

# Décision

(B)2687

7 décembre 2023

Décision relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM, de dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943 portant sur une capacité disponible minimale d'échange entre zones

Prise en application de l'article 16, neuvième alinéa du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité

Non confidentiel

# TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES .....	2
INTRODUCTION .....	3
1. CADRE LEGAL.....	4
1.1. Cadre légal européen .....	4
1.1.1. Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte) .....	4
1.1.2. 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.....	6
1.1.3. Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion .....	6
1.2. Cadre légal national.....	7
1.2.1. Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité .....	7
2. ANTECEDENTS .....	9
2.1. Généralités .....	9
2.2. Consultation .....	10
2.2.1. Des autorités de régulation concernées .....	10
2.2.2. Des autres parties intéressées .....	11
3. ANALYSE DE LA PROPOSITION.....	13
3.1. Objectif de la proposition.....	13
3.2. Impact des flux de boucle sur la capacité d'échange entre zones .....	13
3.3. Champ d'application.....	14
4. DECISION .....	15
ANNEXE 1.....	16
ANNEXE 2.....	17
ANNEXE 3.....	18

# INTRODUCTION

LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : « la CREG ») examine ci-dessous la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : « Elia »), d'une dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943, portant sur une capacité minimale disponible pour les échange entre zones (ci-après : « la demande de dérogation »), et ce en vertu de l'article 16, neuvième alinéa du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte) (ci-après : « le règlement électricité »).

Le 11 octobre 2023, la CREG a reçu d'Elia la demande de dérogation en langue anglaise. Conformément aux accords conclus entre la CREG et Elia, la CREG a reçu le 26 octobre 2023 une version française de la demande de dérogation d'Elia. C'est sur cette version française de la demande de dérogation, jointe en ANNEXE 1, que porte la présente décision. La version anglaise de la proposition est jointe en ANNEXE 2 à la présente décision pour information.

La présente décision comporte quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents de la demande de dérogation, y compris la consultation publique organisée par la CREG. Dans la troisième partie, la CREG analyse la proposition. Enfin, la quatrième partie comporte la décision proprement dite.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 7 décembre 2023.

# 1. CADRE LEGAL

1. Le présent chapitre rappelle le cadre légal applicable à la demande de dérogation d'Elia. Ce cadre légal se compose de la législation européenne et nationale.

## 1.1. CADRE LÉGAL EUROPÉEN

### 1.1.1. Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

2. La section 1 du chapitre III du règlement électricité (« Accès au réseau et gestion de la congestion ») traite de l'allocation de la capacité de transport (entre zones). L'article 14 décrit le processus d'une éventuelle révision de la configuration des zones de dépôt des offres afin d'éviter les congestions structurelles. L'article 15 impose aux Etats membres, après l'identification de la congestion structurelle, d'élaborer un plan d'action destiné à réduire ces congestions structurelles au cours d'une période de quatre ans.

3. L'article 16 du règlement électricité comporte les principes généraux d'allocation de capacité et de gestion de la congestion. En particulier, les gestionnaires de réseau de transport sont tenus de mettre à la disposition des échanges entre zones, de manière non discriminatoire, au moins 70 % de la capacité de transport.

*1. Les problèmes de congestion du réseau sont traités grâce à des solutions non discriminatoires, fondées sur le marché, qui donnent des signaux économiques efficaces aux acteurs du marché et aux gestionnaires de réseau de transport concernés.*

*Les problèmes de congestion du réseau sont résolus au moyen de méthodes non transactionnelles, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents acteurs du marché. Lorsqu'il prend des mesures opérationnelles visant à garantir que son réseau de transport demeure à l'état normal, le gestionnaire de réseau de transport tient compte de l'effet de ces mesures sur les zones de contrôle voisines et coordonne ces mesures avec les autres gestionnaires de réseau de transport concernés conformément au règlement (UE) 2015/1222.*

*(...)*

*4. Le niveau de capacité maximal des interconnexions et des réseaux de transport concernés par la capacité transfrontalière sont mis à la disposition des acteurs du marché qui respectent les standards de sécurité pour une exploitation sûre du réseau. Les échanges de contrepartie et le redispatching, y compris le redispatching transfrontalier, sont utilisés pour optimiser les capacités disponibles pour atteindre les capacités minimales prévues au paragraphe 8. Une procédure coordonnée et non discriminatoire pour les actions correctives transfrontalières est appliquée pour permettre une telle maximisation, à la suite de la mise en œuvre de la méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie.*

