des assurances sont également inclus dans les coûts OPEX. Cela concerne, par exemple, le montant de la franchise. Par conséquent, tous ces coûts sont inclus dans les coûts nécessaires.

3.5.2. Les investissements et l'évolution de la RAB

Résumé des réactions

41. Un répondant (FEBEG) constate que la RAB d'Elia est passée de 3,9 milliards € à 5,1 milliards €. Ce répondant comprend que le besoin en interconnexions supplémentaires (NEMO, Alegro) a entraîné une augmentation constante de la RAB pour le GRT. Cependant, ce répondant souhaite également souligner que les interconnexions supplémentaires doivent être examinées avec soin et que des analyses transparentes des coûts/avantages doivent être réalisées avant de procéder à des investissements majeurs qui, en fin de compte, sont supportés par les utilisateurs du réseau.

Commentaires de la CREG

42. La CREG souligne tout d'abord que NEMO fait l'objet d'un cadre tarifaire spécifique défini à l'annexe 3 de la méthodologie tarifaire et, comme explicitement mentionné à l'article 14 de la méthodologie tarifaire, n'est pas inclus dans la RAB d'Elia.

43. La CREG constate que l'examen initial du rapport coût-bénéfice d'une interconnexion supplémentaire se fait dans le cadre du Plan de développement fédéral. La CREG dispose à cet égard d'une compétence d'avis et examinera donc de manière approfondie le rapport coût-bénéfice d'une interconnexion supplémentaire. Toutefois, si une interconnexion supplémentaire est incluse dans le plan de développement approuvé (même après un avis négatif de la CREG), la CREG ne peut pas refuser les coûts de cette interconnexion supplémentaire. Elle ne peut contrôler les coûts que sur la base de critères de raisonabilité.

3.5.3. Le pourcentage de rendement

Résumé des réactions

44. Concernant le niveau de rémunération, un répondant (FEBELIEC) insiste sur le fait que, vu son statut de monopole régulé, la rémunération du gestionnaire du réseau devrait être maintenue à un niveau reflétant cette relative absence de risque pour l'investisseur.

45. Concernant la suppression de la prime d'illiquidité, un répondant (FEBELIEC) soutient cette décision de la CREG.

46. Concernant le taux d'intérêt sans risque, un répondant (FEBELIEC) dit ne pas vouloir s'opposer à la valeur prise en compte et salue le fait que la révision pouvant encore être entreprise à la hausse est limitée.

47. Concernant la prime de risque du marché, un répondant (FEBELIEC) partage l'opinion de la CREG que la valeur de 3,5 % n'est manifestement pas sous-estimée: ce répondant laisse entendre qu'il pourrait même s'agir d'une surestimation dans la mesure où les primes de risque utilisées aux Pays-Bas et en Allemagne sont plus basses. Un autre répondant (FEBEG) fait également référence aux primes de risque utilisées aux Pays-Bas et en Allemagne et demande de préciser les raisons pour lesquelles,

au début de la régulation et parmi trois études, la CREG a retenu la prime de risque du marché la plus élevée. Ce répondant propose de retenir la moyenne des résultats observés dans ces trois études.

48. Concernant le bêta, un répondant (FEBELIEC) soutient la nouvelle valeur de 0,69 dans la mesure où celle-ci a été calculée en tenant compte de la structure financière d'Elia Transmission Belgium qui est indépendante des activités non-régulées. Un autre répondant (FEBEG) demande quelle a été la valeur du bêta ces dernières années et demande quel sera l'impact des changements implémentés au niveau du bêta.

49. Concernant la prime de risque spécifique pour le MOG, un répondant (FEBELIEC) insiste pour que cette prime de risque ne soit pas appliquée aux investissements dans le réseau *onshore*.

Commentaires de la CREG

50. La CREG vise une rémunération équitable des capitaux investis dans le réseau qui est conforme au marché et qui tient compte du risque réel supporté par les investisseurs. Concernant le coût des fonds propres, le dit Capital Asset Pricing Model (ci-après : CAPM) répond à ces caractéristiques. Ce modèle financier tient compte spécifiquement et de manière objective de la relation entre, d'une part, le rendement attendu par un investisseur et, d'autre part, le niveau de risque d'un investissement dans les actions du gestionnaire du réseau. Sur base du CAPM, la rémunération de la partie des fonds propres qui sert à financer les capitaux investis dans le réseau est donc égale à un taux d'intérêt sans risque plus la prime de risque du marché multipliée par le paramètre bêta pertinent pour le gestionnaire du réseau concerné.

