

# Étude

(F)2513

18 octobre 2023

Étude 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

réalisée conformément à l'article 59, paragraphe premier, h) 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 et l'article 23, § 2, 9° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non confidentiel

# TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES .....	2
SOMMAIRE .....	3
INTRODUCTION .....	4
APERÇU DES ABRÉVIATIONS UTILISÉES.....	5
LISTE DES FIGURES ET TABLEAUX.....	6
1. BASE LÉGALE.....	7
1.1. Cadre législatif européen .....	7
1.1.1. Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.....	7
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.....	8
1.2. Cadre législatif national.....	9
1.2.1. Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité .....	9
2. ANTÉCÉDENTS ET CONTEXTE .....	10
2.1. Collaboration avec l'ACER et les autorités de régulation.....	10
2.2. Demande de dérogation d'Elia.....	11
2.3. Rapports de conformité antérieurs.....	12
2.4. Go-live du Core Flow-Based Market Coupling .....	12
3. MÉTHODOLOGIE.....	13
3.1. Données.....	13
3.2. Période considérée.....	14
3.3. Analyse par étapes .....	15
4. RESPECT DE L'ARTICLE 16.....	16
4.1. ÉTAPE 1: Respect de la règle des 70 %.....	16
4.2. ÉTAPE 2: Respect de la marge minimale.....	20
4.3. ÉTAPE 3 : Considérations supplémentaires.....	24
4.3.1. Limitation active dans le couplage du marché day-ahead.....	24
4.3.2. ALEGrO .....	26
4.3.3. Utilisation de transformateurs-déphaseurs .....	27
4.3.4. Utilisation de mesures correctives et coûts .....	28
5. CONSIDÉRATION GÉNÉRALE DES RÉSULTATS.....	30
5.1. Analyse de synthèse .....	30
5.2. Discussion des résultats .....	31
6. CONCLUSION .....	33

## SOMMAIRE

Le règlement électricité (partie du *Clean Energy Package*) impose un ensemble d'obligations aux gestionnaires de réseau de transport européens afin d'augmenter les capacités de transmissions mises à disposition du commerce transfrontalier. L'augmentation de ces capacités a été identifiée comme une manière efficace de faciliter les échanges entre zones et de poursuivre l'intégration des marchés de l'électricité dans le marché intérieur européen de l'énergie.

Cette obligation se traduit par une marge minimale qui doit être mise à disposition des échanges entre zones : cette marge s'élève, pour tous les éléments de réseau, à 70 % de la capacité de transport. Les autorités de régulation peuvent, lorsque les gestionnaires de réseau de transport le demandent afin de garantir en tout temps la sécurité d'exploitation, octroyer une dérogation à cette obligation.

Dans la présente étude, la CREG analyse dans quelle mesure Elia a satisfait en 2022 aux obligations prévues à l'article 16 du règlement électricité. La CREG réalise ces analyses pour tous les éléments de réseau durant la période comprise entre le 1er janvier et le 31 décembre 2022. Cette analyse suit un raisonnement par étapes : tout d'abord, le respect du seuil de 70 % est analysé pendant les heures considérées et sur l'ensemble des éléments de réseau observés. Ensuite, les marges disponibles observées sont comparées avec les marges minimales en application de la dérogation à l'obligation de 70 % octroyée à Elia. L'étude compare ensuite ces résultats avec les résultats pour la période comprise entre le 1er avril 2020 et le 31 décembre 2021, qui ont été examinés selon la même méthodologie par la CREG dans ses deux précédents rapports de conformité. Enfin, plusieurs considérations supplémentaires sont formulées concernant les circonstances dans lesquelles les marges sur les éléments de réseau ont été observées, conformément ou non aux obligations légales.

Il ressort des analyses qu'entre le 1er janvier et le 31 décembre 2022, Elia a respecté les obligations légales relatives aux marges minimales pendant **78,3 % des heures considérées** et sur **99,7 % des éléments de réseau observés**, et qu'elle a donc au moins respecté les obligations légales concernant les marges minimales en tenant compte de la dérogation accordée. En termes de respect par heure considérée, ce score représente une amélioration par rapport à l'année précédente, où Elia avait respecté ses obligations légales pendant 62,2% des heures.

En dépit de la dérogation octroyée, Elia a offert, sur 95,8 % des éléments de réseau observés, une marge minimale au moins égale à 70 % de la capacité maximale. Le nombre d'heures durant lesquelles au moins 70 % de la capacité maximale était mise à disposition de tous les éléments de réseau ne s'élèvent cependant qu'à 23,5 % des heures durant la période considérée.