*5. Les capacités sont allouées sous la forme de ventes aux enchères explicites des capacités ou de ventes aux enchères implicites à la fois des capacités et de l'énergie. Les deux méthodes peuvent coexister pour la même interconnexion. Pour les échanges infrajournaliers, un régime de continuité est appliqué, qui peut être complété par des ventes aux enchères.*

*6. En cas de congestion, les offres valables les plus élevées pour la capacité de réseau, qu'elles soient formulées implicitement ou explicitement, présentant la valeur la plus élevée*

*pour les capacités de transport limitées dans un délai donné, sont retenues. Sauf dans le cas de nouvelles interconnexions qui bénéficient d'une dérogation en vertu de l'article 7 du règlement (CE) no 1228/2003, de l'article 17 du règlement (CE) no 714/2009 ou de l'article 63 du présent règlement, la fixation de prix de réserve dans les méthodes d'allocation de capacité est interdite.*

*7. Les capacités peuvent faire librement l'objet d'échanges sur le marché secondaire, à condition que le gestionnaire de réseau de transport soit informé suffisamment à l'avance. Lorsqu'un gestionnaire de réseau de transport refuse un échange (une transaction) secondaire, il notifie et explique clairement et d'une manière transparente ce refus à tous les acteurs du marché et en informe l'autorité de régulation.*

*8. Les gestionnaires de réseau de transport ne limitent pas le volume de la capacité d'interconnexion à mettre à la disposition des acteurs du marché en tant que moyen de résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de dépôt des offres ou en tant que moyen de gestion des flux résultant de transactions internes aux zones de dépôt des offres. Sans préjudice de l'application des dérogations prévues aux paragraphes 3 et 9 du présent article et de l'application de l'article 15, paragraphe 2, le présent paragraphe est réputé respecté lorsque les niveaux de capacité disponible pour les échanges entre zones atteignent les niveaux minimaux suivants:*

*a) pour les frontières où est utilisée une approche fondée sur la capacité de transport nette coordonnée, la capacité minimale est de 70 % de la capacité de transport respectant les limites de sécurité d'exploitation après déduction des aléas, déterminée conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) no 714/2009;*

*b) pour les frontières où est utilisée une approche fondée sur les flux, la capacité minimale est une marge fixée dans le processus de calcul de la capacité disponible pour les flux résultant de l'échange entre zones. La marge est de 70 % de la capacité respectant les limites de sécurité d'exploitation des éléments critiques de réseau internes et entre zones, en tenant compte des aléas, déterminée conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) no 714/2009.*

*Le montant maximal de 30 % peut être utilisé pour les marges de fiabilité, les flux de boucle et les flux internes pour chaque élément critique de réseau.*

*9. À la demande des gestionnaires de réseau de transport d'une région de calcul de la capacité, les autorités de régulation concernées peuvent accorder une dérogation au paragraphe 8 pour des motifs prévisibles lorsque cela s'avère nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation. Une telle dérogation, qui ne peut porter sur une réduction de capacités déjà allouées en vertu du paragraphe 2, est accordée pour une durée maximale d'un an à la fois ou, à condition que l'étendue de la dérogation diminue de manière significative après la première année, pour une durée maximale de deux ans. L'étendue de ces dérogations se limite strictement à ce qui est nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation et évite toute discrimination entre les échanges internes et ceux entre zones.*

*Avant d'accorder une dérogation, l'autorité de régulation concernée consulte les autorités de régulation des autres États membres faisant partie des régions de calcul de la capacité concernées. Lorsqu'une autorité de régulation marque son désaccord avec la dérogation proposée, l'ACER décide si cette dérogation devrait être accordée en vertu de l'article 6, paragraphe 10, point a), du règlement (UE) 2019/942. La justification et la motivation de la dérogation sont publiées.*

*Lorsqu'une dérogation est accordée, les gestionnaires de réseau de transport concernés élaborent et publient une méthode et des projets qui fournissent une solution à long terme au problème que la dérogation cherche à résoudre. La dérogation prend fin à l'expiration du délai prévu pour la dérogation ou lorsque la solution est appliquée, la date la plus proche étant retenue.*

(...)