51. Concernant la prime de risque du marché, celle-ci est fixée à 3,5 % depuis le début de la régulation. Afin d'éviter toute sous-estimation, la CREG a fixé cette prime de risque à 3,5 % il y a deux décennies sur la base de la valeur la plus élevée observée dans trois études qu'elle avait commandées. Dans le cadre de l'adoption de la présente méthodologie tarifaire, la CREG a bien entendu vérifié que ce montant était encore raisonnable. Cette vérification a été basée sur les travaux les plus récents des professeurs Elroy Dimson, Paul Marsh et Mike Staunton de la London Business School, dont les résultats font l'objet d'une publication annuelle du Crédit Suisse. Sur la période 1900-2020, la publication du Crédit Suisse parue en 2021⁶ aboutit à une prime de risque du marché belge de 2,0 % lorsqu'elle est calculée sur la base d'une moyenne géométrique et de 4,1 % lorsqu'elle est calculée sur la base d'une moyenne arithmétique. La moyenne de ces moyennes géométrique et arithmétique, qui est l'indicateur utilisé comme référence par les régulateurs néerlandais et allemand notamment, est égale à 3,05 %. Vu que cette valeur reste très proche des 3,5 % utilisés par la CREG depuis le début de la régulation, la CREG a privilégié la stabilité et le maintien de cette prime de risque à 3,5 %. La CREG constate que, contrairement à ce qui est laissé entendre par deux répondants, les primes de risque du marché retenues par le régulateur aux Pays-Bas (ACM) et le régulateur en Allemagne (Bundesnetzagentur) ne sont pas inférieures aux 3,5 % retenus par la CREG pour la Belgique: la prime de risque du marché est en effet de 5 % aux Pays-Bas au cours de la période réglementaire 2022-2026⁷ et de 3,7 % en Allemagne au cours de la période 2024-2028⁸.

52. Concernant le bêta du gestionnaire du réseau, ces dernières années, la valeur calculée chaque année par la CREG sur la base de données journalières durant une période de 3 années n'a jamais dépassé le niveau minimum garanti de 0,53 garanti dans la méthodologie tarifaire: pour cette raison la valeur du bêta a toujours été de 0,53 ces dernières années. La CREG souligne toutefois que, ces

⁶ Crédit Suisse, *Crédit Suisse global investment returns yearbook 2021*, février 2021

⁷ ACM, Bijlage 3 bij het methodebesluit Transporttaken Tennet 2022-2026, 2021

⁸ Bundesnetzagentur, *Beschluss In dem Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in Verbindung mit § 7 Abs. 6 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) hinsichtlich der Festlegung von Eigenkapitalzinssätzen für Alt- und Neuanlagen für Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die vierte Regulierungsperiode in der Anreizregulierung, 2021*

dernières années, le bêta calculé sur la base de données journalières durant une période de 3 années a connu une hausse marquée: de 0,32 en 2018 et 0,31 en 2019 à 0,49 en 2020 et 0,51 en 2021. Ainsi, dans ce contexte haussier et volatil, le fait de dorénavant fixer la valeur du bêta au cours d'une période régulatoire avant le début de celle-ci offre une garantie de stabilité tant au gestionnaire du réseau qu'aux utilisateurs du réseau.

53. Vu les évolutions implémentées par la CREG au niveau des différents paramètres du CAPM, la CREG souligne que, pour les fonds propres correspondant à 40 % de la RAB, la rémunération après impôts des capitaux investis dans le réseau diminuera de 4,68 % durant la période régulatoire 2020-2023⁹ à entre 4,02 % et 4,10 % durant la période régulatoire 2024-2027¹⁰.

54. Enfin, la CREG confirme que la prime de risque additionnelle pour couvrir les risques liés au *Modular Offshore Grid* n'a pas vocation à s'appliquer à des investissements *onshore*.

3.5.4. Les incitants

3.5.4.1. Généralités

Résumé des réactions

55. Vu que l'expérience passée a démontré que ceux-ci menaient à des résultats, un répondant (FEBELIEC) explique vouloir être pragmatique et ne pas s'opposer au maintien des incitants pour autant que leurs objectifs sont sélectionnés sur la base de critères d'efficacité des coûts pour le système et/ou de nécessité et/ou du caractère raisonnable des budgets et/ou de valeur ajoutée pour les utilisateurs du réseau au-delà des opérations normales du gestionnaire de réseau de transport, et/ou de liens clairs avec la rapidité de réalisation des projets, au bénéfice des utilisateurs du réseau, du fonctionnement du marché et de l'intégration du marché.