L'étude montre que les flux de bouclage observés issus de zones de dépôt des offres voisines ont un impact important sur la capacité d'Elia à respecter en tout temps le seuil des 70 %. Compte tenu de la dérogation accordée, qui a établi une méthodologie pour déduire les flux de bouclage excessifs au-dessus d'un seuil acceptable des marges obligatoires sur les éléments de réseau, le respect des obligations légales par Elia peut être garanti même en cas de flux de bouclage excessivement élevés. La CREG observe que le niveau des flux de bouclage et par conséquent l'impact de la dérogation sur les flux de bouclage excessifs ont légèrement diminué en 2022 par rapport aux deux années précédentes, conformément aux attentes. La CREG s'attend à ce que cet impact continue à diminuer et que, par conséquent, des capacités plus élevées soient mises à la disposition du marché d'échange entre zones.

# INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (ci-après : « CREG ») examine dans cette étude le respect d'ELIA TRANSMISSION BELGIUM SA (ci-après : « Elia ») avec les obligations légales prévues à l'article 16 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après : « le règlement électricité »).

Dans cette étude, la CREG examine dans quelle mesure les marges mises à disposition des éléments de réseau de transport d'Elia en 2022 satisfont aux marges minimales prévues à l'article 16 du règlement électricité. Ces marges s'élèvent à 70 % de la capacité maximale de ces éléments de réseau, avec ou sans correction pour les réductions admissibles en vertu de la dérogation approuvée d'Elia.

Le contrôle du respect de cette obligation est assuré par la CREG pour la troisième fois depuis l'entrée en vigueur du règlement électricité. Des versions antérieures de cette étude, utilisant la même méthodologie, ont examiné le respect par Elia de ses obligations pour les années 2020 et 2021.

Cette étude est divisée en six chapitres. Le premier chapitre rappelle la base juridique qui comprend les obligations pour Elia et le pouvoir de contrôle pour la CREG. Le deuxième chapitre décrit les antécédents de cette étude et le contexte dans lequel elle a vu le jour. Le troisième chapitre expose la méthodologie et les données utilisées, ainsi que la période considérée et le quatrième chapitre rend compte des résultats observés. Dans le cinquième chapitre, les résultats sont commentés plus en détail. Enfin, le sixième chapitre présente la conclusion de l'étude.

La présente étude a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 18 octobre 2023.

## APERÇU DES ABRÉVIATIONS UTILISÉES

CCR	Capacity Calculation Region (région de calcul de la capacité)
CWE FBMC	Central-West Europe Flow-Based Market Coupling
(c)NTC	Coordinated Net Transfer Capacity, le calcul de la capacité sur la base de la capacité de transfert nette (coordonnée)
CEP	<i>Clean Energy Package</i>
EIC	<i>Energy Identification Code</i>
F <sub>max</sub>	Flux maximal autorisé
FRM	<i>Flow Reliability Margin</i>
IEM	Marché intérieur de l'énergie
IF	<i>Internal Flow</i> (flux interne)
JAO	<i>Joint Allocation Office</i>
LTA	<i>Long-Term Allocation</i>
LF	<i>Loop flow</i> (flux de bouclage)
MACZT	<i>Margin Available for Cross-Zonal Trade</i>
MCCC	<i>Margin for Coordinated Capacity Calculation</i>
minMACZT	<i>minimal Margin Available for Cross-Zonal Trade</i>
MNCC	<i>Margin for Non-Coordinated Capacity Calculation</i>
MTU	<i>Market Time Unit</i>
PST	<i>Phase Shift Transformer (transformateur-déphaseur)</i>
PTDF	<i>Power Transfer Distribution Factor</i>

