

Décision

(B)2451
2 mars 2023

Décision (B)2451 relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une unité de production sur le réseau de transport, plus précisément un parc éolien à [CONFIDENTIEL]

Article 170 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci

Version non confidentielle

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	4
1.1. DROIT EUROPEEN	4
1.2. DROIT NATIONAL	6
2. ANTECEDENTS	10
2.1. GENERALITES	10
2.2. CONSULTATION	12
3. EVALUATION	13
3.1. MÉTHODE D'ÉVALUATION	13
3.2. EVALUATION DU DOSSIER CONCRET	15
3.2.1. REFUS PAR ELIA DE L'ACCÈS PERMANENT	15
3.2.2. PROPOSITION D'ELIA EN MATIÈRE D'ACCÈS FLEXIBLE	20
4. MONITORING	23
5. CONCLUSION	24
ANNEXE 1	26
ANNEXE 2	26
ANNEXE 3	26
ANNEXE 4	26
ANNEXE 5	26
ANNEXE 6	26
ANNEXE 7	26

INTRODUCTION

En vertu de l'article 170 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport d'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le règlement technique), la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après la proposition de la SA Elia Transmission Belgium (ci-après : Elia) d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour un parc éolien à [CONFIDENTIEL] par [CONFIDENTIEL].

L'utilisateur du réseau est [CONFIDENTIEL] (ci-après : le demandeur), dont le siège social est situé à [CONFIDENTIEL].

Par lettre du 7 septembre 2022, la CREG a reçu la proposition d'Elia, accompagnée du rapport technique, soumis en néerlandais en vertu de l'article 170 du règlement technique fédéral.

Elia a fourni des informations complémentaires à la demande de la CREG par lettre du 28 novembre 2022.

La présente décision se compose de cinq parties.

- La première partie dresse le cadre légal.
- La deuxième partie comporte les antécédents.
- La troisième partie contient l'évaluation de la proposition d'Elia.
- La quatrième partie contient quelques observations sur le monitoring de l'accès flexible.
- La cinquième partie contient la conclusion sur la demande d'approbation d'Elia.

La CREG a organisé du 8 décembre 2022 au 12 janvier 2023 une consultation non publique concernant son projet de décision (B)2451 du 8 décembre 2022 relative à la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour une unité de production, plus précisément un parc éolien à [CONFIDENTIEL], sur le réseau de transport (ci-après : le projet de décision (B)2451). Cette consultation a été adressée à Elia et au demandeur. La CREG a reçu une réponse d'Elia.

La présente décision a été adoptée par le comité de direction de la CREG le 2 mars 2023.

1. CADRE LEGAL

1.1. DROIT EUROPEEN

1. L'article 3, paragraphe premier, q) du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité prévoit ce qui suit :

« Les États membres, les autorités de régulation, les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution, les opérateurs du marché et les gestionnaires délégués veillent à ce que les marchés de l'électricité soient exploités conformément aux principes suivants: »

[...] q) les acteurs du marché ont le droit d'obtenir l'accès aux réseaux de transport et aux réseaux de distribution dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires. »

2. Toutefois, la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité mentionne à l'article 6, §2 (confirmé à l'article 40, §1^{er}, g) et h) de la même directive) la possibilité pour les gestionnaires de réseau de transport de refuser l'accès au réseau s'ils ne disposent pas de la capacité nécessaire. En effet, ces articles prévoient ce qui suit :

« Article 6. [...] 2. Le gestionnaire de réseau de transport ou de distribution peut refuser l'accès s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire. Le refus est dûment motivé, eu égard, en particulier, à l'article 9, et repose sur des critères objectifs et techniquement et économiquement fondés. Les États membres ou, lorsque ceux-ci le prévoient, les autorités de régulation desdits États membres, veillent à ce que ces critères soient appliqués de manière homogène et à ce que l'utilisateur du réseau auquel l'accès a été refusé puisse engager une procédure de règlement des litiges. Les autorités de régulation veillent également à ce que, s'il y a lieu et en cas de refus d'accès, le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau de distribution fournisse des informations pertinentes sur les mesures qui seraient éventuellement nécessaires pour renforcer le réseau. Ces informations sont fournies à chaque fois que l'accès aux points de recharge a fait l'objet d'un refus. Il peut être demandé à la partie qui sollicite ces informations de payer une redevance raisonnable reflétant le coût de la fourniture desdites informations. »

« Article 40. Tâches des gestionnaires de réseau de transport 1. Chaque gestionnaire de réseau de transport est chargé: [...]

g) de fournir aux utilisateurs du réseau les informations dont ils ont besoin pour un accès efficace au réseau;

h) [...], d'octroyer et de gérer l'accès des tiers et de préciser les motifs de refus d'un tel accès, sous le contrôle des autorités de régulation; en effectuant leurs tâches au titre du présent article, les gestionnaires de réseau de transport s'emploient en premier lieu à faciliter l'intégration du marché; [...] »

3. En outre, l'article 42 de la directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (ci-après : la directive 2019/944) prévoit ce qui suit concernant le pouvoir de décider du raccordement de nouvelles installations de production et de stockage d'énergie au réseau de transport :

« Article 42. Pouvoir de décider du raccordement de nouvelles installations de production et installations de stockage d'énergie au réseau de transport

Le gestionnaire de réseau de transport établit et publie des procédures transparentes et efficaces pour le raccordement non discriminatoire de nouvelles installations de production

et installations de stockage d'énergie au réseau de transport. Ces procédures sont soumises à l'approbation des autorités de régulation.

Le gestionnaire de réseau de transport n'a pas le droit de refuser le raccordement d'une nouvelle installation de production ou installation de stockage d'énergie en invoquant d'éventuelles futures limitations dans les capacités disponibles du réseau, telles que des congestions sur des parties éloignées du réseau de transport. Le gestionnaire de réseau de transport est tenu de fournir les informations nécessaires.

Le premier alinéa est sans préjudice de la possibilité, pour les gestionnaires de réseau de transport, de limiter la capacité de raccordement garantie ou de proposer des raccordements sous réserve de limitations opérationnelles afin de garantir la rentabilité des nouvelles installations de production ou installations de stockage d'énergie, à condition que de telles limitations aient été approuvées par l'autorité de régulation. L'autorité de régulation veille à ce que toute limitation de la capacité de raccordement garantie ou limitation opérationnelle soit introduite sur la base de procédures transparentes et non discriminatoires et ne crée pas de barrière injustifiées à l'entrée sur le marché. Lorsque l'installation de production ou l'installation de stockage d'énergie supporte les coûts liés à la garantie de raccordement illimité, aucune limitation ne s'applique.

Le gestionnaire de réseau de transport n'a pas le droit de refuser un nouveau point de raccordement au motif que celui-ci entraînerait des coûts supplémentaires résultant de l'obligation d'accroître la capacité des éléments du réseau dans la zone située à proximité du point de raccordement.

4. Enfin, l'article 58, paragraphe premier, e) de la directive précitée prévoit ce qui suit :

« Article 58. Aux fins des tâches de régulation définies dans la présente directive, l'autorité de régulation prend toutes les mesures raisonnables pour atteindre les objectifs suivants dans le cadre de ses missions et compétences définies à l'article 59, en étroite concertation, le cas échéant, avec d'autres autorités nationales concernées, y compris les autorités de concurrence ainsi que les autorités, y compris les autorités de régulation, d'États membres voisins et, le cas échéant, de pays tiers voisins, et sans préjudice de leurs compétences: [...]

- e) faciliter l'accès au réseau des nouvelles capacités de production et installations de stockage d'énergie, notamment en supprimant les obstacles qui pourraient empêcher l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché et l'intégration de la production d'électricité à partir de sources renouvelables;*

5. Concernant les éventuelles compensations financières, l'article 13.7 du règlement européen 2019/943 prévoit que :

« Lorsque des mesures de redispatching non fondées sur le marché sont utilisées, elles font l'objet d'une compensation financière de la part du gestionnaire de réseau qui a demandé le redispatching au gestionnaire de l'installation de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande ayant fait l'objet de redispatching, sauf dans le cas de producteurs qui acceptent des conventions de raccordement dans lesquelles il n'existe aucune garantie quant à un approvisionnement ferme en énergie. » [propre soulignement]

1.2. DROIT NATIONAL

6. Le cadre légal applicable à l'examen par la CREG des propositions soumises par le gestionnaire du réseau de transport en vue de l'octroi d'un accès flexible pour le raccordement de certaines unités de production était, jusqu'à récemment, déterminé par, d'une part, la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité) et, d'autre part, le règlement technique fédéral.