56. Un répondant (FEBEG) dit théoriquement soutenir la régulation incitative mais estime que l'expérience de ces dernières années montre que ce mécanisme vise plutôt à fournir une source de revenus supplémentaires pour le gestionnaire de réseau et que les incitants sont déterminés par la CREG sans que l'impact positif de ces incitants ne soit réellement prouvé pour les parties concernées du marché. Ce répondant estime que:

- aucun incitant ne devrait être imposé pour des activités qui font partie des missions du gestionnaire de réseau et que le gestionnaire de réseau doit exécuter de toute façon ;
- non seulement un bonus, mais aussi un malus devraient être prévus ;
- les incitants devraient également être mesurables et vérifiables et aucun bonus ne devrait être octroyé si le gestionnaire du réseau n'améliore pas son service ;
- les acteurs du marché devraient être davantage impliqués dans l'élaboration des incitants afin que les mesures proposées profitent réellement à l'ensemble de la société.

⁹ 4,68 % = (2,40 % + 0,53 * 3,5 %) * 1,1

¹⁰ 4,02 % = (1,60 % + 0,69 * 3,5 %)

4,10 % = (1,68 % + 0,69 * 3,5 %)

Commentaires de la CREG

57. La CREG prend bonne note du fait que, tout en posant certaines conditions auxquelles ces incitants doivent satisfaire, les répondants soutiennent globalement le maintien de la régulation incitative.

58. La CREG rappelle que l'objectif premier des incitants est d'aligner les intérêts des utilisateurs du réseaux avec ceux du gestionnaire du réseau. Bien que ceci pourrait également être obtenu en introduisant des malus, la CREG constate sur la base de l'expérience passée que ceci n'est pas une condition indispensable. La CREG souligne qu'il convient d'apprécier la rémunération du gestionnaire du réseau dans son ensemble, c'est-à-dire en additionnant la marge bénéficiaire équitable au résultat des incitants: ainsi, une marge bénéficiaire équitable plus faible couplée à des incitants sous la forme de bonus peut aboutir aux mêmes résultats qu'une marge bénéficiaire équitable plus importante couplée à des incitants plus limités sous la forme de bonus/malus.

59. La CREG tient à cœur d'impliquer les acteurs du marché dans le cadre de l'élaboration des incitants. La présente consultation portait sur les grandes lignes de la régulation incitative qui sera appliquée au cours de la période 2024-2027: les détails de celle-ci seront soumis à consultation publique d'ici à la fin de cette année. Toutefois, la CREG a déjà donné une première indication sur la majorité des détails de cette régulation incitative dans une note qu'elle a publiée dans le cadre de la présente consultation: ainsi, les acteurs du marché disposent de plusieurs mois pour y réfléchir et, si besoin, interagir avec la CREG. Enfin, la CREG rappelle que certains incitants font l'objet annuellement d'un projet de décision soumis à consultation publique.

60. La CREG partage bien entendu l'opinion des répondants sur la nécessité que le montant des incitants soit calculé sur la base de données mesurables et vérifiables.

3.5.4.2. Incitant à la maîtrise des coûts gérables

Résumé des réactions

61. En ce qui concerne l'incitant à la maîtrise des coûts gérables, un répondant (FEBEG) estime que le 50 % est trop important et risque d'inciter Elia à surestimer les budgets de coûts gérables. Un autre répondant (FEBELIEC) souligne que l'inflation très élevée qui est actuellement observée ne se poursuivra pas nécessairement au cours des prochaines années.

Commentaires de la CREG

62. Concernant spécifiquement l'incitant à la maîtrise des coûts gérables, la CREG rappelle que ce taux de 50 % est resté inchangé depuis 2016 et qu'il était même de 100 % avant 2016. Pour la CREG, il convient de maintenir un taux significatif afin qu'Elia soit réellement incité à maîtriser ses coûts gérables. Concernant les budgets de coûts gérables, leur raisonnable est bien entendu soumise au contrôle de la CREG. Concernant l'inflation, alors que la CREG n'approuvera les tarifs 2024-2027 proposés par Elia que pour autant qu'ils soient calculés sur la base des projections d'inflation les plus récentes formulées par le Bureau Fédéral du Plan vers l'été 2023, l'incitant à la maîtrise des coûts gérables sera bien calculé en tenant compte de l'inflation réellement observée au cours de chacune des années de la période 2024-2027.