# LISTE DES FIGURES ET TABLEAUX

**Figure 1** Aperçu schématique de la méthode d’analyse utilisée ..... 15

**Figure 2** Respect du seuil de 70 % - ÉTAPE 1 (CWE)..... 17

**Figure 3** Respect du seuil de 70% - ÉTAPE 1 (Core)..... 17

**Figure 4** Respect du seuil de 70 % - ÉTAPE 1 (CWE)..... 18

**Figure 5** Respect du seuil de 70 % - ÉTAPE 1 (Core)..... 18

**Figure 6** Respect du seuil minMACZT - ÉTAPE 2 (CWE)..... 20

**Figure 7** Respect du seuil minMACZT - ÉTAPE 2 (Core)..... 21

**Figure 8** Respect du seuil minMACZT - ÉTAPE 2 (CWE)..... 22

**Figure 9** Respect du seuil minMACZT - ÉTAPE 2 (Core)..... 22

**Figure 10** Marges sur des éléments de réseau actifs..... 25

**Figure 11** Capacité de transport nette (NTC) sur ALEGrO ..... 26

**Figure 12** Utilisation des transformateurs-déphaseurs et impact sur les flux de boucle ..... 27

**Figure 13** Coûts pour la gestion de la congestion ..... 28

**Figure 14** Volumes activés pour la gestion des congestions..... 29

**Figure 15** Score de conformité des CNEC aux différentes étapes de l'analyse..... 30

**Tableau 1** Résultats globaux concernant le respect du seuil de 70 % - ÉTAPE 1 ..... 19

**Tableau 2** Résultats globaux concernant le respect du seuil de 70 %– ÉTAPE 1 (CWE vs Core)..... 19

**Tableau 3** Résultats globaux concernant le respect du seuil minMACZT - ÉTAPE 2 ..... 23

**Tableau 4** Résultats globaux concernant le respect du seuil minMACZT - ÉTAPE 2 (CWE vs Core) ..... 23

# 1. BASE LÉGALE

1. Ce chapitre reprend les dispositions légales qui s'appliquent à Elia et à la CREG concernant la maximisation de la capacité d'interconnexion qui doit être mise à disposition des échanges entre zones. Ces dispositions figurent dans la législation européenne (notamment le règlement électricité et la directive électricité), d'une part, et dans la législation nationale (la loi électricité), d'autre part.

## 1.1. Cadre législatif européen

### 1.1.1. REGLEMENT (UE) 2019/943 DU PARLEMENT EUROPEEN ET DU CONSEIL DU 5 JUIN 2019 SUR LE MARCHÉ INTERIEUR DE L'ELECTRICITE

2. L'article 16 du règlement électricité fixe les modalités relatives aux marges minimales qu'Elia doit mettre à disposition du marché transfrontalier. Le paragraphe 8 définit cette marge minimale à 70 %. Conformément au paragraphe 9, Elia est autorisée à demander, après approbation de la CREG, une dérogation à cette obligation applicable dans des circonstances particulières.

*Article 16*

*Principes généraux d'allocation de capacité et de gestion de la congestion*

*(...)*

*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.*

*(...)*

*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 bouclage 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.

(...)

### **1.1.2. DIRECTIVE (UE) 2019/944 DU PARLEMENT EUROPEEN ET DU CONSEIL DU 5 JUIN 2019 CONCERNANT DES REGLES COMMUNES POUR LE MARCHE INTERIEUR DE L'ELECTRICITE**

3. En vertu du paragraphe 1, b) et h) de l'article 59 de la directive électricité (transposée en Belgique dans la loi électricité et le règlement technique fédéral), la CREG est habilitée à exercer un contrôle sur le respect par Elia des dispositions du règlement électricité en général, et de son article 16 plus particulièrement.

*Article 59*

#### **Missions et compétences des autorités de régulation**

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

(...)

b) assurer le respect, par les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution et, le cas échéant, les propriétaires de réseau, ainsi que par les entreprises d'électricité et les autres acteurs du marché, des obligations qui leur incombent au titre de la présente directive, du règlement (UE) 2019/943, des codes de réseau et des lignes directrices adoptés en vertu des articles 59, 60 et 61 du règlement (UE) 2019/943, et d'autres dispositions applicables du droit de l'Union, notamment en ce qui concerne les questions transfrontalières, ainsi que le respect des décisions de l'ACER;

(...)



*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;*

## **1.2. Cadre législatif national**

### **1.2.1. LOI DU 29 AVRIL 1999 RELATIVE A L'ORGANISATION DU MARCHÉ DE L'ELECTRICITE**

4. La loi électricité confère à la CREG la compétence d'assurer la surveillance du respect par Elia des dispositions de la législation européenne, en particulier si cela concerne des questions transfrontalières.