*11. Dans la mesure où cela est techniquement possible, les gestionnaires de réseau de transport compensent les demandes de capacité de tout flux d'énergie dans le sens opposé sur la ligne d'interconnexion touchée par une congestion afin d'utiliser cette ligne à sa capacité maximale. En tenant pleinement compte de la sécurité du réseau, les transactions qui diminuent la congestion ne sont pas refusées.*

(...)

### **1.1.2. 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**

4. Les missions d'une autorité de régulation sont définies à l'article 59 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 électricité »). Ces missions comportent le contrôle du respect par leurs GRT des dispositions de l'article 16 du règlement électricité.

*1. L'autorité de régulation est investie des missions suivantes:*

(...)

*h) assurer que les gestionnaires de réseau de transport mettent à disposition des capacités d'interconnexion dans toute la mesure du possible en vertu de l'article 16 du règlement (UE) 2019/943 »*

### **1.1.3. Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion**

5. Outre les dispositions générales relatives à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion énoncées à l'article 16 du règlement électricité, des lignes directrices plus détaillées ont été définies au niveau européen dans le règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (ci-après : « le règlement CACM »).

6. Le règlement CACM décrit, entre autres, comment les gestionnaires de réseau de transport au niveau régional doivent collaborer pour calculer et allouer de manière coordonnée la capacité de transport entre zones. La manière dont les dispositions de l'article 16, huitième alinéa du règlement électricité sont mises en œuvre dépend dans une large mesure de la méthodologie de calcul de la capacité transfrontalière, dont les directives figurent dans les articles 20 à 30 du règlement CACM.

7. L'article 20 du règlement CACM distingue deux méthodologies de calcul de la capacité : une approche NTC (capacité de transport nette) coordonnée ou une approche fondée sur les flux. C'est cette dernière approche qu'il convient de privilégier dans une région où il existe un degré élevé d'interdépendance entre les zones de dépôt des offres en ce qui concerne le niveau des capacités d'échange entre zones. L'approche fondée sur les flux est donc le point de départ de la méthodologie de calcul de la capacité dans la région de calcul de la capacité Core.

## 1.2. CADRE LÉGAL NATIONAL

### 1.2.1. Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

8. La loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « la loi électricité ») confie un certain nombre de tâches non exhaustives au gestionnaire du réseau de transport (en l'espèce, Elia). Ces tâches figurent à l'article 8, §1<sup>er</sup> et comprennent notamment la publication des règles de calcul des capacités de transport :

*La gestion du réseau de transport est assurée par un gestionnaire unique, désigné conformément à l'article 10.*

*Le gestionnaire du réseau est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de transport, y compris ses interconnexions avec d'autres réseaux électriques, en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement.*

*A cet effet, le gestionnaire du réseau est notamment chargé des tâches suivantes :*

*(...)*

*11° publier les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées, en ce compris un plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau;*

*12° définir et publier les procédures de restrictions des transactions pouvant être appliquées de manière non discriminatoire en cas de situations d'urgence, ainsi que les méthodes d'indemnisation, en ce compris les concepts et méthodes de base permettant de déterminer les responsabilités en cas de manquement à ces obligations, éventuellement applicables en cas de telles restrictions;*

*13° publier toutes données utiles ayant trait à la disponibilité, à l'accessibilité et à l'utilisation du réseau, comprenant un rapport sur les lieux et les causes de congestion, ainsi que sur les méthodes appliquées pour gérer la congestion et sur les projets concernant sa gestion future;*

*14° publier une description générale de la méthode de gestion de la congestion appliquée dans différentes circonstances pour maximaliser la capacité disponible sur le marché, ainsi qu'un plan général de calcul de la capacité d'interconnexion pour les différentes échéances, basé sur les caractéristiques électriques et physiques du réseau;*

9. Conformément à l'article 23, §2, la CREG est chargée de surveiller les méthodes de gestion de la congestion appliquées par les GRT. La CREG est par ailleurs compétente pour approuver la ou les méthodologies de calcul de la capacité.