3.5.4.3. Incitant à la maîtrise des coûts influençables

Résumé des réactions

63. Un répondant (FEBELIEC) considère que l'incitant à la maîtrise des coûts influençables n'est pas assez ambitieux. En particulier, l'incitant devrait prévoir une réduction annuelle des coûts (fixée dans le projet de méthodologie à 10 % par an par rapport à la moyenne des coûts de FCR et aFRR sur la période 2020-2023) plus importante étant donné le niveau très élevé des coûts en 2021.

64. En ce qui concerne le nouvel incitant à l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments dans les sous-stations, introduit à l'article 22,§ 5 de la méthodologie tarifaire, un répondant (FEBEG) estime qu'aucun incitant ne devrait être donné à Elia pour l'amélioration de l'efficacité énergétique de leurs bâtiments: ce répondant estime qu'aucune incitation n'est nécessaire pour qu'Elia s'oriente vers la transition énergétique.

Commentaires de la CREG

65. L'incitant à la maîtrise des coûts influençables a été modifié dans le cadre de la méthodologie tarifaire pour la période 2024-2027 pour prendre en compte l'évolution des ressources qui fournissent les réserves FCR et aFRR. Un effort d'efficacité de 10 % par an par rapport au coût moyen de la période 2020-2023 a été ajouté. Cet effort d'efficacité de 40 % sur l'ensemble de la période régulatoire représente un défi important pour Elia étant donné les nombreux éléments d'incertitude qui entourent les futures conditions de marché des réserves d'équilibrage. On peut citer par exemple l'arrivée de nouveaux acteurs, comme le stockage, et la mise en service des plateformes européennes Mari et Picasso, mais l'élément d'incertitude le plus important est l'évolution du prix du gaz. Depuis la mi-2021 et encore en 2022, la forte croissance du prix du gaz a poussé les prix des réserves à des sommets jamais atteints. Il est donc possible, comme le souligne un répondant, que lorsque les prix du gaz reviendront à un niveau plus habituel, et si les unités de production au gaz continuent à fournir la majeure partie des réserves d'équilibrage, Elia perçoive un bénéfice important automatiquement et sans efforts particulier. Afin de limiter ce risque de « *windfall profit* », la CREG a dès lors décidé, en concertation avec Elia, d'ajouter un cap global sur l'incitant à la maîtrise des coûts influençables de 5.000.000 € par an.

66. Concernant spécifiquement le nouveau mécanisme incitant le gestionnaire du réseau à limiter les volumes de pertes d'énergie dues à la mauvaise efficacité énergétique des bâtiments d'un grand nombre de ses sous-stations, ces pertes d'énergie qui pourraient ainsi être évitées sont estimées par Elia à environ 15 GWh/an. Ces pertes énergétiques sont actuellement en grande partie considérées comme des pertes sur le réseau, et donc comme des coûts influençables. Bien qu'Elia est incitée à maîtriser au mieux le prix d'achat unitaire de l'énergie nécessaire pour compenser ces pertes sur le réseau, l'incitant à la maîtrise des coûts influençables n'incite aucunement Elia à entreprendre des investissements pour limiter les volumes de pertes sur le réseau. Outre un impact environnemental positif, la rénovation énergétique de ces bâtiments permettra de limiter les volumes d'énergie que le gestionnaire du réseau devra à l'avenir structurellement acheter pour couvrir ses pertes réseaux.

3.5.4.4. Incitant à l'innovation

Résumé des réactions

67. Un répondant (FEBEG) souligne qu'il est important que l'incitant à l'innovation porte bien sur des projets réellement innovants et qui apportent des bénéfices clairs à la société.

Commentaires de la CREG

68. La CREG rejoint le répondant sur son commentaire. Comme indiqué dans les décisions passées sur le plan de recherche et développement d'Elia¹¹, et ses mises à jour successives, la CREG a développé des critères de sélection des projets innovants proposés par Elia. Ces critères portent notamment sur le caractère innovant des projets, les incertitudes et l'analyse coûts bénéfiques du point de vue du consommateur final.

69. La CREG rappelle également que la recherche et développement par les GRT est devenue ces dernières années une priorité pour la Commission Européenne et ACER, comme en attestent les récentes études et recommandations¹². L'incitant à l'innovation s'inscrit dans cet élan qui doit permettre aux gestionnaires de réseau d'accompagner la transition énergétique et les objectifs climatiques de la manière la plus efficiente possible.