#### **Art. 23.**

*§ 1er. Il est créé une commission de régulation de l'électricité et du gaz, en allemand « Elektrizitäts- und Gasregulierungs-kommission » et en abrégé « CREG ». La commission est un organisme autonome ayant la personnalité juridique et ayant son siège dans l'arrondissement administratif de Bruxelles-Capitale.*

*(...)*

*§ 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.*

*À cet effet, la commission :*

*(...)*

*8° contrôle le respect par le gestionnaire du réseau et les entreprises d'électricité des obligations qui leur incombent en vertu de la présente loi et de ses arrêtés d'exécution, ainsi que des autres dispositions législatives et réglementaires applicables pour le marché de l'électricité, notamment en ce qui concerne les questions transfrontalières et les matières visées par le Règlement (CE) n° 714/2009.*

## 2. ANTÉCÉDENTS ET CONTEXTE

5. Les obligations relatives aux marges à mettre à disposition des échanges transfrontaliers sont la conséquence directe de l'entrée en vigueur du règlement électricité. Depuis son entrée en vigueur en juin 2019, les autorités de régulation européenne, en collaboration avec l'ACER d'une part et les GRT d'autre part, ont discuté, défini et formalisé le champ d'application de l'article 16 dans plusieurs processus, tant au niveau européen que national.

6. Ce chapitre décrit la coopération avec l'ACER et les autres autorités de régulation d'une part, et avec Elia d'autre part. La dérogation approuvée pour l'année 2022 est expliquée et il est fait référence aux précédents rapports de conformité, pour les années 2020 et 2021.

### 2.1. Collaboration avec l'ACER et les autorités de régulation

7. Les marges minimales à mettre à disposition et les éventuelles dérogations à cette obligation ont été discutées à plusieurs occasions par les autorités de régulation et l'ACER. L'absence d'obligation légale et formelle de coordination entre les autorités de régulation et l'ACER concernant la surveillance du respect par les GRT n'a pas empêché l'approbation et la publication de plusieurs considérations générales relatives à l'article 16 :

- Une recommandation non contraignante de l'ACER concernant la mise en œuvre de l'article 16, paragraphe 8 du règlement électricité. Cette recommandation décrivait plus particulièrement le mode de calcul de la marge minimale pour les échanges entre zones (ci-après : la « MACZT » pour Margin Available for Cross-Zonal Trade).<sup>1</sup>
- Un document de position de l'ensemble des autorités de régulation concernant les critères d'octroi d'une dérogation aux GRT, comme prévu à l'article 16, paragraphe 9 du règlement électricité.<sup>2</sup>

Ces deux documents décrivent la manière dont les GRT doivent veiller au respect des dispositions de l'article 16 et les tâches que l'ACER et les autorités de régulation doivent exercer dans ce contexte.

8. Par le passé, l'ACER a publié plusieurs rapports<sup>3</sup> relatifs au monitoring des marges mises à disposition par l'ensemble des GRT en Europe en 2020 et 2021. Ces rapports semestriels relèvent de la tâche de contrôle de l'ACER, telle que décrite à l'article 15, paragraphe premier du règlement ACER,<sup>4</sup> sur les marchés de gros et de détail de l'électricité et du gaz naturel.

---

<sup>1</sup> Recommandation n° 01/2019 de l'Agence de l'Union européenne de coopération des régulateurs de l'énergie du 08 août 2019 sur la mise en œuvre de la marge minimale disponible pour les échanges entre zones conformément à l'article 16(8) du Règlement (UE) 2019/943

<sup>2</sup> Ajouté en tant qu'Annexe 3 à la Décision (B)2136

<sup>3</sup> Les différents rapports de l'ACER sont disponibles à l'adresse suivante : <https://www.acer.europa.eu/electricity/market-monitoring-report/cross-zonal-capacity-70-target>

<sup>4</sup> Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie

9. La pertinence des rapports de l'ACER pour cette étude peut se démontrer de différentes manières.

- L'ACER concentre ses analyses sur le respect du seuil des 70 % conformément à l'article 16, paragraphe 8 du règlement électricité sans tenir compte des dérogations accordées au niveau national ou des plans d'action nationaux. Dans le cas où une dérogation à cette obligation est approuvée et appliquée, temporairement ou non, chaque autorité de régulation (en l'espèce, la CREG) doit assurer la surveillance du respect légal de l'article 16, paragraphes 8 et 9 du règlement électricité. Les analyses de l'ACER et de la CREG sont par conséquent complémentaires.
- Le rapport d'Elia à l'ACER et à la CREG sur les marges mises à disposition conformément aux lignes directrices exposées par l'ACER, entre autres dans sa recommandation non contraignante (cf. numéro 7). La CREG utilise par conséquent les valeurs MACZT, calculées comme étant la somme de la MCCC et de la MNCC.
- Les valeurs rapportées à la CREG ont été complétées par Elia avec les données nécessaires pour permettre une surveillance efficace de l'application de la dérogation pour les flux de bouclage. Toutes les autres données (cf. section 3.2) sont identiques à celles rapportées à l'ACER et ont également été mises à la disposition de la CREG par l'ACER.