7. L'article 15 de la loi électricité prévoit ce qui suit en ce qui concerne le refus de l'accès au réseau par le gestionnaire de réseau :

« Art. 15. § 1. Le gestionnaire du réseau transmet à la commission une proposition contenant des procédures et des conditions transparentes et efficaces pour l'accès non-discriminatoire et le raccordement au réseau de transport, en ce compris les données à fournir, les délais de raccordement, les critères et les tarifs de transport. Ces procédures sont publiées par le gestionnaire du réseau pour autant que les procédures de raccordement précitées aient été approuvées par la commission.

Les clients éligibles ont un droit d'accès au réseau de transport aux tarifs fixés conformément à l'article 12.

Le gestionnaire du réseau ne peut refuser l'accès au réseau que s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire. Le gestionnaire du réseau peut également refuser l'accès au réseau lorsque cet accès empêcherait la bonne exécution d'une obligation de service public à sa charge dans l'intérêt économique général et pour autant que le développement des échanges n'en soit pas affecté dans une mesure qui serait contraire aux intérêts de la Communauté européenne. Les intérêts de la Communauté européenne comprennent, entre autres, la concurrence en ce qui concerne les clients éligibles conformément à la Directive 2009/72/CE et à l'article 106 du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne.

Le refus doit être dûment motivé et justifié, eu égard en particulier aux obligations de service public prises en application de l'article 21, et reposer sur des critères objectifs, techniquement et économiquement fondés.

En cas de contradiction avec les prescriptions techniques prévues par le règlement technique, le gestionnaire du réseau peut conditionner l'accès au respect de ces prescriptions.

Le gestionnaire du réseau communique sans délai à la commission sa décision motivée de refus d'accès.

§ 2. Le § 1er s'applique également :

1° aux producteurs établis en Belgique ou dans d'autres Etats membres de l'Union européenne, en vue de l'approvisionnement en électricité de leurs propres établissements ou filiales situés en Belgique ou dans d'autres Etats membres de l'Union européenne ou en vue de la fourniture d'électricité à des clients éligibles;

[...] »

8. Suite aux modifications de la loi électricité introduites par la loi du 21 juillet 2021, le nouvel article 11, §2 de la loi électricité donne à la CREG la compétence exclusive d'adopter un code de bonne conduite fixant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport¹, les conditions de fourniture des services auxiliaires², et les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion³.

¹ Article 23, §2, deuxième alinéa, 46° de la loi électricité

² Article 23, §2, deuxième alinéa, 47° de la loi électricité

³ Article 23, §2, deuxième alinéa, 48° de la loi électricité

9. La CREG a adopté le premier code de bonne conduite relatif à la gestion du réseau de transport d'électricité (ci-après : code de bonne conduite électricité) par décision du 20 octobre 2022⁴ en remplacement d'une partie du règlement technique fédéral. Le code de bonne conduite électricité prévoit une disposition transitoire à l'article 244 qui prévoit ce qui suit :

« Toute demande de raccordement, toute demande pour l'obtention du statut de responsable d'équilibre, et toute demande d'accès introduite avant l'entrée en vigueur du présent code de bonne conduite conformément aux articles 148 à 153, 217 à 218 et 189 à 190 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, est traitée conformément aux procédures précitées de cet arrêté royal. Ceci sans préjudice des autres dispositions transitoires du présent titre. »

10. Cette disposition transitoire vise à permettre que les demandes de raccordement introduites avant l'entrée en vigueur du code de bonne conduite puissent encore être traitées selon les procédures prévues par le règlement technique fédéral.

11. Étant donné que la proposition d'Elia d'accorder un accès flexible pour le raccordement de l'unité de production d'électricité à [CONFIDENTIEL] de la [CONFIDENTIEL] avait été transmise à la CREG le 7 septembre 2022, c'est-à-dire avant l'entrée en vigueur du code de bonne conduite électricité, les dispositions de l'article 170 du règlement technique fédéral sont applicables dans le cadre de la présente décision.

12. L'article 141, §4 et l'article 170 du règlement technique fédéral⁵ prévoient ce qui suit concernant le raccordement avec accès flexible :

« Art. 141. [...] »

§ 4. Lorsque la demande d'étude d'orientation porte sur le raccordement d'une unité de production d'électricité de type B, C ou D, et s'il s'avère que la demande de raccordement ne peut être acceptée conformément à l'article 15, § 1er, alinéa 2, de la loi du 29 avril 1999, le gestionnaire de réseau de transport examine alors la pertinence de proposer au demandeur d'étude d'orientation un raccordement avec accès flexible au réseau de transport pour cette unité de production d'électricité, selon les modalités prévues à l'article 170. »

« Art. 170. § 1. Lorsque la demande d'étude d'orientation visée à l'article 136, § 1er, ou la demande de raccordement visée à l'article 148, § 1er, porte sur le raccordement d'une unité de production d'électricité de type B, C ou D, le gestionnaire de réseau de transport qui propose un accès flexible pour le raccordement de l'unité de production d'électricité concernée dans une étude d'orientation en application de l'article 144, § 1er, ou dans une étude de détail en application de l'article 160, § 3, doit préalablement notifier le demandeur et la commission de son intention dans un rapport technique. Le gestionnaire de réseau de transport y justifie son choix par des critères objectifs et techniquement fondés. Une copie du rapport technique est notifiée à la Direction générale de l'Energie pour information.

La commission approuve la justification fournie par le gestionnaire de réseau de transport dans les meilleurs délais mais au plus tard dans les vingt jours ouvrables suivant la notification qui lui faite en application de l'alinéa 1er. Ce délai peut être prolongé une fois

⁴ Le code de bonne conduite électricité, à savoir le code de bonne conduite de la CREG du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions, et approuvant, dans ce cadre, la proposition d'Elia relative aux procédures de raccordement au réseau de transport, est disponible à l'adresse <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B2409FR.pdf>

⁵ Le contenu de cet article figure désormais à l'article 61 du code de bonne conduite électricité. Outre quelques modifications rédactionnelles et linguistiques, l'article 61 a étendu le champ d'application de l'article 170 du règlement technique fédéral aux demandes de raccordement d'installations de consommation et d'installations de stockage d'énergie.

par la commission, pour une durée qu'elle précise, si la complexité de la demande d'étude d'orientation ou de raccordement l'exige. Les délais visés aux articles 144, § 1er et 160, §§ 1er et 3 sont prolongés à due concurrence.

§ 2. La possibilité d'octroyer un accès flexible pour le raccordement d'une unité de production d'électricité ne dispense pas le gestionnaire de réseau de transport de développer son réseau conformément au plan de développement visé à l'article 13 de la loi du 29 avril 1999.

L'accès flexible est limité dans le temps et prend fin à la date de mise en service des renforcements nécessaires du réseau prévus par le plan de développement visé à l'alinéa 1er. A cette date, la puissance flexible mise à disposition devient une puissance permanente et s'ajoute à la puissance permanente déjà mise à disposition. Cet accès flexible n'est pas limité dans le temps si le plan de développement précité ne prévoit pas les renforcements nécessaires.

§ 3. Le rapport technique visé au paragraphe 1er, alinéa 1er, précise les conditions d'octroi de l'accès flexible, dont notamment :

1° le moment prévu pour la mise en service des renforcements nécessaires du réseau prévus par le plan de développement précité ;

2° la puissance permanente mise à disposition de manière permanente et la puissance flexible mise à disposition ;

3° une estimation de la durée moyenne et la durée totale par an pendant laquelle la puissance flexible peut être réduite.

Si les renforcements nécessaires du réseau prévus par le plan de développement visé à l'article 13 de la loi du 29 avril 1999 n'ont pas lieu au moment prévu conformément au § 3, 1°, le gestionnaire de réseau de transport peut demander à la commission une prolongation de l'accès flexible pour une durée déterminée, moyennant conditions le cas échéant.

§ 4. Le gestionnaire de réseau de transport ne peut réduire la puissance flexible mise à disposition que si les conditions cumulatives suivantes sont remplies :

1° en cas de congestion ;

2° lorsque la sécurité et la fiabilité du réseau sont menacées.