3.5.4.5. Incitant à l'intégration du marché et à la sécurité d'approvisionnement

Résumé des réactions

70. En vue d'un raccordement opportun et garanti de la production éolienne *offshore* supplémentaire dans la partie belge de la mer du Nord, un répondant (BOP) estime qu'il est important d'inclure tous les projets nécessaires au raccordement des parcs éoliens *offshore* (tels que Ventilus, Boucle du Hainaut et MOGII) dans la liste des projets soumis à l'incitant pour « La réalisation dans les délais de plusieurs projets d'infrastructure majeurs ». Le répondant suggère de prévoir un incitant en fonction de la réalisation dans les délais de la capacité de connexion *offshore* supplémentaire pour la zone Princess Elisabeth, au lieu d'incitants spécifiques au projet.

Commentaires de la CREG

71. Les modalités de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2024-2027 seront reprises par la CREG dans un projet de décision qui sera soumis à une consultation publique avant l'introduction de la proposition tarifaire 2024-2027.

3.6. LES CRITÈRES DE RAISONNABILITÉ DES COÛTS (ARTICLE 29 À 34 DU PROJET D'ARRÊTÉ)

Résumé des réactions

72. Un répondant (FEBELIEC) rappelle que les activités non-régulées ne peuvent à aucun moment avoir un impact sur les activités régulées et les tarifs de réseau qui en découlent. Ce constat vaut également pour les taxes et surcharges qui, notamment en raison de leur aspect potentiellement régional, ne peuvent pas négativement affecter le rating du gestionnaire du réseau.

¹¹ Voir notamment le chapitre 4 de la décision (B)658E/74 du 23 décembre 2021 sur la mise à jour du plan de recherche et développement de la SA Elia Transmission Belgium pour la période régulatoire 2020-2023 dans le cadre de l'incitant à l'innovation visé à l'article 26, §2 de la méthodologie tarifaire

¹² Voir par exemple l'étude de la Commission EU « Do current regulatory frameworks in the EU support innovation and security of supply in electricity and gas infrastructure? » de mars 2019 ; Le rapport du CCER « CEER Status Review Report on Regulatory Frameworks for Innovation in Electricity Transmission Infrastructure » d'octobre 2020 ; Position paper d'ACER : "Position on incentivising smart investments to improve the efficient use of electricity transmission assets" de novembre 2021.

Commentaires de la CREG

73. La CREG partage le point de vue de ce répondant.

3.7. LA PROCÉDURE EN MATIÈRE DE CONTRÔLE ET D'APPLICATION DES TARIFS (ARTICLES 35 À 42 DU PROJET D'ARRÊTÉ)

3.7.1. L'évolution des comptes régulatoires

Résumé des réactions

74. Vu que de nombreux utilisateurs du réseau connaissent actuellement des moments très difficiles, un répondant (FEBELIEC) insiste pour que les comptes régulatoires, s'ils sont positifs, soient utilisés dans leur intégralité au cours de la prochaine période tarifaire afin de limiter la charge tarifaire sur les utilisateurs du réseau et l'accumulation d'importants comptes régulatoires positifs.

75. Un autre répondant (FEBEG) a mentionné que l'article 38 actuel, inchangé, n'offre pas de garanties suffisantes pour que les excédents des comptes régulatoires ne continuent pas à augmenter si les revenus d'Elia dépassent ses coûts. En outre, il est précisé que les excédents doivent être restitués aux utilisateurs du réseau dans les plus brefs délais afin d'éviter toute discrimination entre les utilisateurs du réseau : les utilisateurs du réseau qui ont actuellement un contrat avec Elia et qui auraient payé trop cher doivent pouvoir bénéficier des tarifs plus bas.

Commentaires de la CREG

76. La CREG constate tout d'abord que les deux répondants font principalement référence à des comptes régulatoires excédentaires/positifs (c'est le cas lorsque les recettes dépassent les coûts ou que les coûts réels sont inférieurs aux coûts prévus avec des volumes tout à fait correctement estimés) alors qu'il est tout aussi possible qu'il y ait des déficits ou des comptes régulatoires négatifs, comme les données actuelles le laissent penser pour la période tarifaire 2019-2022.

77. Les tarifs sont structurés de manière à couvrir le revenu total d'Elia sur une période tarifaire de quatre ans et à rester stables sur l'ensemble de la période tarifaire. À la fin de la période tarifaire, des soldes régulatoires peuvent apparaître en raison d'écart entre les recettes totales réelles et estimées d'une part, et en raison des différences entre les volumes pris en compte pour le calcul des tarifs d'autre part. Chez Elia, les comptes régulatoires d'une période tarifaire antérieure sont toujours intégrés dans les tarifs de la période suivante. Si des écarts importants sont constatés entre les coûts et/ou les quantités estimés et réels, l'accord du 22 décembre 2021 prévoit dans ses articles 18 et 19 une procédure de proposition tarifaire actualisée pendant la période régulatoire.