10. Comme indiqué au chapitre 1, la surveillance du respect par Elia des obligations légales est une compétence nationale qui incombe à l'autorité de régulation. Le présent rapport doit être lu en tenant compte de cette compétence et de cet objectif.

## 2.2. Demande de dérogation d'Elia

11. Conformément à l'article 16, paragraphe 9 du règlement électricité, Elia a soumis fin 2021 une demande de dérogation à l'obligation, pour 2022, de mettre à tout moment à disposition des échanges transfrontaliers 70 % de la  $F_{max}$ , du moins en ce qui concerne les éléments de réseau introduits dans le CWE FBMC. La CREG a approuvé cette demande de dérogation. Le contenu de cette demande de dérogation est identique à la méthodologie approuvée pour l'année 2021.

12. Cette dérogation prévoit que la marge minimale, aux moments où les flux de bouclage observés dépassent une limite admissible, est calculée comme suit :

$$\min MACZT = 70 \% - \max [0; LF_{calc} - LF_{accept}]$$

Dans l'équation ci-dessus,  $LF_{calc}$  représente les flux de bouclage calculés et observés, tandis que  $LF_{accept}$  représente le seuil acceptable pour les flux de bouclage. Deux seuils ont été définis : un pour les éléments de réseau internes et un pour les éléments de réseau transfrontaliers :

$$LF_{calc} \text{ sur les éléments de réseau internes} = \frac{[30\% - FRM]}{2}$$

$$LF_{calc} \text{ sur les éléments de réseau transfrontaliers} = 30\% - FRM$$

Sur les éléments de réseau internes, les marges disponibles sont arbitrairement divisées entre les flux de bouclage et les flux internes, de sorte que le seuil admissible pour les flux de bouclage sur les éléments de réseau internes est plus bas que sur les éléments transfrontaliers. Par conséquent, à flux de bouclage égal, la minMACZT est également plus élevée sur les éléments de réseau internes que sur les éléments transfrontaliers.

## 2.3. Rapports de conformité antérieurs

13. La CREG a publié un premier rapport sur le respect de l'article 16 pour l'année 2020 au début de l'année 2021.<sup>5</sup> Dans ce rapport, dans lequel cet exercice a été réalisé pour la première fois, la CREG a calculé qu'Elia a respecté les obligations légales (en ce qui concerne le miniACS) sur 99,2 % de tous les éléments de réseau observés ou pendant 81,3% de la période considérée.

14. Un deuxième rapport de conformité a été publié par la CREG pour l'année 2021, au début de l'année 2022. Dans ce rapport<sup>6</sup>, la CREG a calculé qu'Elia a respecté les obligations légales (relatives à la minMACZT) sur 99,2% de tous les éléments de réseau observés ou pendant 62,2% de la période considérée.

15. Dans ces rapports, la méthodologie, les données utilisées et la méthode de calcul (selon les recommandations de l'ACER) ont été développées et élaborées. Le rapport de conformité actuel reprend cette méthode d'analyse, pour l'année 2022.

## 2.4. Go-live du Core Flow-Based Market Coupling

16. Le 8 juin 2023, le couplage des marchés fondé sur les flux dans la région Core a été mis en place. En d'autres termes, depuis le 9 juin 2023 (date de fourniture), les capacités sont calculées et allouées selon un processus de couplage des marchés coordonné entre tous les gestionnaires de réseau de transport et les opérateurs désignés du marché de l'électricité de la région Core. Cette région est constituée des frontières entre 12 zones de dépôt des offres : Belgique, Allemagne/Luxembourg, France, Hongrie, Croatie, Pays-Bas, Autriche, Pologne, Roumanie, Slovaquie, Slovénie et République tchèque. Ce projet succède au couplage des marchés fondé sur les flux dans la région CWE, auquel seuls la Belgique, l'Allemagne/Luxembourg, la France, les Pays-Bas et l'Autriche ont participé.

17. Compte tenu de l'impact majeur de cette étape importante, on a choisi de diviser les résultats relatifs au respect par Elia des marges minimales dans le processus de calcul de la capacité, en ce qui concerne 2022, en deux périodes : du 1<sup>er</sup> janvier au 8 juin 2022 (« CWE ») et du 9 juin au 31 décembre 2022 (« Core »).

---

<sup>5</sup> Étude (F) [2183](#) 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 2020

<sup>6</sup> Étude (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

### 3. MÉTHODOLOGIE

18. Cette partie commence par un aperçu des ensembles de données utilisés, suivi d'une explication sur la période considérée et la méthodologie appliquée.