13. Pour les activités opérationnelles, Elia doit mettre en œuvre les moyens dont elle dispose pour gérer les flux d'électricité sur le réseau de manière sûre, fiable et efficace, conformément aux procédures prévues dans les règles de coordination et de gestion des congestions approuvées par la CREG en application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 36° de la loi électricité. En effet, les conditions d'octroi de l'accès flexible et en particulier l'estimation de la durée moyenne et totale par an pendant laquelle la capacité flexible peut être réduite présupposent la possibilité de telles actions correctives de la part d'Elia. Les articles 6 et 7 des règles de coordination et de gestion des congestions permettent à Elia de demander à l'avance des adaptations des plannings de disponibilité ou des programmes de limitation de la production pour le marché journalier afin d'éviter des niveaux de production excessifs. En outre, conformément à l'article 10 des règles de coordination et de gestion des congestions, Elia peut demander l'arrêt d'une unité de production raccordée avec accès flexible après la fermeture du marché journalier comme mesure corrective pour un risque de congestion identifié. Ces articles prévoient ce qui suit :

« Article 6. 1. Elia peut demander des modifications pour des Unités techniques qui sont des actifs pertinents dépassant les frontières, conformément au planning de coordination des indisponibilités visé au Considérant 13 et aux Modalités et Conditions pour le Responsable du Planning des indisponibilités.

2. Elia peut demander des modifications pour des Unités techniques qui ne sont pas des actifs pertinents dépassant les frontières, conformément aux Modalités et Conditions pour le Responsable du Planning des indisponibilités. [...] »

« Article 7. [...] 2. Avant la dernière deadline pour la réception de Daily Schedules visés au Considérant 15 et jusqu'à une heure avant le moment de fermeture du gate du marché DayAhead, Elia peut demander à l'Agent de programme d'une Unité technique bien déterminée, telle que mentionnée à l'Article 5 (ii), un Schéma de capacité actif May-Not-Run (partiel) sur l'Unité technique pour veiller à ce qu'il ne soit plus produit de capacité active sur l'Unité technique concernée ou à ce que seul un niveau maximal de capacité active soit produit, et à permettre ainsi des travaux d'entretien sur le réseau Elia. »

« Article 10. 1. Elia peut coordonner des Unités techniques en vue de garantir la disponibilité de Mesures correctives pour le jour concerné, à l'aide des moyens de coordination décrits à l'Article 5.

2. Après la fermeture du marché Day-ahead, les risques de congestion identifiés peuvent être résolus à l'aide des mesures suivantes (non énumérées dans l'ordre des priorités) :

... c. en délestant une Unité technique produisant de l'électricité selon les modalités relatives au raccordement de réseau avec un accès flexible et conformément à l'article 170 du Règlement technique fédéral, article III.2.4.5 du 'Règlement technique relatif au réseau de transport local d'électricité dans la Région flamande', article III.3.3.25 du 'Règlement technique pour la distribution d'électricité dans la Région flamande' du 15 mai 2015. »

14. La possibilité de compensation financière issue du règlement européen 2019/943 (voir paragraphe 5 de la présente décision) se traduit comme suit dans l'article 16.2 des règles de coordination et de gestion des congestions :

« Conformément à l'article 13.7 du Règlement relatif à l'électricité, la flexibilité vers le bas sur des Unités techniques qui sont raccordées avec un accès flexible au réseau et sont activées conformément à l'Article 10 paragraphe 2(c), n'est pas forcément indemnisée financièrement. »

2. ANTECEDENTS

2.1. GENERALITES

15. Le 11 avril 2022, le demandeur a soumis à Elia la demande d'étude d'orientation (voir annexe 1) visée à l'article 136, §1^{er} du règlement technique fédéral, pour le raccordement d'une unité de production d'électricité de type D. Il s'agit d'une étude d'orientation pour un parc éolien onshore de minimum 80 MVA et maximum 176 MVA à partir de 2025 à [CONFIDENTIEL]. Le 31 mai 2022, le demandeur a confirmé la commande de l'étude d'orientation à Elia.

16. Le 6 septembre 2022, Elia et le demandeur ont discuté des solutions techniques possibles pour la demande concernée (voir annexe 2).

17. Le 7 septembre 2022, Elia a soumis la proposition d'octroi d'un raccordement avec accès flexible pour le parc éolien de [CONFIDENTIEL] à la CREG pour approbation (voir annexe 3) avant de finaliser l'étude d'orientation. La proposition comprend la demande d'étude d'orientation, la présentation à l'appui de la réunion entre Elia et le demandeur et le rapport technique (voir annexe 3). Elia signale qu'une copie de la demande d'approbation a également été remise au demandeur et à la DG Energie du SPF Economie.

18. Par lettre du 6 octobre 2022, la CREG a informé Elia qu'elle considérait que des informations supplémentaires étaient nécessaires pour évaluer la demande d'approbation (voir annexe 4). La CREG précise que les informations complémentaires servent à obtenir une vision concrète des risques de congestion qui motivent la nécessité d'un accès flexible en situation N ainsi qu'une meilleure compréhension des données et des hypothèses utilisées par Elia pour les estimations de l'énergie réglée annuellement, telles que la localisation de la congestion et l'impact des unités de production prévues et existantes.

19. La CREG a encore discuté de ce besoin d'information avec Elia lors des réunions des 11 et 18 octobre 2022 et a confirmé par e-mail du 27 octobre 2022 qu'Elia devait confirmer par écrit les informations suivantes pour compléter la demande d'approbation :

« - Rapport technique adapté :

- Adaptations du raisonnement qualitatif (voir le feedback dans le commentaire ci-joint)
- Compléter par des hypothèses issues de la modélisation :
 - Réseau de référence (par exemple TYNDP 2025)
 - Entrées: Scénario *market flows* (par exemple, *Established Policies?* High/medium/low wind scenario? Profils stockage)
 - Gestion de la congestion : merit order supposé pour sélection redispatching (hypothèse LIFO ?)
 - Motivation : Lier clairement le besoin de Gflex au plan de développement fédéral
- Spécifier le PTFD d'injection à [CONFIDENTIEL] sur la connexion Horta-Mercator
- Éventuellement (si une révision ou une clarification est nécessaire sur la base de ce qui précède) : Adaptation du tableau des volumes réglés estimés

- Les données brutes de la modélisation (Elia doit clairement indiquer si ces données sont également confidentielles pour le demandeur ou non)

- Liste de toutes les capacités installées et réservées ayant un impact sur les risques de congestion identifiés. »

20. La CREG rappelle à Elia que les corrections susmentionnées du rapport technique et les informations complémentaires dans les dossiers futurs doivent être clairement reprises dans la version du rapport technique annexée à la demande d'approbation. Ces informations sont essentielles pour une évaluation correcte et efficace de la demande d'approbation.

21. Le 28 novembre 2022, Elia a fourni par courrier les informations complémentaires dont la confidentialité est précisée par e-mail du 30 novembre 2022. Il s'agit des informations suivantes :

- une adaptation et une correction du rapport technique, qui peuvent être partagées avec le demandeur mais doivent être traitées de manière confidentielle pour les autres parties (voir annexe 5) ;
- une version du rapport technique, comprenant les réponses aux questions de la CREG et des informations supplémentaires qui doivent être traitées de manière entièrement confidentielle et ne peuvent donc pas être partagées avec le demandeur (annexe 6).

La CREG ne reçoit pas de réponses aux questions suivantes dans cette lettre :

- Entrées : Scénario market flows (par exemple, *Established Policies? High/medium/low wind scenario? Profils stockage*)
- Gestion de la congestion : critères supposés pour sélection redispatching (hypothèse LIFO ?)
- Spécifier le PTFD d'injection à [CONFIDENTIEL] sur la connexion Horta-Mercator

Elia ne mentionne pas si elle a envoyé ou non une copie des informations complémentaires au demandeur et à la DG Energie du SPF Economie, ce qui amène la CREG à supposer, notamment en raison du commentaire sur la confidentialité, qu'Elia n'a partagé ces informations complémentaires qu'avec la CREG.

22. Le 9 janvier 2023, une réunion a eu lieu entre les services de la CREG et d'Elia pour discuter des hypothèses explicitement demandées par la CREG mais non reprises dans la lettre d'Elia du 28 novembre 2022. La question de la CREG concerne la clarification des scénarios, y compris les hypothèses relatives à la modélisation d'autres unités de production d'électricité, d'installations de stockage d'énergie et d'installations de consommation, la clarification des hypothèses pour la détermination des volumes déconnectés et l'impact du PTFD à cet égard. Toutes ces questions relèvent de la « méthodologie utilisée » pour déterminer la nécessité de refuser l'accès permanent, définir le niveau nécessaire de puissance flexible et estimer l'impact de l'accès flexible pour l'utilisateur du réseau. Lors de cette réunion, la CREG a demandé à Elia de reprendre les explications orales fournies dans sa réponse à la consultation sur le projet de décision (B)2451.