3.8. LA DESCRIPTION DES SERVICES ET DES TARIFS DE TRANSPORT (ANNEXE 2 DU PROJET D'ARRÊTÉ)

3.8.1. Le tarif pour puissance mise à disposition

Résumé des réactions

78. Un répondant (BOP) demande que les pénalités en cas de dépassement de la puissance mise à disposition due à la fourniture du service de réglage de la tension et de l'énergie réactive soient compensées.

Commentaires de la CREG

79. Comme prévu actuellement dans les T&C VSP, le coût tarifaire de la puissance mise à disposition supplémentaire nécessaire à la fourniture du service de réglage de la tension et de l'énergie réactive en mode compensateur peut être ajouté au prix de l'offre pour le service.

3.8.2. Les tarifs d'injection

Résumé des réactions

80. Un répondant (FEBEG) s'oppose au maintien des tarifs d'injection (tant exprimés en MWh qu'en MW) car ceux-ci diminuent la rentabilité des unités de production raccordées au réseau belge. Concernant le benchmarking avec les pays voisins sur les tarifs appliqués à l'injection, ce même répondant demande à ce que (i) les utilisateurs du réseau soient impliqués dans sa réalisation, (ii) à ce que les pays voisins soient limités à ceux avec qui la Belgique partage une interconnexion et (iii) à ce que tous les tarifs facturés aux unités de production soient pris en considération (cf. tant les tarifs capacitaires que les tarifs fonction de l'énergie injectée, sans que ceux-ci ne soient limités aux tarifs pour la gestion de l'infrastructure). Enfin le répondant marque son désaccord avec la possibilité d'appliquer les tarifs pour la gestion de l'infrastructure de réseau aussi aux puissances actives injectées.

Commentaires de la CREG

81. L'article 12, § 5, 17° de la Loi électricité, qui introduit le benchmarking tarifaire avec les pays voisins, vise « les tarifs pour l'utilisation du réseau ». La CREG s'attend par conséquent à ce qu'Elia propose à nouveau un benchmarking tarifaire qui s'applique à l'ensemble des tarifs dit d'accès, donc les tarifs pour les services de gestion et de développement de l'infrastructure de réseau, les services de gestion du système électrique, les services de compensation des déséquilibres - à l'exception du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès - et les services d'intégration du marché de l'électricité.

82. Les éléments déterminants des évolutions de la proposition tarifaire d'Elia, y compris l'éventuel benchmarking tarifaire, seront soumis à consultation du marché. Par conséquent, les utilisateurs du réseau auront la possibilité d'exprimer leurs vues quant au benchmarking tarifaire. Dans le cadre de sa décision, la CREG veillera à ce que les remarques formulées par les acteurs de marché lors de la consultation d'Elia soient correctement prises en compte.

83. La notion de pays voisins doit s'apprécier de manière large. En conformité avec l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013, pour le benchmarking tarifaire dans ses propositions tarifaires pour les périodes 2016-2019 et 2020-2023, Elia avait proposé de prendre en compte les pays de la zone NWE. Bien que la CREG ne peut à ce stade préjuger des pays qui seront pris en compte par Elia pour le benchmarking de la période 2024-2027, on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'ils comptent davantage de pays que ceux qui partagent une interconnexion directe avec la Belgique.

84. La CREG rappelle que la possibilité d'appliquer des tarifs d'injection sur les termes de puissance existe déjà dans la méthodologie tarifaire pour la période réglementaire 2020-2023, bien qu'elle n'ait pas été mise en œuvre dans le cadre de la proposition tarifaire 2020-2023.

3.8.3. Le tarif de raccordement *offshore*

Résumé des réactions

85. Un répondant (BOP) s'oppose aux tarifs de raccordement spécifiques pour les raccordements *offshore* et considère qu'ils sont déraisonnables et discriminatoires, sans pour autant étayer son propos. Le répondant plaide pour une plus grande visibilité à long terme sur les éventuels tarifs de raccordement *offshore* et une allocation transparente des coûts.