#### 3.1. Données

19. Dans le cadre de la surveillance par l'ACER des marges mises à disposition par tous les GRT européens (voir numéro 8), Elia doit communiquer périodiquement (deux fois par an) à l'ACER les données relatives à certains paramètres. À cette fin, un fichier est créé pour chaque jour de la période concernée, dans lequel les informations suivantes sont incluses pour tous les CNEC :

- la MTU ou *Market Time Unit* ;
- la période considérée pour le calcul de la capacité (*en l'espèce*, uniquement day-ahead) ;
- les codes des CNE et C considérés et leur direction ;
- la zone de coordination, le GRT et l'Etat membre auquel le CNEC est associé ;
- la manière dont la Fmax est limitée (*en l'espèce*, uniquement une limite thermique) ;
- la Fmax (en MW) ;
- la minMACZT (en MW) ;
- l'indication d'une éventuelle minMACZT non spécifiée résultant d'une dérogation (« oui/non ») ;
- les MCCC et MNCC, avec et sans les échanges avec des pays tiers <sup>7</sup>(en MW) ;
- l'éventuel prix fictif (en € / MW) ;
- d'autres remarques du GRT ;
- les PTF ou *Power Transfer Distribution Factors* associés aux CNEC.

20. Dans ces ensembles de données, il manque toutefois certains éléments qui doivent permettre à la CREG de surveiller de manière correcte et efficace le respect de l'article 16 du règlement électricité. En particulier, la CREG a demandé à Elia d'ajouter , pour toutes les données relatives à la période considérée (numéro 17) dont Elia a fait rapport à l'ACER, les éléments complémentaires suivants :

- ce qu'on appelle minRAM Justification où un aperçu est donné de la manière dont la minMACZT est calculée en fonction de l'éventuelle application de la dérogation pour les flux de bouclage ;
- les éventuels flux de bouclage (en MW) et les flux internes (uniquement sur des CNE(C) internes, en MW) ;
- le seuil de flux de bouclage admissibles, tel que défini dans la demande de dérogation approuvée, à savoir  $\frac{1}{2} * [30\% - FRM]$  ou  $[30\% - FRM]$  (en MW).

---

<sup>7</sup>Les pays tiers sont définis comme les pays qui ne participent pas au SDAC (*en l'espèce*, principalement les États non membres de l'UE), tels que le Royaume-Uni et la Suisse. La Norvège, en tant que participant au SDAC, n'est pas considérée comme un pays tiers.

21. Ces données sont attribuées de manière unique à une combinaison du CNEC, de la direction considérée et de la MTU correspondante. Afin de simplifier les analyses, les codes EIC ont été associés aux noms des CNE et C observés via les tableaux récapitulatifs du JAO<sup>8</sup>. Il est ainsi également possible de faire la différence entre des CNE(C) internes et transfrontaliers et les PST. Enfin, on a utilisé des données publiquement disponibles sur la *plateforme de transparence de Entso-E* concernant les prix observés sur les marchés *day-ahead* dans la région CWE (en €/MWh).

22. Il convient de faire deux remarques concernant les données utilisées :

- Les données rapportées comprennent aussi bien des valeurs absolues concernant les marges sur les CNEC (en MW) que des valeurs relatives par rapport à la  $F_{\max}$  (en %). Afin d'éviter d'éventuelles erreurs d'arrondi, que ce soit dans cette étude ou dans les outils de reporting interne d'Elia, des marges de tolérance sont appliquées. Concrètement, un CNEC avec une MACZT supérieure ou égale à 69,5 % de la  $F_{\max}$  est considéré comme étant conforme au seuil de 70 %. Par ailleurs, la marge minimale est supposée être atteinte lorsque la MACZT est supérieure ou égale à 99,5 % de la minMACZT. Ces marges de tolérance sont également utilisées dans les analyses réalisées par l'ACER.
- Les données rapportées contiennent exclusivement les combinaisons CNEC uniques pour chaque MTU. Concrètement, cela signifie que les CNEC auxquels l'inclusion des LTA a été appliquée étaient déjà filtrés par Elia, conformément à la recommandation de l'ACER (voir section 2.1). Jusqu'à mi-décembre 2020, l'inclusion LTA dans la région CWE se faisait en effet via la méthode basée sur les "virtual branches", où chaque CNEC en dehors du domaine LTA était remplacé par une série de contraintes avec une valeur RAM identique mais différentes valeurs PTFD. Cette méthode a entraîné une multiplication du nombre de CNEC en tant que données d'entrée pour l'algorithme de couplage de marchés *Euphemia* et n'était plus tenable suite à l'introduction de la nouvelle frontière entre zones de dépôt des offres CWE DE-BE via l'interconnecteur ALEGrO. À partir de novembre 2020, l'inclusion LTA était en principe réalisée selon la méthode *Extended LTA-inclusion* mais la méthode basée sur les *(Improved) Virtual Branches* a été conservée à des fins de reporting et de transparence.