*§ 2. La commission est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des lois et règlements y relatifs, d'autre part.*

*A cet effet, la commission:*

*(...)*

*36° surveille la gestion de la congestion du réseau de transport, y compris les interconnexions, et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion. La commission en informe la Direction générale de l'Énergie. Le gestionnaire du réseau soumet à la commission, aux fins du présent point, son projet de règles de gestion de la congestion, en ce compris l'attribution de capacités. La commission peut lui demander, de façon motivée, de modifier ses règles dans le respect des règles de congestion fixées par les pays voisins dont l'interconnexion est concernée et en concertation avec l'ACER ;*

*(...)*

*38° approuve le plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau publié par le gestionnaire du réseau en application de l'article 8, § 1er, alinéa 3, 11°.*



## 2. ANTECEDENTS

### 2.1. GÉNÉRALITÉS

10. Le 5 juin 2019, le règlement électricité a été publié au Journal officiel de l'Union européenne. Il est entré en vigueur le 25 juin 2019, soit 29 jours après sa publication conformément à l'article 71. A l'exception d'un certain nombre d'articles, énumérés à l'article 71, deuxième alinéa, les dispositions du règlement électricité s'appliquent à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020.

11. L'article 16, huitième alinéa, applicable à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2020, impose aux GRT de ne pas limiter la capacité d'interconnexion pour réduire la congestion interne. Cette disposition générale est respectée lorsqu'un GRT, dans une région de calcul de la capacité fondée sur les flux, met à disposition une marge de 70 % sur les éléments critiques de réseau internes ou entre zones pour les échanges entre zones. Le GRT est autorisé à s'écarter à la baisse de la marge minimale de 70 % dans deux cas : lorsqu'un plan d'action conformément à l'article 15, deuxième alinéa, est mis en œuvre ou lorsqu'une autorité de régulation approuve la demande de dérogation pour des motifs prévisibles, conformément à l'article 16, neuvième alinéa.

12. Dans la période entre juillet et septembre 2019, des discussions ont eu lieu entre Elia, la CREG et la Direction générale Energie du SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie en ce qui concerne la mise en œuvre d'un plan d'action et/ou d'une demande de dérogation en Belgique. Toutes les parties ont convenu qu'étant donné l'absence apparente et l'improbabilité future de congestions structurelles du réseau belge, aucun plan d'action ne devait être élaboré. Toutefois, Elia a été autorisée à soumettre une demande de dérogation à la règle des 70 % pour trois raisons prévisibles : traiter les flux de boucle au-delà d'un seuil acceptable, les indisponibilités prévues combinées à un potentiel de *redispatching* insuffisant et le développement de nouveaux processus et outils.

13. Depuis lors, Elia a soumis à quatre reprises une demande de dérogation à la CREG pour approbation :

- Pour l'**année calendrier 2020** : la présente demande d'approbation a été introduite par Elia le 15 octobre 2019 et approuvée par la CREG, après une consultation publique, le 6 décembre 2019<sup>1</sup>.
- Pour l'**année calendrier 2021** : la présente demande d'approbation a été introduite par Elia le 15 septembre 2020 et approuvée par la CREG, après une consultation publique, le 22 octobre 2020<sup>2</sup>.
- Pour l'**année calendrier 2022** : la présente demande d'approbation a été introduite par Elia le 25 octobre 2021 et approuvée par la CREG, après une consultation publique, le 2 décembre 2021<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Décision (B) [2014](#) relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, d'une dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943, portant sur une capacité minimale disponible pour les échange entre zones

<sup>2</sup> Décision (B) [2136](#) relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, d'une dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943, portant sur une capacité minimale disponible pour les échange entre zones

<sup>3</sup> Décision (B) [2297](#) relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM, d'une dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943, portant sur une capacité minimale disponible pour les échange entre zones

- Pour l'**année calendrier 2023** : la présente demande d'approbation a été introduite par Elia le 24 octobre 2022 et approuvée par la CREG, après une consultation publique, le 24 novembre 2022.<sup>4</sup>

