

Décision

(B)2473

24 novembre 2022

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 5 octobre 2022, 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 24 octobre 2022 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 24 novembre 2022.

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^{er} 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^{er} janvier 2020.

11. L'article 16, huitième alinéa, applicable à partir du 1^{er} 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 trois 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 2019¹.
- 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 2020².
- 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 2021³.

¹ 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

² 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

³ 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

14. Conformément à l'obligation légale visée à l'article 59, paragraphe 1^{er}, h) de la directive électricité⁴, 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 considérés⁵. 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.⁶

15. Entre juin et septembre 2022, une nouvelle concertation a eu lieu entre la CREG et Elia concernant une nouvelle demande de dérogation, pour l'année calendrier 2023. 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 5 octobre 2022, 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 24 octobre 2022 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.

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 14 octobre 2022. Les autorités de régulation ont eu la possibilité, jusqu'au 28 novembre 2022, 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 4 novembre 2022 pour signifier leur désaccord avec la demande de dérogation d'Elia. La CREG n'a pas reçu de remarques, ni de veto, de la

⁴ 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

⁵ Etude [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

⁶ 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

part des autres autorités de régulation, ce qui signifie qu'elle conserve son plein pouvoir de décision sur la proposition d'Elia et que l'ACER ne doit pas se prononcer sur celle-ci.

2.2.2. Des autres parties intéressées

19. En vertu de l'article 23, §1^{er} 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 le présent projet de décision. Cette consultation a duré 3 semaines et s'est tenue du 27 octobre au 17 novembre 2022 inclus.

17. La CREG a reçu deux réponses lors de la consultation publique : de Febeliec et de la FEBEG. Les deux réponses figurent en ANNEXE 3 et sont discutées ci-dessous.

18. Febeliec indique que le respect de l'obligation relative à la règle des 70 % est une exigence minimale absolue. Les restrictions des capacités d'échange entre zones disponibles ne peuvent intervenir que dans des circonstances exceptionnelles et clairement définies, lorsque toutes les autres mesures efficaces ont été épuisées. En outre, Febeliec indique qu'une attention particulière doit être accordée à l'impact des plans d'action nationaux dans les zones de dépôt des offres voisines, et à la mesure dans laquelle cela atténue l'application de la dérogation aux flux de boucle. Enfin, Febeliec demande que la CREG effectue une analyse (quantitative) claire pour soutenir la nécessité de maintenir cette dérogation pour Elia.

La CREG partage ces points de vue et souhaite clarifier les éléments suivants :

- La dérogation pour les flux de boucle ne peut s'appliquer, comme indiqué à l'article 3(2), qu'après une optimisation des positions des transformateurs-déphaseurs (« PST »). Ce n'est que lorsque ceux-ci sont insuffisants pour ramener les flux de boucle en dessous du seuil acceptable que la dérogation peut être invoquée.
- L'impact des plans d'action est déjà décrit dans la section 3.2, de même que le monitoring annuel du respect par Elia de ses obligations.
- L'analyse quantitative de la nécessité de préserver cette dérogation est publiée annuellement (voir aussi, entre autres, l'étude (F) 2350 et les éditions précédentes) et évaluée ad hoc tout au long de l'année par la CREG.

La CREG est d'avis que le projet de décision ne doit pas être adapté pour clarifier ces points.

19. La FEBEG renvoie aux réponses données lors de consultations précédentes sur le sujet. Elle encourage également la CREG, en concertation avec les autres autorités de régulation, à veiller à ce que l'application des plans d'action soit suivie et que la motivation des dérogations soit suffisamment claire.

20. La CREG est d'accord avec le commentaire concernant la coopération avec d'autres autorités de régulation. La CREG renvoie, dans ce cadre, aux efforts considérables déployés ces dernières années tant pour accroître la motivation (de l'approche méthodologique) des dérogations que pour effectuer le monitoring du respect de manière structurée et transparente. La CREG tient à souligner ici que l'approche qu'elle partage avec Elia a depuis été appliquée dans plusieurs autres zones de dépôt des offres/Etats membres. En outre, cette approche est parfaitement conforme aux lignes directrices informelles de l'ACER.

21. Dans un souci d'exhaustivité, en ce qui concerne le renvoi à des réponses antérieures, les principaux points de vue de la FEBEG sont rappelés. Ceux-ci concernent en particulier le calcul efficace de la réduction de capacité dans l'approche méthodologique de la dérogation. La CREG a repris ce

point dans le monitoring du respect des obligations pertinentes par Elia et a conclu que l'approche actuelle est efficace.⁷

⁷ Voir également l'annexe III de l'étude (F) 2183

3. ANALYSE DE LA PROPOSITION

22. 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

23. 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.

24. 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.

25. 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

26. 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.

27. 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 %.

28. 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.

29. 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.

30. 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.

31. Dans son étude (F)2350, 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.

32. 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

33. 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*⁸. 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 est conforme à la règle des 70 % soit dispose d'une marge disponible inférieure pour faire face aux flux de boucle.

34. La dérogation est demandée pour une période d'un an, du 1^{er} janvier au 31 décembre 2023 inclus.

⁸ 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^{er} janvier au 31 décembre 2023 inclus.

///

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

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. 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) – 5 octobre 2022

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) – 27 septembre 2022

ANNEXE 3

Réponses reçues lors de la consultation publique

3a. Febeliec – 17 novembre 2022

3b. Febeg – 17 novembre 2022