### 3.2. Période considérée

23. La période considérée couvre toute l'année 2022, du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre. Comme indiqué au numéro 17, une distinction est faite entre les périodes au cours desquelles le couplage des marchés fondé sur les flux a été organisé, d'une part au niveau CWE et d'autre part au niveau Core (du 1<sup>er</sup> janvier au 8 juin 2022 et du 9 juin au 31 décembre 2022, respectivement).

24. Cependant, des problèmes sont apparus, soit au niveau régional, soit au niveau local, pendant plusieurs heures dans les processus opérationnels du CWE ou du Core FBMC, lesquels ont eu un impact sur les résultats. En raison de ces problèmes, engendrant un certain nombre d'heures manquantes tout au long de l'année, seules **8 751 heures** (au lieu de 8 760) sont prises en compte dans le calcul des résultats.

25. Par heure, une moyenne d'un peu plus de 3 000 combinaisons uniques d'éléments de réseau critiques sont signalées comme étant des défaillances dans une direction donnée, ce qui conduit à un ensemble de données total qui comprend **19 789 970 CNEC**.

---

<sup>8</sup> <https://www.jao.eu/news/cwe-transparency-release-translation-table>

### 3.3. Analyse par étapes

26. Le contrôle du respect par Elia des obligations figurant à l'article 16 du règlement électricité suit plusieurs étapes. L'analyse est réalisée au niveau des CNEC individuels rapportés par Elia. Au cours des différentes étapes, les CNEC les plus limitants (en d'autres termes, la valeur la plus basse par MTU), d'une part, et tous les CNEC sur l'ensemble des MTU, d'autre part, sont examinés. Les avantages et les inconvénients de la prise en compte ou non de l'ensemble complet de données ont été décrits dans l'étude (F) 2183, à la section 3.4 (marge numéro 24 et Tableau 1).

27. Lors d'une **première étape**, les valeurs MACZT observées sont comparées avec le seuil qui s'élève à 70 % de la  $F_{max}$ . Cette limite inférieure est fixée comme objectif au paragraphe 8 de l'article 16 et s'applique aux éléments de réseau observés dans le cadre d'un calcul de la capacité fondé sur les flux (FBMC) et dans le cadre d'un calcul de la capacité fondé sur la capacité de transfert nette coordonnée (cNTC). Cette comparaison donne une idée générale des capacités mises à disposition des échanges transfrontaliers mais ne tient pas compte de l'exception pour les flux de bouclage excessifs qui s'applique dans le cadre de la dérogation octroyée à Elia pour l'année 2022.

28. C'est pourquoi les valeurs MACZT observées sont comparées aux valeurs minMACZT au cours d'une **deuxième étape**. Ces dernières constituent pour Elia la limite légale inférieure en ce qui concerne les marges à mettre à disposition des échanges transfrontaliers sur tous les CNEC. La minMACZT est calculée par Elia et rapportée au moyen de la méthodologie approuvée, qui est rappelée dans la section 2.2.

29. Lorsqu'un élément de réseau, après l'analyse réalisée lors des deux premières étapes, présente une valeur MACZT inférieure aux seuils fixés, le non-respect des dispositions légales figurant à l'article 16 du règlement électricité peut alors être constaté.

30. Afin de donner une image complète des circonstances dans lesquelles de telles infractions sont constatées, plusieurs observations supplémentaires sont réalisées au cours d'une troisième étape, en lien avec les prix fictifs et les congestions observés dans la région CWE ou Core.