Commentaires de la CREG

86. La CREG ne perçoit pas de risque de discrimination dans l'établissement des tarifs de raccordements spécifiques pour les raccordements *offshore*. Ces tarifs ont une portée individuelle puisqu'ils ne couvrent qu'un forfait qui représente les coûts du raccordement (installation et gestion). Actuellement (période régulatoire 2020-2023), seule la première travée de raccordement fait l'objet d'un tarif spécifique pour l'*offshore*. D'autre part, il est évident que les raccordements *offshore* sont très différents des raccordements *onshore* et qu'ils impliquent des coûts tout aussi différents. Selon la CREG, ce serait davantage l'absence de tarif distinctif qui serait source de discrimination.

87. La CREG analysera les tarifs spécifiques qui seront, le cas échéant, proposés par Elia dans le cadre de sa proposition tarifaire notamment à l'aune des principes de non-discrimination, proportionnalité et transparence. La CREG veillera également à ce que les remarques formulées par le marché dans le cadre de la consultation d'Elia sur les éléments déterminants des évolutions de la proposition tarifaire d'Elia soient correctement prises en compte.

3.8.4. Le tarif de déséquilibre

Résumé des réactions

88. Un répondant (BOP) suggère que le tarif de déséquilibre est trop élevé et qu'il pousse des responsables d'équilibre hors du marché, ce qui nuit à la compétition.

Commentaires de la CREG

89. La CREG constate que le tarif de déséquilibre tel que prévu dans la méthodologie tarifaire en projet et tel qu'existant actuellement respecte les dispositions en la matière du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission européenne du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (règlement EBGL).

90. Le choix d'un tarif basé sur le prix marginal des activations des réserves d'équilibrage incite les responsables d'équilibre à gérer leurs positions au mieux et à chaque instant. Les déséquilibres quart horaires des BRP mettent non seulement la sécurité d'approvisionnement en danger mais ont également un impact significatif sur la quantité de réserve d'équilibrage à contracter et donc sur les coûts du gestionnaire de réseau et les tarifs.

91. Concernant le paramètre incitatif alpha, la CREG est d'avis qu'il pourrait disparaître si un marché des réserves en temps réel est mis en place.

3.8.5. Le tarif pour énergie réactive complémentaire

92. Suite aux réflexions dans le cadre de la consultation publique et de la rédaction du présent rapport, la CREG a ajouté la possibilité que le tarif pour énergie réactive complémentaire soit appliqué par « zone électrique ». Une définition de « zone électrique » a également été ajoutée.

3.8.6. La composante tarifaire dynamique

Résumé des réactions

93. Un répondant (FEBEG) émet des réserves sur la possibilité de prévoir une composante dynamique en fonction des prix de marché de l'électricité appliquée aux tarifs sur l'énergie active prélevée/injectée nette. Selon ce répondant, l'ajout d'une telle composante est un changement fondamental des tarifs qui, sans une étude approfondie des coûts et bénéfices en concertation avec les acteurs de marché, présente de nombreux risques et peut mener à des effets contre-productifs.

94. Un autre répondant (FEBELIEC) n'est pas par principe opposé à une composante dynamique en fonction des prix du marché mais soulève des craintes pour la stabilité et la prédictivité tarifaire ainsi que des risques d'effets contre-productifs si elle n'est pas correctement calibrée.

Commentaires de la CREG

95. La CREG rappelle que la méthodologie tarifaire définit un cadre et le champ des possibilités en matière de tarifs mais que ceux-ci sont déterminés dans le cadre de la Proposition tarifaire. Celle-ci est précédée d'une consultation publique sur les éléments déterminants des évolutions envisagées, notamment en matière de tarifs. In fine, il reviendra à la CREG d'approuver spécifiquement chaque tarif qui lui est soumis.

96. La CREG partage les craintes soulevées lors de la consultation publique mais souligne qu'il est attendu d'Elia que la proposition d'un tel composant à la CREG soit précédée d'une concertation approfondie avec les acteurs de marché. La CREG prendra cette concertation en compte lors de l'analyse de la proposition tarifaire d'Elia et, si nécessaire, la complétera.