2.2. CONSULTATION

23. Le comité de direction de la CREG a décidé, sur base de l'article 23, §1^{er} de son règlement d'ordre intérieur⁶, dans le cadre de la décision envisagée, d'organiser, en application de l'article 41 de son règlement d'ordre intérieur, par exception à la consultation publique qui est la règle, une consultation non publique du demandeur et d'Elia sur le projet de décision (B)2451, car la décision envisagée n'a de conséquences juridiques que pour eux. La période de consultation était de cinq semaines et s'est déroulée du 8 décembre 2022 au 12 janvier 2023.

24. La CREG a reçu une réponse d'Elia le 12 janvier 2023 (voir annexe 7). Le demandeur du raccordement n'a pas réagi.

⁶ Le règlement d'ordre intérieur et ses modifications ont été publiés au Moniteur belge du 14 décembre 2015 et du 12 janvier 2017 respectivement.

3. EVALUATION

3.1. MÉTHODE D'ÉVALUATION

25. Comme le prévoit l'article 170 du règlement technique fédéral, la CREG doit évaluer la justification fournie par Elia pour limiter l'accès au réseau à un accès flexible pour tout ou partie de la puissance demandée par le demandeur. Le choix par Elia du raccordement avec accès flexible doit être fondé sur des *critères objectifs et techniquement fondés*.

26. La possibilité de raccordement avec accès flexible vise, d'une part, à ne pas bloquer inutilement les investissements dans des installations raccordées au réseau de transport et, d'autre part, à reconnaître les risques potentiels pour la sécurité d'exploitation du réseau.

27. Pour évaluer de telles demandes d'approbation, la CREG se fonde sur les critères décrits au paragraphe 29. Cette évaluation n'a pas pour but de décider si le raccordement doit être réalisé ou non, mais de déterminer si la proposition d'Elia de limiter le raccordement avec accès permanent à un raccordement avec accès flexible pour tout ou partie de la puissance demandée est correctement justifiée.

28. La méthode utilisée par la CREG pour évaluer ces demandes d'approbation a été décrite pour la première fois et fait l'objet d'une consultation publique dans le cadre de la décision (B)2335 du 31 mars 2022⁷.

29. Les critères utilisés par la CREG pour évaluer une demande d'approbation pour le raccordement d'une unité de production avec accès flexible sont les suivants.

En ce qui concerne le refus de l'accès permanent :

- a) Elia doit démontrer dans l'étude d'orientation ou dans l'étude de détail qu'elle a étudié au moins deux options pour permettre un raccordement avec accès permanent pour toute la puissance demandée.
- b) Pour chaque option, Elia doit expliquer, le cas échéant, pourquoi un raccordement avec accès permanent n'est pas possible et quels investissements futurs d'Elia ou quelles modifications de la zone devraient intervenir pour permettre à terme un accès permanent.
- c) Pour chaque option, Elia doit préciser si la limitation à un accès flexible s'appliquerait également aux autres demandes de raccordement dans la même région ou non.
- d) Pour chaque option, Elia doit expliquer pourquoi elle est ou n'est pas acceptable, que ce soit pour Elia ou pour le demandeur.
- e) Pour chaque option acceptable, Elia doit démontrer que la partie de la puissance demandée qui peut être raccordée avec un accès permanent est maximisée.

⁷ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2335>

S'agissant de la proposition d'accès flexible :

- f) Le rapport technique joint à la demande d'approbation d'Elia soumise à la CREG conformément à l'article 170, §3 du règlement technique fédéral doit préciser les conditions d'octroi de l'accès flexible.
- g) Si nécessaire, le rapport technique visé au paragraphe 29, f) doit inclure le calendrier des investissements dans le réseau qui permettraient un raccordement avec accès permanent. Par conséquent, le rapport doit préciser si la nature flexible de l'accès est limitée dans le temps ou non.
- h) Le rapport technique mentionné au paragraphe 29, f) doit indiquer quelle partie de la puissance demandée peut être raccordée avec un accès permanent et quelle partie avec un accès flexible.
- i) Dans le rapport technique visé au paragraphe 29, f), Elia doit communiquer une estimation de la durée moyenne et de la durée totale par an pendant laquelle Elia ferait appel au caractère flexible du raccordement et demander par conséquent au demandeur de limiter l'injection à la puissance permanente. Elia doit clarifier les causes qui seraient à l'origine d'une telle limitation de puissance et les efforts qu'Elia est prête à faire pour éviter qu'Elia n'utilise effectivement la limitation d'accès.

30. Conformément à l'article 61, § 3, deuxième alinéa du code de bonne conduite électricité, Elia devra introduire une nouvelle demande d'approbation auprès de la CREG pour prolonger l'accès flexible pendant une certaine période si les investissements nécessaires dans le réseau prévus dans le plan de développement, repris au paragraphe 29, g) ne sont pas réalisés au moment prévu.

31. Dans son évaluation de la demande d'approbation, la CREG prêtera attention à la méthodologie utilisée par Elia pour estimer la durée moyenne et totale par an pendant laquelle Elia ferait appel au caractère flexible du raccordement. Plus précisément, la CREG évaluera dans quelle mesure les prévisions tiennent compte des conditions représentatives du système (simulations de marché, conditions météorologiques, facteurs de simultanéité) et des procédures opérationnelles de coordination des unités et de gestion de la congestion.

32. Dans son évaluation de la demande d'autorisation, la CREG sera attentive à l'utilisation par Elia des limites saisonnières et/ou du Dynamic Line Rating afin de permettre le raccordement d'un maximum de capacités avec accès permanent ou, au contraire, de faire le moins possible appel à l'accès flexible dans la gestion opérationnelle du réseau.

33. La CREG doit disposer de toutes les informations nécessaires pour évaluer et approuver la justification technique du raccordement flexible proposé. Dans le cadre de ce dossier spécifique, la CREG évalue les documents suivants :

- Rapport technique
- Demande d'étude d'orientation
- Présentation d'Elia au demandeur

34. La CREG a demandé des clarifications et des informations complémentaires à Elia afin de mieux comprendre la méthodologie utilisée pour estimer la durée moyenne et totale par an pendant laquelle Elia ferait appel au caractère flexible du raccordement aux fins de l'évaluation du paragraphe 29, f).

3.2. EVALUATION DU DOSSIER CONCRET

35. La demande d'étude d'orientation porte sur le raccordement d'une unité de production d'électricité, plus précisément un parc éolien onshore, d'une capacité installée de 80 MVA minimum à 176 MVA maximum en 2025 dans la région côtière. Le demandeur demande explicitement à Elia de calculer trois scénarios en termes de puissance d'injection demandée : un scénario « minimum » (80 MVA), un scénario « réaliste » (117 MVA) et un scénario « maximum » (176 MVA).

36. La présentation d'Elia au demandeur du 6 septembre 2022 montre les solutions possibles pour le raccordement de l'unité de production d'électricité en tenant compte des trois scénarios.

37. Un raccordement de 150kV constitue le point de départ de la demande d'approbation du raccordement avec accès flexible. Spécifiquement, Elia fait remarquer qu'en raison des longues distances qui séparent les sous-stations voisines, seul un raccordement à la sous-station de 150kV de [CONFIDENTIEL] est estimé techniquement et économiquement faisable.

3.2.1. REFUS PAR ELIA DE L'ACCÈS PERMANENT

38. Dans le rapport technique, Elia traite d'abord des risques de congestion sur le réseau 150kV. Dans la zone de la région côtière, les risques de congestion sur plusieurs raccordements du réseau 150kV jouent un rôle dans le traitement de la demande.

- 1) Congestions sur les câbles d'exportation de 150kV : Une grande partie de la capacité de production est déjà raccordée dans la zone de la région côtière. Le surplus de production est exporté vers les zones adjacentes via trois câbles de 150kV (à partir de [CONFIDENTIEL] et de [CONFIDENTIEL], il y a deux câbles vers [CONFIDENTIEL] et un câble vers [CONFIDENTIEL]). Les lignes entre [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL], même si l'une des lignes est indisponible, ne sont pas limitatives. Cependant, l'injection à [CONFIDENTIEL] n'est pas automatiquement dirigée vers [CONFIDENTIEL] en cas de congestion de [CONFIDENTIEL] en direction de [CONFIDENTIEL] et au-delà. Pour remédier à ce dernier point, Elia prévoit d'installer un élément régulateur de débit (transformateur-déphaseur) à [CONFIDENTIEL] (prévu pour 2025 comme mentionné dans le Plan de développement fédéral 2020-2030). Avant l'installation de cet élément, en raison des risques de congestion dans la région, même pour les raccordements à [CONFIDENTIEL], l'accès devra déjà être flexible en situation N, avec ainsi le risque que l'accès au réseau soit limité si celui-ci se trouve dans une situation saine (c'est-à-dire lorsque tous les éléments du réseau sont en service).
- 2) Des congestions sur les raccordements 150kV entre la région côtière et la région gantoise: Plus loin sur le réseau, si l'injection est transportée de [CONFIDENTIEL] en direction de [CONFIDENTIEL], il faut tenir compte du raccordement entre [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL]. Ce raccordement risque d'être surchargé si le surplus de production de la région côtière est transporté vers la région de Gand en raison d'une consommation nette plus élevée dans cette région. Ce raccordement connaît déjà des surcharges allant jusqu'à 20% en situation N-1 aujourd'hui. Des surcharges plus élevées ne sont pas acceptables et, par conséquent, les productions supplémentaires dans la région côtière ne peuvent être raccordées qu'avec un accès flexible en situation N. Toutefois, avant l'installation de l'élément régulateur de débit à [CONFIDENTIEL], en raison des risques de congestion dans la région, même pour les raccordements à [CONFIDENTIEL], l'accès devra déjà être flexible dans la situation N, avec ainsi le risque que l'accès au réseau soit limité si celui-ci se trouve dans une situation saine (c'est-à-dire lorsque tous les éléments du réseau sont en service).