14. Conformément à l'obligation légale visée à l'article 59, paragraphe 1<sup>er</sup>, h) de la directive électricité<sup>5</sup>, la CREG contrôle chaque année le respect par Elia des obligations visées à l'article 16 du règlement électricité. Pour l'année calendrier 2020, les résultats de ce contrôle se trouvent dans l'étude (F)2183 et indiquent qu'Elia respecte globalement ses obligations pendant 81,3 % des heures considérées et sur 99,2 % des éléments de réseau considérés<sup>6</sup>. Pour l'année calendrier 2021, dans l'étude (F) 2350, un score de conformité global de 62,2 % des heures considérées et de 99,2 % des éléments de réseau a été observé.<sup>7</sup> Enfin, pour l'année calendrier 2022, dans l'étude (F) 2513, un score de conformité global de 78,3 % des heures considérées et de 99,7 % des éléments de réseau a été observé.<sup>8</sup>

15. Entre juin et septembre 2023, une nouvelle concertation a eu lieu entre la CREG et Elia concernant une nouvelle demande de dérogation, pour l'année calendrier 2024. Sur la base des résultats concernant le respect de l'article 16, huitième et neuvième alinéas du règlement électricité (voir numéro 15), la CREG et Elia ont convenu de traiter une nouvelle demande de dérogation. Dans cette nouvelle demande de dérogation, la raison prévisible relative aux flux de boucle au-delà d'un seuil acceptable est à nouveau retenue.

16. Le 11 octobre 2023, Elia a soumis une demande d'approbation d'une version anglaise de la demande de dérogation à la CREG. La version française a été reçue par la CREG le 26 octobre 2023 et fait l'objet de la présente décision.

## 2.2. CONSULTATION

### 2.2.1. Des autorités de régulation concernées

17. L'article 16, neuvième alinéa du règlement électricité donne la possibilité à une autorité de régulation de ne pas accepter la demande de dérogation soumise à une autorité de régulation d'un autre État membre. Il est ainsi fait référence aux « autorités de régulation des autres États membres faisant partie des régions de calcul de la capacité concernées ». Bien que les États membres ne fassent pas partie, au sens strict, d'une région de calcul de la capacité, on peut affirmer qu'une autorité de régulation peut participer à cette consultation entre autorités de régulation, lorsque son GRT gère les frontières entre zones de dépôt des offres qui se situent dans une région de calcul de la capacité (i) identique à celle d'un autre GRT soumettant une demande dérogation, ou (ii) différente mais qu'il existe une interaction importante entre les flux d'électricité traversant les frontières entre zones de dépôt des offres.

---

<sup>4</sup> Décision (B) [2473](#) relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM, de dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943 portant sur une capacité disponible minimale d'échange entre zones

<sup>5</sup> 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

<sup>6</sup> Etude (F) [2183](#) relative au respect par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM des obligations concernant la capacité d'interconnexion qui a été mise à disposition des échanges entre zones en 2020

<sup>7</sup> Etude (F) [2350](#) relative au respect par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM des obligations concernant la capacité d'interconnexion qui a été mise à disposition des échanges entre zones en 2021

<sup>8</sup> Étude F) [2513](#) relative au respect par ELIA TRANSMISSION BELGIUM SA des obligations concernant la capacité d'interconnexion qui a été mise à disposition des échanges entre zones en 2022

18. Afin d'organiser ce processus aux niveaux européen et régional, toutes les demandes de dérogation ont été rassemblées au sein du *All Regulatory Authorities' Working Group* de l'ACER (ci-après : « l'ARA WG ») et notifiées aux autorités de régulation concernées. En tant que membre de la région de calcul de la capacité *Core*, la CREG a soumis la demande de dérogation d'Elia aux autres autorités de régulation concernées le 19 octobre 2023. Les autorités de régulation ont eu la possibilité, jusqu'au 3 novembre 2023, d'exprimer leur souhait de participer au processus de consultation. Dans une phase ultérieure, toutes les autorités de régulation des autres États membres qui font partie de la région de calcul de la capacité concernée auront jusqu'au 10 novembre 2023 pour signifier leur désaccord avec la demande de dérogation d'Elia. A l'expiration du délai, soit le 10 novembre, la CREG n'a reçu aucune objection formelle concernant la demande de dérogation d'Elia.

### **2.2.2. Des autres parties intéressées**

19. En vertu de l'article 23, §1<sup>er</sup> du règlement d'ordre intérieur, le comité de direction de la CREG a décidé, dans le cadre de la décision sur la demande de dérogation d'Elia, d'organiser une consultation publique sur un projet de la présente décision. Cette consultation publique a duré 3 semaines et s'est tenue du 10 novembre au 1<sup>er</sup> décembre 2023 inclus.