97. Le raisonnement qui sous-tend cette composante dynamique peut être résumé comme suit. Dans le contexte de la transition énergétique, la consommation va devoir d'avantage s'adapter à la production. A ce jour, les tarifs ne soutiennent pas ce changement puisqu'ils sont établis de manière fixe, indépendamment du moment où l'électricité est consommée. Le tarif appliqué sur la pointe annuelle durant la période tarifaire de pointe incite les utilisateurs de réseau à limiter la pointe, en particulier la pointe synchrone du système. La composante dynamique sur l'énergie permettrait de poursuivre la réflexion sur une incitation à consommer l'énergie électrique aux moments d'abondance et limiter celle-ci aux moments de rareté. La référence aux prix de la commodité constitue a priori le meilleur indicateur de l'abondance ou de la rareté d'électricité. Une meilleure adéquation entre consommation et production est de nature à limiter les coûts supportés par le gestionnaire de réseau en ces matières et s'inscrit dans l'encouragement à une gestion efficace du système électrique.

3.8.7. La compensation en nature des pertes de réseau

Résumé des réactions

98. Un répondant (FEBEG) est contre le maintien de la compensation en nature des pertes d'énergie active sur le réseau de transport fédéral par les BRPs. Selon ce répondant, la compensation en nature présente de nombreux désavantages, dont des barrières à l'entrée pour des potentiels nouveaux fournisseurs, des risques financiers et réglementaires, un manque de transparence pour les utilisateurs du réseau et un traitement asymétrique des unités de production centralisées et décentralisées. Ce répondant est favorable à une compensation des pertes d'énergie active sur le réseau de transport fédéral par le gestionnaire du réseau de transport. Cette position est soutenue par la réglementation européenne.

Commentaires de la CREG

99. Le maintien ou non de la compensation en nature des pertes d'énergie active sur le réseau de transport fédéral par les BRPs ne relève pas de la seule compétence de la CREG. La méthodologie tarifaire prévoit la couverture des coûts des achats d'énergie par le gestionnaire de réseau destinés à la compensation des pertes de réseau. Un incitant est également prévu depuis que ces coûts font partie de la catégorie des coûts influençables.

100. Le nouveau règlement technique fédéral (2019) prévoit toujours à l'article 202 que les pertes d'énergie active doivent être compensées en nature par les BRP, mais sous réserve des T&C BRP. Par conséquent, il peut être dérogé à cette disposition si les T&C BRP n'imposent plus la compensation en nature. Les T&C BRP sont proposées par Elia et approuvées par la CREG.

101. Une étude est en cours en 2022 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système¹³ qui vise à réévaluer et éventuellement améliorer les mécanismes d'estimation et de compensation des pertes actives sur le réseau fédéral. Les premières conclusions de cette étude sont attendues pour le 30 juin 2022.

102. Si les T&C BRP et/ou le règlement technique fédéral devaient évoluer dans le sens d'une suppression de la compensation en nature des pertes d'énergie active sur le réseau de transport fédéral par les BRPs, le coût des achats d'énergie active supplémentaires sera traité de manière identique à celui des pertes régionales, sans qu'une modification de la méthodologie tarifaire ne soit nécessaire.

3.9. LA MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE NEMO (ANNEXE 3 DU PROJET D'ARRÊTÉ)

Résumé des réactions

103. Un répondant (FEBELIEC) renvoie vers les commentaires qu'il avait formulés lors de la consultation publique ayant mené à l'introduction de cette annexe. Ce répondant insiste pour que l'impact du "floor" sur les utilisateurs du réseau soit le plus limité possible.

¹³ CREG, Décision (B)658E/73 sur les objectifs à atteindre par la SA Elia Transmission Belgium en 2022 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 de la méthodologie tarifaire, 9 décembre 2021

Commentaires de la CREG

104. Bien que la CREG ait réalisé une consultation publique sur la méthodologie tarifaire Nemo reprise à l'annexe 3 du projet d'arrêté entre le 31 octobre et le 17 novembre 2014, la CREG n'avait pas réceptionné de réaction de FEBELIEC à cette consultation publique.

////

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

Laurent JACQUET
Directeur

Koen Locquet
Président ff du Comité de direction

ANNEXE 1

Les documents que la CREG a utilisés pour la consultation relative au projet de méthodologie tarifaire pour le transport d'électricité pour la période régulatoire 2024-2027

- Projet d'arrêté 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 régulatoire 2024-2027
- Note sur les modalités de détermination des incitants destinés à l'amélioration des performances du gestionnaire du réseau de transport d'électricité au cours de la période régulatoire 2024-2027
- Etude de l'introduction d'une prime d'illiquidité dans un modèle de type CAPM (Solvay Brussels School)

ANNEXE 2

Les réponses reçues des répondants individuels

- 1) BELGIAN OFFSHORE PLATFORM
- 2) BSTOR
- 3) FEBEG
- 4) FEBELIEC
- 5) VIRYA ENERGY
- 6) WATERSTOFNET