- 3) Congestions au niveau du raccordement à la sous-station 150kV de [CONFIDENTIEL] : La puissance injectée dans la sous-station 150kV de [CONFIDENTIEL] entraînerait une congestion entre [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL] en cas d'indisponibilité d'une des lignes aériennes entre ces deux dernières sous-stations. Par conséquent, a priori, même lorsque le réseau de la sous-station de [CONFIDENTIEL] est sain, la puissance demandée ne peut être raccordée qu'avec un accès flexible dans la situation N. Toutefois, la réalisation de l'élément de réseau régulateur de débit sur le câble 150kV entre [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL] permettrait de faire en sorte que cette limitation due à des congestions entre [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL] ne soit plus un problème pour le raccordement à la sous-station 150kV de [CONFIDENTIEL]. En effet, l'élément de réseau régulateur de débit permettrait à l'injection à la sous-station de [CONFIDENTIEL] d'être transportée dans le réseau via [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL] au lieu de passer par [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL].

39. Les raccordements multiples à 150kV présentent donc des risques de congestion, ce qui fait que seul le raccordement avec accès flexible est possible au moment annoncé de la mise en service de l'unité de production d'électricité, selon Elia.

Ce n'est qu'après la réalisation de l'élément de réseau régulateur de débit à [CONFIDENTIEL] (et sous réserve de son contrôle approprié) que le réseau 150kV ne serait plus limitant pour l'accès de l'unité de production d'électricité car elle est connectée à la sous-station de [CONFIDENTIEL].

Elia l'indique clairement dans la version adaptée du rapport technique, reçue le 28 novembre 2022 : « [s]i les risques de congestion sur le réseau 380kV ne se produisaient pas, voir ci-dessous pour plus de précisions, l'unité de production pourrait donc se voir accorder un accès permanent. »

En outre, le rapport technique précise qu'aucun raccordement avec accès permanent immédiat à d'autres sous-stations n'est possible dans la région demandée. Il faudrait pour cela revoir le projet dans les zones voisines situées à au moins 50 km du site souhaité par le demandeur.

40. Le rapport technique traite ensuite des risques de congestion sur le réseau 380kV. Les risques de congestion sur le réseau 380kV ont également un impact sur le traitement de la demande, selon Elia. La capacité de transport disponible entre Horta et Mercator est déjà pleinement utilisée et subit une pression supplémentaire en raison de l'augmentation de la production d'électricité dans la région côtière et de l'augmentation des importations en provenance de France. Toutefois, Elia précise dans la première version du rapport technique que, dans le cadre de ce dossier, ces risques sont surtout pertinents dans la période entre la mise en service de Ventilus et la réalisation du projet Boucle du Hainaut. Dans la version adaptée du rapport technique, reçue le 28 novembre 2022, Elia corrige que ces risques de congestion ont déjà de l'importance avant la mise en service de Ventilus et constituent donc un facteur limitant pour l'accès au raccordement demandé dans la période entre la mise en service de l'élément de réseau régulateur de débit à [CONFIDENTIEL] et la réalisation du projet Boucle du Hainaut.

Elia indique, en marge du dossier technique à la demande de la CREG, que l'injection de l'unité de production d'électricité pourrait devoir être limitée, même si elle est transportée vers [CONFIDENTIEL], en raison d'une charge insuffisante sur le réseau entre [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL] pour utiliser l'injection de l'unité et en raison d'une injection excessive depuis [CONFIDENTIEL] sur Horta-Mercator. Dans ce contexte, la CREG demande à Elia les valeurs PTF de l'injection à [CONFIDENTIEL] sur le raccordement Horta-Mercator.

41. Le rapport technique décrit l'impact des futurs projets de renforcement du réseau sur l'éventuelle conversion du raccordement avec accès flexible en raccordement avec accès permanent.

- a) Premièrement, la réalisation de l'élément de réseau régulateur de débit sur le câble 150kV entre [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL], prévue pour 2025, fera en sorte que le réseau

150kV ne sera plus limitant pour la réception des injections en provenance de [CONFIDENTIEL] (voir le paragraphe 39 de la présente décision).

- b) Deuxièmement, la mise en œuvre du projet Ventilus en 2028-3 (sous réserve de l'avancement des procédures d'autorisation) permettrait d'évacuer le surplus de production de la région côtière du réseau 150kV vers le réseau 380kV, réduisant ainsi la charge sur les câbles d'exportation 150kV. Dans le cadre du projet Ventilus, le raccordement entre [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL] serait également remplacé par un raccordement de plus grande capacité, ce qui nécessiterait un réglage moins serré de l'élément de réseau régulateur de débit. Par conséquent, selon le rapport technique d'Elia, le projet Ventilus offre une « marge structurelle » dans la zone et « plus de liberté en ce qui concerne l'exploitation du réseau 150kV ». Cependant, dans l'intervalle, la production dans la région continuera également à se développer. Après la mise en œuvre du projet Ventilus, entre autres, la capacité éolienne en mer serait augmentée de 700 MW (qui devront également être raccordés en premier lieu avec un accès flexible), et les échanges avec la France devraient également augmenter d'ici 2030. Ces évolutions, selon Elia, ne permettraient pas de convertir les raccordements avec accès flexible en raccordements avec accès permanent en raison de l'impact sur la connexion Horta-Mercator.
- c) Troisièmement, la mise en œuvre du projet Boucle du Hainaut en 2029-2032 (sous réserve de l'avancement des procédures d'autorisation) fournirait une connexion supplémentaire de 380 kV pour transporter les flux Ouest-Est et, par conséquent, exporter les surplus de production de la région côtière. Ce projet réduirait considérablement les risques de congestion sur Horta-Mercator et permettrait donc, à terme, de donner un accès permanent aux raccordements qui s'étaient initialement vu conférer un accès flexible.

42. Elia souligne au point 2.1 du rapport technique que si des renforcements alternatifs du réseau pour permettre un accès permanent à court terme sont techniquement possibles, ils ne sont pas justifiables techniquement et économiquement compte tenu des renforcements prévus dans les projets Ventilus et Boucle du Hainaut.

43. Étant donné l'accès flexible en situation N pour la totalité de la puissance demandée, les restrictions s'appliqueraient à tout autre raccordement demandé.

44. Comme décrit dans les paragraphes 38 à 43, le rapport technique montre :

- qu'Elia a étudié et expliqué plusieurs options de raccordement ;
- dans quelle mesure la limitation à l'accès flexible s'appliquerait à d'autres nouveaux raccordements d'unités de production dans la région ;
- pourquoi d'autres options avec un accès potentiellement permanent ne sont pas acceptables pour le demandeur ;
- pourquoi d'autres options techniques avec un accès potentiellement permanent ne sont pas acceptables pour Elia,

et que, par conséquent, le rapport technique répond aux critères énumérés au paragraphe 29, a), c) et d) de la présente décision.

45. Le rapport technique montre également pourquoi, selon Elia, la capacité demandée ne pouvait pas être raccordée, même partiellement, avec un accès permanent avant la mise en service de l'élément régulateur de débit de [CONFIDENTIEL], à savoir la limitation sur le réseau de 150kV. Par conséquent, le rapport technique répond au critère énuméré au paragraphe 29, e) de la présente décision.

46. Dans son projet de décision (B)2451, la CREG estime que le refus d'un accès permanent peut être approuvé jusqu'à la mise en service de l'élément régulateur de débit à [CONFIDENTIEL], c'est-à-dire aussi longtemps que le réseau local de 150kV est limitant.