20. Lors de la consultation publique, la CREG a reçu deux réponses de parties prenantes : de Febeliec et de la FEBEG (datant toutes deux du 1<sup>er</sup> décembre 2023). Ces réponses sont ajoutées dans leur intégralité à l'ANNEXE 3 de la présente décision. Dans cette partie, la CREG examine les réponses reçues et indique dans quelle mesure la décision est modifiée par rapport au projet de décision pour tenir compte de ces commentaires.

21. Dans sa réponse, Febeliec indique que les réductions éventuelles de la capacité transfrontalière ne peuvent avoir lieu que si toutes les autres mesures efficaces ont été appliquées. Dans ce cadre, Febeliec souligne l'évolution positive dans le fait d'utiliser des transformateurs-déphaseurs pour contrer les flux de boucle afin d'éviter de devoir appliquer des mesures correctives coûteuses pour augmenter les capacités. En outre, Febeliec fait valoir que les circonstances d'application doivent être exceptionnelles et clairement définies.

#### *Réponse CREG :*

La CREG partage l'avis de Febeliec et soutient l'idée que la réduction des capacités transfrontalières ne doit être possible que lorsqu'Elia a épuisé ses autres options. Dans ce sens, la CREG renvoie à des décisions antérieures et à la demande d'approbation d'Elia, en particulier au numéro (4), où Elia indique les mesures qui seront mises en œuvre à court et à moyen terme pour augmenter les capacités disponibles. En outre, la procédure d'application de la dérogation exige qu'Elia examine dans quelle mesure les éventuelles congestions (qu'elles soient causées par des flux de boucle ou non) peuvent être résolues de manière proactive en prenant en compte des mesures correctives coûteuses et non coûteuses (voir également article 3, paragraphe (2), b. de la demande de dérogation).

22. Par ailleurs, Febeliec préconise de réduire l'impact de la dérogation octroyée en raison de la diminution des flux de boucle due à l'augmentation progressive des capacités disponibles dans les États membres où un plan d'action s'applique (comme les Pays-Bas et l'Allemagne, entre autres). Par conséquent, l'augmentation linéaire de ces capacités doit se traduire par une diminution de la nécessité d'appliquer la dérogation pour les flux de boucle.

#### *Réponse CREG :*

La CREG est à nouveau d'accord avec cette remarque. Toutefois, la CREG n'a pas d'impact direct sur la mise en œuvre de plans d'action dans des États membres voisins et n'a pas non plus de vue quant à l'imposition concrète de ces trajectoires linéaires. Toutefois, la CREG entretient activement des

contacts réguliers avec d'autres régulateurs et l'ACER dans le cadre de l'harmonisation progressive des examens du respect des obligations des GRT.

23. Enfin, Febeliec s'inquiète de l'application d'*external constraints* et d'autres dérogations par rapport au processus de calcul de la capacité dans certains États membres (notamment la Pologne). Ces réductions de capacité pourraient avoir un impact négatif sur la capacité transfrontalière en Belgique. Febeliec souligne que ces mesures ne peuvent être appliquées que dans des circonstances exceptionnelles.

*Réponse CREG* : La CREG est entièrement d'accord avec cette remarque. La CREG a déjà traité de ce point dans une étude consacrée à cette question en 2022<sup>9</sup>. Les constatations de cette étude sont, entre autres, actuellement utilisées par l'ACER et les autorités de régulation de la région Core pour prendre position sur l'opportunité de telles restrictions dans le cadre d'une nouvelle demande d'approbation par le gestionnaire de réseau polonais. La CREG fait en outre référence au fait que récemment, Elia et TenneT BV ont indiqué qu'elles mettront fin à l'application de ces restrictions avant la fin de l'année 2023.

24. La FEBEG indique, dans sa réponse, qu'elle est satisfaite du déploiement de transformateurs-déphaseurs pour réduire les flux de boucle avant l'application d'éventuelles réductions de la capacité transfrontalière. La FEBEG demande à la CREG d'en étudier l'impact avant d'octroyer une nouvelle dérogation pour 2025. Par ailleurs, la FEBEG note que l'application des PST ne peut être considérée comme une solution optimale pour satisfaire aux obligations de 70 %.

*Réponse CREG* :

La CREG est d'accord avec cette position et renvoie à ses analyses précédentes dans les rapports annuels de monitoring concernant le respect de la règle des 70 %, dont il ressort que l'utilisation de transformateurs-déphaseurs a un impact significatif et positif sur la réduction des flux de boucle.

25. La CREG remercie les deux parties pour leurs commentaires. La décision ne doit cependant pas être modifiée sur le fond suite à ces réponses.

---

<sup>9</sup> Study (F) [2458](#) on the functioning of the Core day-ahead flow-based market coupling mechanism and the impact of low margins available for cross-zonal exchanges

### **3. ANALYSE DE LA PROPOSITION**

26. La demande de dérogation d'Elia comprend un préambule et 6 articles traitant de la portée de la demande, des définitions, de l'approche méthodologique de la dérogation, des flux de boucle, du champ d'application et de la confidentialité des informations. C'est la version française de cette demande de dérogation, figurant en ANNEXE 1, qui fait l'objet de la présente décision.

#### **3.1. OBJECTIF DE LA PROPOSITION**

27. L'article 16 du règlement électricité vise, comme objectif général, à accroître la capacité de transport disponible pour les échanges entre zones. A cette fin, le huitième alinéa établit une marge minimale à garantir pour les échanges entre zones, à savoir 70 % de la capacité des éléments critiques de réseau dans des circonstances imprévues.

28. Dans certains cas, un GRT peut être autorisé à appliquer un écart (à la baisse) par rapport à la règle des 70 %. Lorsque cela résulte d'une congestion structurelle identifiée par le ou les GRT, l'Etat membre peut décider de mettre en œuvre un plan d'action conformément à l'article 15, deuxième alinéa. A cette fin, la marge minimale à partir d'une valeur de départ donnée doit être progressivement portée à 70 % au moyen d'une trajectoire linéaire d'ici au 31 décembre 2025. Lorsqu'aucune congestion structurelle n'est identifiée mais que le GRT prévoit des problèmes de sécurité d'exploitation dans l'application de la règle des 70 %, il peut invoquer des motifs prévisibles pour être exempté, sur des éléments spécifiques de réseau, de l'obligation d'appliquer la marge minimale de 70 % à tout moment.

29. A cet effet, le GRT doit soumettre une demande d'approbation à son autorité de régulation. Suite à une concertation bilatérale entre la CREG et Elia, Elia a donc soumis pour approbation la demande de dérogation ci-jointe. La raison prévisible invoquée est liée à la garantie de la sécurité d'exploitation lorsque les flux de boucle calculés dépassent les flux de boucle acceptables suite à la mise en œuvre d'un plan d'action dans une zone de dépôt des offres voisine.

#### **3.2. IMPACT DES FLUX DE BOUCLE SUR LA CAPACITÉ D'ÉCHANGE ENTRE ZONES**

30. L'article 16, huitième alinéa prévoit que la marge minimale à mettre à disposition pour les échanges entre zones est de 70 %. Les 30 % restants de la capacité des éléments critiques de réseau, compte tenu des aléas, peuvent être utilisés par un GRT pour les marges de fiabilité, les flux internes et les flux de boucle. A cet égard, lorsque tous les GRT se conforment à l'article 16, huitième alinéa, les flux de boucle sur un élément critique de réseau ne peuvent dépasser 30 % moins les flux internes et les marges de fiabilité.

31. Toutefois, lorsqu'un GRT met en œuvre un plan d'action, la marge minimale dans les premières années de la trajectoire linéaire est (sensiblement) inférieure à l'objectif de 70 %. Par conséquent, en cas de congestion interne, des flux de boucle supérieurs au niveau acceptable décrit au numéro 31 peuvent être observés sur des éléments critiques de réseau. Comme ces flux de boucle ne relèvent pas du contrôle d'Elia, la sécurité d'exploitation peut être compromise si Elia est tenue de garantir la marge minimale de 70 %.