47. Dans son rapport, Elia a toutefois également justifié la nécessité de fournir un accès flexible pour l'installation considérée à [CONFIDENTIEL] sur la base des congestions prévues à Horta-Mercator sur le réseau 380kV en amont jusqu'à la mise en service de la Boucle du Hainaut.

Dans le projet de décision (B)2451, la CREG estime que le refus de l'accès permanent pour le raccordement demandé à [CONFIDENTIEL] en raison des risques de congestion sur le réseau 380kV dans l'attente de la réalisation du projet Boucle du Hainaut est insuffisamment justifié. En effet, les informations complémentaires reçues d'Elia le 28 novembre 2022 ne comprenaient pas le PTDF⁸ demandé par la CREG, qui reflète l'impact d'une injection à [CONFIDENTIEL] sur l'axe Horta-Mercator et que la CREG considère a priori comme un paramètre pertinent et important dans l'évaluation du refus d'un raccordement permanent.

Dans le projet de décision (B)2451, la CREG part du principe, sur la base d'une estimation qualitative, que l'impact de l'installation considérée à [CONFIDENTIEL] sur l'élément limitant Mercator-Horta est relativement faible (petit PTDF), étant donné la grande distance électrique entre [CONFIDENTIEL] et Mercator-Horta. Par conséquent, la CREG estime qu'il n'est pas suffisamment clair qu'en cas de risques de congestion sur le réseau 380kV, l'arrêt de cette installation serait efficace pour résoudre les congestions prévues sur Horta-Mercator. Par conséquent, dans le projet de décision (B)2451, la CREG n'est pas d'accord avec le refus de l'accès permanent pour l'installation considérée en raison des congestions sur le réseau 380kV.

48. Elia fournit les valeurs PTDF demandées en annexe de la réaction à la consultation non publique. Celles-ci varient d'environ 15 % dans la situation N et d'environ 30 % dans la situation N-1, selon le réseau de référence considéré. Une valeur PTDF de 15 % implique que si l'installation de [CONFIDENTIEL] produit 100 MW, cela entraîne une charge supplémentaire de 15 MW sur la ligne Horta-Mercator. Inversement, cela signifie que pour réduire la charge sur Horta-Mercator de 15 MW grâce à cette unité, il faudrait régler de 100 MW à la baisse cette unité à [CONFIDENTIEL].

Elia indique dans sa réponse à la consultation qu'elle était surprise par la conclusion de la CREG dans son projet de décision (B)2451 selon laquelle le niveau du PTDF serait pertinent pour l'évaluation du dossier. Elia s'interroge sur *la limite de matérialité citée par la CREG : ce que la CREG considère comme étant suffisamment important, ou comme n'étant pas « relativement petit »*. Elia constate tout d'abord que *le cadre réglementaire ne [prévoit] pas de limite minimale pour l'application des raccordements avec accès flexible et se demande « s'il est dans l'intention de la CREG de s'adapter à cela. »*. Elia note ensuite que *« le raisonnement de la CREG se concentre sur la résolution de la congestion, alors que la question n'est pas tant de savoir ce qui pourrait résoudre les problèmes de congestion sur Horta-Mercator, mais plutôt ce qui n'aggrave pas les problèmes. »*. Elia souligne en outre que *« toute installation supplémentaire - même « relativement petite » - ne fera qu'exacerber le problème de la congestion. »* Elia s'inquiète du fait que *« le projet de décision de la CREG donne un laissez-passer pour le raccordement d'installations « relativement petites », alors que chaque MW aggrave le problème de congestion et que la capacité totale finale raccordée dépasserait largement la limite de matérialité - encore indéterminée pour l'instant. Elia déclare également que « le fait de ne pas accorder un raccordement flexible en raison d'une limite de matérialité entraînera des coûts de gestion de la*

⁸ Le Power Transfer Distribution Factor ou PTDF reflète la charge supplémentaire sur Mercator-Horta par MW de puissance injectée à [CONFIDENTIEL] (exprimé en %). Par exemple, si le PTDF de Horta-Mercator par rapport à une injection à [CONFIDENTIEL] est de 10 %, cela signifie que 10 MW circulent sur Horta-Mercator pour une production de 100 MW à [CONFIDENTIEL]. Plus le PTDF est grand, plus l'impact de l'unité considérée sur l'élément limitant est important.

congestion plus élevés dans cette région, car les volumes de redispatching augmenteront en conséquence. ».

Dans sa réponse, Elia justifie pourquoi elle ne veut pas imposer une limite de matérialité, et propose par contre que chaque MW contribuant au problème de congestion soit flexible.

49. La CREG estime qu'Elia a raison de soulever la question de savoir dans quelle mesure l'ordre de grandeur du PTF est pertinent pour l'évaluation du dossier.

La CREG suit Elia dans son analyse selon laquelle l'unité considérée à [CONFIDENTIEL] contribuera à aggraver le problème de congestion sur Horta-Mercator. La CREG convient que, sur la base de ce critère *qualitatif*, on peut déduire que le réseau est limitant (il y a une « capacité insuffisante ») et que, par conséquent, l'accès permanent ne peut être accordé.

La CREG note toutefois qu'Elia pourrait également utiliser un critère *quantitatif*, par exemple pour tenir compte de l'efficacité d'une déconnexion de l'unité concernée en cas de congestion de l'élément limitant. En effet, si le PTF n'est que de 1 %, il faudrait déconnecter 100 MW pour chaque MW de surcharge, ce qui n'est pas très efficace et par conséquent, sur la base des règles en matière de coordination et de gestion de la congestion⁹, ne devrait pas se produire (structurellement) dans la pratique. Si l'étude de raccordement se base néanmoins sur une déconnexion, cela n'est donc probablement pas représentatif, ce qui pourrait entraver l'accès au réseau. Le demandeur, qui se voit refuser l'accès permanent, aura peut-être inutilement l'impression qu'il sera déconnecté, ce qui pourrait l'amener à décider d'arrêter la procédure de raccordement.

La CREG est donc d'avis que des critères quantitatifs, tels que le PTF, peuvent être potentiellement pertinents lors du refus de l'accès permanent au réseau de transport, mais souhaite prendre position à ce sujet uniquement après concertation avec les acteurs du marché et consultation de ces derniers. La CREG estime qu'un tel critère peut se justifier si l'impact de l'accès flexible sur l'utilisateur du réseau est disproportionné par rapport à l'impact du raccordement sur les risques de congestion attendus.

50. En ce qui concerne l'argument selon lequel l'octroi d'un raccordement avec accès permanent augmenterait les volumes de redispatching et les coûts de gestion de la congestion, la CREG souligne que l'intégration de la déconnexion des installations raccordées avec accès flexible dans le contexte de la gestion de la congestion doit encore être développée dans les règles en matière de coordination et de gestion de la congestion. La CREG a déjà approuvé les règles en matière de coordination et de gestion de la congestion en application de l'article 8, § 1^{er}, troisième alinéa, 5° de la loi électricité mais ces règles nécessitent une adaptation pour tenir compte du type d'accès (permanent ou flexible). Elia se base déjà dans ce cadre sur des modalités de déconnexion et de rémunération qui n'ont pas été coordonnées et encore moins approuvées par la CREG.

51. Compte tenu de ce qui précède, la CREG doute qu'une situation de « capacité insuffisante » au sens de l'article 15, § 1^{er}, troisième alinéa de la loi électricité comme justification d'un refus d'accès permanent puisse et doive être évaluée uniquement sur base d'un critère qualitatif, tel que, dans le cas présent, la contribution aux problèmes de congestion prévus sur le réseau 380kV au niveau de Horta-Mercator.

Or, il n'existe actuellement aucun critère alternatif, et encore moins transparent, pour décider d'une situation de « capacité insuffisante ». La CREG est d'avis que, conformément aux articles 42.1 et 42.2 de la directive 2019/944, ces critères doivent faire partie d'un ensemble de procédures de raccordement non discriminatoires et transparentes élaborées par le gestionnaire du réseau de transport et soumises à l'autorité de régulation pour décision. L'article 42.2 de la directive 2019/944 prévoit que l'autorité de régulation veille à ce que toute limitation de la capacité de raccordement

⁹ Voir l'annexe de la décision (B)2056 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia Transmission Belgium des règles en matière de coordination et de gestion de la congestion, <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2056>

garantie ou limitation opérationnelle soit introduite sur la base de procédures transparentes et non discriminatoires et ne crée pas de barrière injustifiée à l'entrée sur le marché. Or, de telles procédures transparentes et non discriminatoires doivent encore être élaborées au niveau fédéral¹⁰.