32. Pour faire face à ce risque, Elia demande une dérogation à l'obligation, en particulier aux moments où, pour certains éléments critiques de réseau, les flux de boucle sont supérieurs aux niveaux acceptables. Elia décrit, à l'article 4, comment elle réduira la marge disponible sous les 70 % sur la base des flux de boucle acceptables et calculés. Lorsque les flux de boucle calculés sont supérieurs aux flux de boucle acceptables, la marge disponible de 70 % sera réduite d'un volume correspondant à la différence entre les flux de boucle calculés et acceptables. Cela est mathématiquement représenté à l'article 4 de la demande de dérogation.

33. Cette approche méthodologique pour la réduction de la marge disponible par la différence entre les flux de boucle calculés et les flux de boucle acceptables garantit que la marge finale disponible pour les échanges entre zones est à un niveau optimal, compte tenu des flux de boucle des zones de dépôt des offres voisines. Selon la CREG, cette approche évite de surestimer ou de sous-estimer la réduction nécessaire de la marge disponible pour garantir la sécurité d'exploitation.

34. Contrairement à la demande de dérogation des années précédentes, la proposition soumise pour approbation indique explicitement qu'Elia déploiera initialement des transformateurs-déphaseurs (« PST ») pour réduire les flux de boucle à un niveau acceptable. La CREG salue cet engagement, qui a été explicitement inclus dans la méthodologie du calcul coordonné de la capacité dans la région Core. Cela doit conduire à une augmentation des marges à mettre à disposition sans s'accompagner de mesures correctives coûteuses. Dans son étude (F) 2513, la CREG a pu identifier des indications selon lesquelles cette mesure a permis à Elia de contrôler avec succès les flux de bouclage, à tel point que l'application de la dérogation pour les flux de bouclage excessifs et le score de conformité d'Elia se sont améliorés par rapport aux années précédentes.

35. Dans ses études (F)2350 et (F)2513, la CREG a évalué la pertinence de l'approche méthodologique proposée au moyen des marges minimales observées. Ces marges ont été calculées à la fois au niveau des éléments de réseau individuels et à un niveau global et agrégé. Rien n'indique à la CREG que l'approche méthodologique proposée ne répond pas structurellement à son objectif de maintenir les flux de boucle gérables tout en maximisant la capacité à mettre à disposition.

36. Pour les raisons précitées, la CREG considère que la gestion des flux de boucle au-dessus d'un niveau acceptable est un motif légitime et prévisible pour obtenir une dérogation à la règle des 70 % et approuve donc la demande de dérogation.

### **3.3. CHAMP D'APPLICATION**

37. La dérogation à l'obligation d'appliquer une marge minimale de 70 % s'applique aux éléments critiques de réseau dans des circonstances imprévisibles, qui sont gérés dans le cadre du couplage de marchés journalier fondé sur les flux dans la région Core<sup>10</sup>. Cela est précisé à l'article 5 de la demande de dérogation et garantit que tout élément de réseau qui a un impact sur la capacité transfrontalière soit conforme à la règle des 70 % soit dispose d'une marge disponible inférieure pour faire face aux flux de boucle.

38. La dérogation est demandée pour une période d'un an, du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2024 inclus.

---

<sup>10</sup> Les versions précédentes des demandes de dérogation et des décisions de la CREG faisaient également référence au couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE. Depuis la mise en service du couplage de marchés fondé sur les flux dans la région Core le 8 juin 2022, cette référence n'est plus applicable.

## 4. DECISION

En application de l'article 16, neuvième alinéa du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, la CREG décide, pour les raisons qui précèdent, d'approuver la demande d'approbation d'une dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943 UE) 2019/943, portant sur une capacité minimale disponible pour les échange entre zones.

Pour les raisons précitées, la CREG approuve cette dérogation pour une période d'un an, du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 31 décembre 2024 inclus.

///

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

Laurent JACQUET  
Directeur

Koen LOCQUET  
Président du comité de direction

# **ANNEXE 1**

## **Demande d'Elia de dérogation à la marge minimale à mettre à disposition pour les échanges entre zones**

Version française (pour approbation) – 25 octobre 2023



## **ANNEXE 2**

### **Request of Elia System Operator SA for derogation from the minimum level of capacity to be made available for cross-zonal trade**

Version anglaise (pour information) – 11 octobre 2023

## **ANNEXE 3**

### **Réponses reçues lors de la consultation publique**

- Febeliec – 1<sup>er</sup> décembre 2023
- FEBEG – 1<sup>er</sup> décembre 2023