En attendant, la CREG suit la position d'Elia. En d'autres termes, la CREG considère comme justifiée la décision d'Elia selon laquelle la demande de raccordement ne peut être acceptée pour des raisons de manque de capacité au sens de l'article 15, §1^{er}, troisième alinéa de la loi électricité. Par conséquent, c'est également à juste titre qu'Elia a examiné la pertinence de proposer un raccordement avec accès flexible conformément à l'article 141, § 4 du règlement technique fédéral (voir titre 3.2.2).

Néanmoins, la CREG estime qu'Elia doit réévaluer et, si nécessaire, revoir (pour l'avenir) ce refus d'accès permanent au demandeur après élaboration des procédures et critères susmentionnés permettant d'expliquer ce que recouvre la notion de « capacité insuffisante » pour refuser l'accès permanent.

3.2.2. PROPOSITION D'ELIA EN MATIÈRE D'ACCÈS FLEXIBLE

52. Le rapport technique comprend un tableau avec les volumes réglés estimés pour l'unité considérée. Sur la base des profils de production, des profils de consommation et des résultats du fonctionnement du marché, Elia a estimé la probabilité de déconnexion de l'unité de production d'électricité dans les trois scénarios (respectivement 80 MVA, 117 MVA et 176 MVA).

53. L'éventuelle réduction de la production (à savoir l'utilisation par Elia du caractère flexible du raccordement) à l'avenir dépendra principalement des niveaux de production et de consommation dans la région et des échanges avec la France et le Royaume-Uni au moment en question. En effet, la plupart des risques de congestion se produisent déjà dans des conditions de réseau saines (accès flexible dans la situation N). Sur la base de son expérience, Elia souligne que les causes qui conduiraient à une déconnexion durent généralement des heures, voire des jours.

54. Dans ces calculs, Elia tient compte des éléments suivants qui peuvent évoluer dans les dossiers futurs :

- Elia utilise les mêmes données que celles figurant dans les « Mid-term Adequacy Forecast » 2019 d'ENTSO-e, le Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2020.
- Concrètement pour les estimations belges, Elia utilise le vecteur de production belge mis à jour sur la base de la capacité réservée au moment de l'étude (conformément aux articles 152 et 153 du règlement technique fédéral). Par conséquent, Elia ne tient pas compte des capacités des unités de production d'électricité et des installations de stockage d'énergie qui sont également connues d'Elia via une demande de raccordement mais qui ne sont pas encore réservées. Cependant, le vecteur de production belge contient des installations supplémentaires attendues basées sur l'énergie solaire, éolienne et de cogénération. La CREG comprend que ces dernières estimations concernent l'ensemble du territoire belge, où un emplacement concret est connu pour la capacité réservée. Des capacités réservées supplémentaires entre la demande en question et la mise en service éventuelle peuvent donc conduire à un volume réglé plus élevé que celui estimé par Elia au moment de l'étude de raccordement.
- Le réseau de référence dans l'étude a été actualisé sur la base de la mise en service de l'infrastructure telle que déterminée dans le dernier business plan.

¹⁰ En tout état de cause, la CREG estime qu'une adaptation du code de bonne conduite électricité est nécessaire, plus précisément les parties relatives au raccordement et à l'accès, sur proposition d'Elia.

55. Les simulations d'Elia montrent que dans le premier scénario (80 MVA ou 72,6 MW sur 11 éoliennes), l'énergie réglée annuellement peut atteindre 33,3 GWh à partir de 2025. Après la réalisation de l'élément de réseau de réglage de la puissance à [CONFIDENTIEL], Elia estime que l'énergie réglée annuellement diminuera à 24,4 GWh. Toutefois, après la mise en œuvre de Ventilus, ce chiffre passerait à nouveau à 28 GWh. En termes relatifs, il s'agit d'une déconnexion possible jusqu'à 18 % de l'énergie qui devrait être produite annuellement par le parc éolien.

Les simulations pour le deuxième scénario (117 MVA ou 105,6 MW sur 16 éoliennes) aboutissent à des estimations de l'énergie réglée annuellement de 49,1 GWh en 2025, puis de 35,5 GWh après la réalisation de l'élément de réseau de réglage de la puissance et de 40,8 GWh après la mise en œuvre de Ventilus.

Les simulations pour le troisième scénario (176 MVA ou 158,4 MW sur 24 éoliennes) aboutissent à des estimations de l'énergie réglée annuellement de 81,3 GWh en 2025, puis de 53,3 GWh après la réalisation de l'élément de réseau de réglage de la puissance et de 61,2 GWh après la mise en œuvre de Ventilus. En termes relatifs, la déconnexion possible dans ce scénario augmente jusqu'à 20,2 % de l'énergie qui devrait être produite annuellement par le parc éolien.

56. Jusqu'à l'installation de l'élément de réseau de réglage de la puissance, l'unité de production d'électricité risque d'être déconnectée en raison des risques de congestion sur le réseau 150 kV et le réseau 380 kV. Dans cette phase, la capacité demandée plus élevée dans les deuxième et troisième scénarios créerait également en soi plus de risques de congestion, ce qui explique également l'augmentation de l'énergie réglée annuellement prévue en valeurs relatives.

Après l'installation de l'élément de réseau de réglage de la puissance, le réglage serait dû aux risques de congestion sur le réseau 380 kV. La taille de l'unité de production d'électricité ne serait pas pertinente pour les risques de congestion, de sorte que l'énergie réglée annuellement attendue n'augmente qu'en termes absolus avec la capacité installée.

L'accès flexible et donc la déconnexion ne seraient plus nécessaires lorsque le projet de la Boucle du Hainaut sera réalisé.

57. Dans le projet de décision (B)2451, la CREG demande à Elia de clarifier, dans le rapport technique à l'appui d'une demande d'approbation pour l'octroi de l'accès flexible, les hypothèses qu'Elia utilise pour déterminer les volumes déconnectés sur l'unité considérée en cas de congestions sur le réseau 150kV et sur le réseau 380kV. En effet, les informations disponibles n'indiquaient pas clairement si les volumes déconnectés estimés étaient basés sur les principes approuvés dans les règles de coordination et de gestion des congestions, sur le principe du « Last In, First Out » (« dernier arrivé, premier sorti ») ou sur un autre principe.

Lors de la réunion avec les services de la CREG le 9 janvier 2023 (voir paragraphe 22), Elia a expliqué oralement les hypothèses explicitement demandées par la CREG. Elia précise dans sa réponse à la consultation non publique que le principe du « Last In, First Out » cité par la CREG ne s'applique pas. Dans les simulations réalisées dans le cadre d'une demande de raccordement, Elia donne la priorité aux flux transfrontaliers de couplage de marché. Sur cette base, on détecte les heures où des problèmes de congestion surviendraient sur le réseau interne belge et où cette unité pourrait donc être déconnectée.

Concrètement, la CREG comprend que cela signifie que les volumes déconnectés indiqués par Elia correspondent à la pleine production de l'unité concernée pendant les heures de congestion sur l'axe Horta-Mercator. Il s'agit d'une hypothèse simple et claire, mais qui ne reflète pas pour autant fidèlement la procédure de décision qu'Elia suivra dans ses activités opérationnelles avant de procéder au réglage de l'injection en cas de risques de congestion, notamment sur la base du critère de la « plus grande efficacité » inclus dans les règles de coordination et de gestion des congestions.

La CREG en déduit que les volumes déconnectés estimés présentés dans le rapport technique peuvent être compris comme un « *worst case scenario* », du moins sur la base des données, modèles et prévisions connus au moment de l'étude. En outre, la CREG conclut que les congestions sur d'autres éléments du réseau de transport, autres que Horta-Mercator, ne donnent pas lieu à des déconnexions dans le cadre de ce dossier particulier d'accès flexible.

58. Par conséquent, le demandeur doit être conscient que la déconnexion effective de l'unité de production d'électricité peut s'écarter des volumes réglés annuellement estimés par Elia dans le cadre de l'étude d'orientation ou de détail.

En effet, ces informations, c'est-à-dire les volumes réglés estimés et la transparence sur la manière dont Elia a calculé les résultats et leur impact attendu, sont à la base de la décision du demandeur de donner suite ou non à la demande de raccordement. Sans ces informations, la proposition d'accès flexible représente un risque d'investissement, et donc une barrière à l'entrée sur le marché.

Toujours dans ce contexte, la CREG note l'importance du développement rapide de procédures transparentes et non discriminatoires pour l'imposition d'éventuelles limitations de la capacité de raccordement garantie ou de restrictions opérationnelles, afin que la CREG puisse s'assurer qu'elles ne créent pas d'obstacles inutiles à l'entrée sur le marché, comme le mentionne l'article 42.2 de la directive 2019/944 (voir également paragraphe 49 de la présente décision).

59. Enfin, le rapport technique d'Elia met en évidence les investissements réalisés et prévus qui peuvent accroître la flexibilité opérationnelle du réseau et la capacité de transport. Il s'agit des systèmes RTTR/DTS (Real Time Thermal Rating / Distributed Temperature Sensing) déjà prévus sur les câbles entre [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL] et entre [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL], ainsi que des modules Ampacimon qu'Elia installera encore sur les lignes 150kV entre [CONFIDENTIEL] et [CONFIDENTIEL]. Sur le plan opérationnel, Elia peut détecter que les conducteurs sont mieux refroidis (ce qui se produit à des vitesses de vent plus élevées) et peuvent donc transporter une plus grande capacité. Les estimations d'Elia concernant l'énergie réglée annuellement, décrites au paragraphe 55, ne tiennent pas compte de cette flexibilité opérationnelle potentielle car, selon Elia, rien ne garantit qu'elle sera disponible aux moments où les risques de congestion augmentent.

La CREG demande à Elia de faire effectivement les efforts nécessaires pour recourir le moins possible à la limitation de l'unité technique dans la gestion quotidienne du réseau, notamment par l'utilisation du Dynamic Line Rating. Cela est particulièrement pertinent lorsque les risques de congestion sont corrélés à des vitesses de vent élevées.

60. Sans préjudice des paragraphes 47 à 51 de la présente décision, la CREG est d'avis que la proposition d'accès flexible d'Elia répond aux critères mentionnés au paragraphe 29, e) à i) de la présente décision.

61. La demande d'approbation d'Elia répond également aux critères du paragraphe 29 g) de la présente décision, étant donné que le rapport technique d'Elia fournit un calendrier des investissements dans le réseau qui permettraient un raccordement avec accès permanent.

62. La proposition d'Elia d'accorder un raccordement avec accès flexible est également conforme à l'article 42.2 de la directive 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, qui prévoit tout d'abord que le gestionnaire du réseau de transport n'a pas le droit de refuser le raccordement, entre autres, d'une nouvelle installation de production sur la base d'éventuelles limitations futures de la capacité disponible sur le réseau, par exemple une congestion dans des parties éloignées du réseau de transport. En outre, l'article 42.2 de la directive 2019/944 prévoit également que cela est sans préjudice de la possibilité, pour les gestionnaires de réseau de transport, de limiter la capacité de raccordement garantie ou de proposer des raccordements sous réserve de limitations opérationnelles

afin de garantir la rentabilité des nouvelles installations de production, à condition que de telles limitations aient été approuvées par l'autorité de régulation.

63. Ce qui précède montre que les conditions d'octroi d'un accès flexible au demandeur spécifiées dans le rapport technique d'Elia sont basées sur des critères qu'Elia détermine actuellement de manière unilatérale. Toutefois, comme le montre ce qui précède, la CREG rappelle que l'intégration de la déconnexion d'installations raccordées avec accès flexible dans le cadre de la gestion de la congestion doit encore être élaborée dans les règles de coordination et de gestion des congestions. La CREG a déjà approuvé les règles de coordination et de gestion des congestions en application de l'article 8, §1^{er}, troisième alinéa, 5° de la loi électricité mais celles-ci ont été conçues à l'époque où tous les raccordements ont obtenu un accès permanent au réseau de transport. Ces règles nécessitent une adaptation afin de tenir compte du type d'accès (permanent ou flexible). Par conséquent, la CREG peut accepter l'octroi d'un accès flexible (étant donné la détermination technique que le réseau de transport est limitatif en raison d'une congestion structurelle sur Doel-Mercator, voir sous le titre 3.2.1) étant entendu que la CREG ne se prononce pas sur les modalités exactes de cet accès flexible.

L'accès flexible prend fin en application de l'article 170, §2, deuxième alinéa du règlement technique fédéral à la date de mise en service des renforcements nécessaires du réseau prévus par le plan de développement, en l'occurrence la date de mise en service du projet Boucle du Hainaut. Toutefois, cela peut changer en fonction de la réévaluation du refus de l'accès permanent qu'il est demandé à Elia d'effectuer (voir le paragraphe 51 de la présente décision). Par conséquent, si cette réévaluation entraîne la nécessité de revoir le refus d'accorder un accès permanent au demandeur, l'accès flexible devra également être plutôt converti en accès permanent.

4. MONITORING

64. La CREG demande à Elia de rédiger, en concertation avec elle, un rapport sur son utilisation de la possibilité de réduire la puissance injectée accordée par les raccordements avec accès flexible, ainsi que sur les procédures concrètes qu'Elia utilise pour faire usage de cet accès flexible (par exemple, les procédures prévues dans les T&C OPA ou T&C SA et les règles de coordination et de gestion des congestions). La CREG est d'accord avec la réponse d'Elia selon laquelle le rapport et la publication déjà prévus pour les mesures correctives basées sur les coûts peuvent et doivent être utilisés à cette fin. La CREG estime qu'en complément, un rapport séparé est souhaitable avec un aperçu des déconnexions sur les unités avec accès flexible.

La discussion de ces procédures et des modalités de ces rapports peut être intégrée dans les discussions pour la mise à jour des règles de coordination et de gestion des congestions en exécution de la prochaine phase du projet iCAROS.

65. La CREG demande à Elia, dans le cadre d'une demande ultérieure d'approbation d'un raccordement avec accès flexible au réseau de transport et en concertation avec elle, de rédiger un modèle d'annexe à l'appui de ces demandes d'approbation afin que les informations complémentaires que la CREG a dû demander dans le cadre de ce dossier soient immédiatement disponibles dans la demande d'approbation pour les dossiers futurs.

Les informations contenues dans ce modèle d'annexe doivent en outre permettre à la CREG de mieux comprendre les éléments de l'analyse d'Elia qui doivent être traités de manière confidentielle pour le demandeur du raccordement et/ou permettre la comparaison des demandes de raccordement avec des éléments pertinents et similaires.

5. CONCLUSION

66. Considérant l'article 244 du code de bonne conduite de la CREG du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions ;

67. Considérant l'article 170 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci ;

Considérant la demande d'étude d'orientation de la [CONFIDENTIEL] du 11 avril 2022 pour une unité de production d'électricité sur le réseau de transport fédéral, à savoir un parc éolien onshore de minimum 80 MVA et maximum 176 MVA à [CONFIDENTIEL] ;

Considérant le rapport technique d'Elia du 7 septembre 2022 justifiant son choix de raccorder l'unité de production d'électricité à [CONFIDENTIEL], entièrement avec accès flexible ;

Considérant les informations complémentaires soumises par Elia les 28 et 30 novembre 2022 ;

Considérant la consultation non publique d'Elia et du demandeur organisée par la CREG sur le projet de décision (B)2451 du 8 décembre 2022 au 12 janvier 2023 et la réponse d'Elia reçue par la CREG ;

La CREG décide d'approuver cette demande de raccordement avec accès flexible d'un parc éolien à [CONFIDENTIEL], et ce jusqu'à la date de mise en service du projet Boucle du Hainaut. Dans tous les cas, à partir de la date de mise en service du projet Boucle du Hainaut, le parc éolien doit avoir un accès permanent au réseau de transport. Toutefois, Elia doit réévaluer le refus de l'accès permanent au réseau de transport au demandeur avant cette date, lorsque les procédures de raccordement transparentes et non discriminatoires nécessaires visées à l'article 42 de la directive 2019/944 auront été élaborées au niveau fédéral.

La CREG souligne également que les modalités précises en matière d'accès flexible peuvent évoluer en fonction du cadre réglementaire relatif aux critères techniques et financiers de coordination visés à l'article 8, §1^{er}, troisième alinéa, 5° de la loi électricité, qui doit encore être élaboré de manière transparente et non discriminatoire en tenant compte des raccordements avec accès flexible.

En outre, la CREG demande à Elia de donner suite à ce qui est exposé aux paragraphes 49, 51, 58, 59, 63, 64 et 65 de la présente décision, et ce en vue de l'introduction de futures demandes d'approbation de raccordements avec accès flexible.

////

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

Andreas TIREZ
Directeur

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction

ANNEXE 1

[CONFIDENTIEL]

ANNEXE 2

[CONFIDENTIEL]

ANNEXE 3

[CONFIDENTIEL]

ANNEXE 4

[CONFIDENTIEL]

ANNEXE 5

[CONFIDENTIEL]

ANNEXE 6

[CONFIDENTIEL]

ANNEXE 7

[CONFIDENTIEL]