31. Ce processus est décrit schématiquement dans la Figure 1.

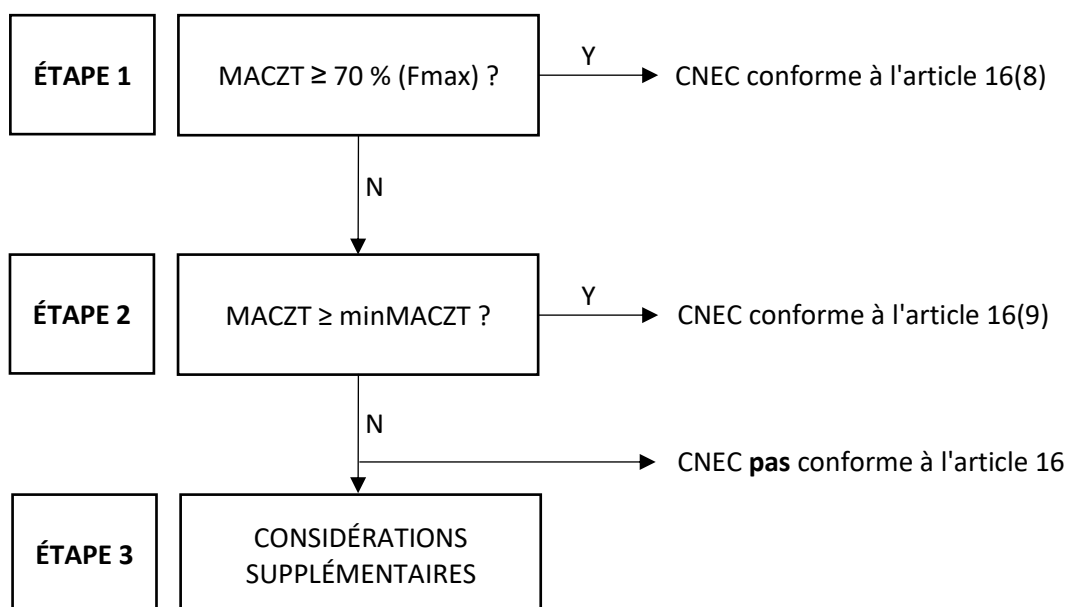


Figure 1 Aperçu schématique de la méthode d'analyse utilisée

## 4. RESPECT DE L'ARTICLE 16

### 4.1. ÉTAPE 1: Respect de la règle des 70 %

32. La Figure 2 (CWE) et la figure 3 (Core)<sup>9</sup> ci-dessous montre les courbes de densité des marges sur tous les éléments de réseau, par type (soit interne, soit transfrontalier, soit TSP) en fonction de  $F_{\max}$ . Les lignes pleines montrent les valeurs de la MNCC incluant les échanges avec les pays tiers, les lignes pointillées montrent les valeurs hors prise en compte de ces flux.

- La MNCC hors échanges avec les pays tiers se réfère à la capacité de transmission occupée par les échanges commerciaux entre les frontières de la zone d'offre de l'UE n'appartenant pas à la région CWE, tels que les échanges entre la France et l'Italie.
- La MNCC, y compris les échanges avec les pays tiers, fait référence à la capacité de transmission utilisée par les échanges commerciaux à la fois entre les frontières de la zone de candidature de l'UE et aux frontières avec les pays tiers, comme la Suisse et, depuis le 1er janvier 2021, la Grande-Bretagne.

Contrairement à ce qui s'est passé en 2020, la différence entre la MNCC incluant les pays tiers et la MNCC excluant les pays tiers, et par conséquent la MACZT qui en résulte, est assez importante. C'était déjà le cas en 2021 et cela est principalement dû à la part relativement importante de la capacité de transmission qui est occupée sur les CNEC belges pour les échanges avec la Grande-Bretagne et notamment ceux via Nemo Link, IFA et BritNed.

Aux fins du contrôle du respect des obligations de la minMACZT, la CREG considère la MNCC en incluant les échanges avec les pays tiers. Toutefois, la CREG veille à ce qu'Elia prédise cette MNCC sur la base des meilleures informations disponibles concernant la direction et le volume attendus du marché de ces échanges.

33. Les Figure 2 et 3 montrent que pour la grande majorité des CNEC observés, les valeurs MACZT sont rapportées autour de 70 % de la  $F_{\max}$ , ce qui semble suggérer que les marges sont effectivement optimisées par Elia dans cette direction. En outre, des valeurs aberrantes (à la fois vers la gauche que vers la droite) se dégagent, bien que ces dernières semblent moins pertinentes en pratique étant donné que ces valeurs sont souvent observées dans la direction du CNEC considéré, ce qui n'est pas pertinent pour le marché.

---

<sup>9</sup> Les données disponibles sont indiquées à chaque fois pour la période CWE (du 1<sup>er</sup> janvier au 8 juin 2022) et la période Core (du 9 juin au 31 décembre 2022).



### Respect du seuil de 70% - ÉTAPE 1 (CWE)

Courbe de densité des valeurs MACZT par rapport à 70% de la Fmax, pour chaque CNEC (01.01 - 08.06.2022)

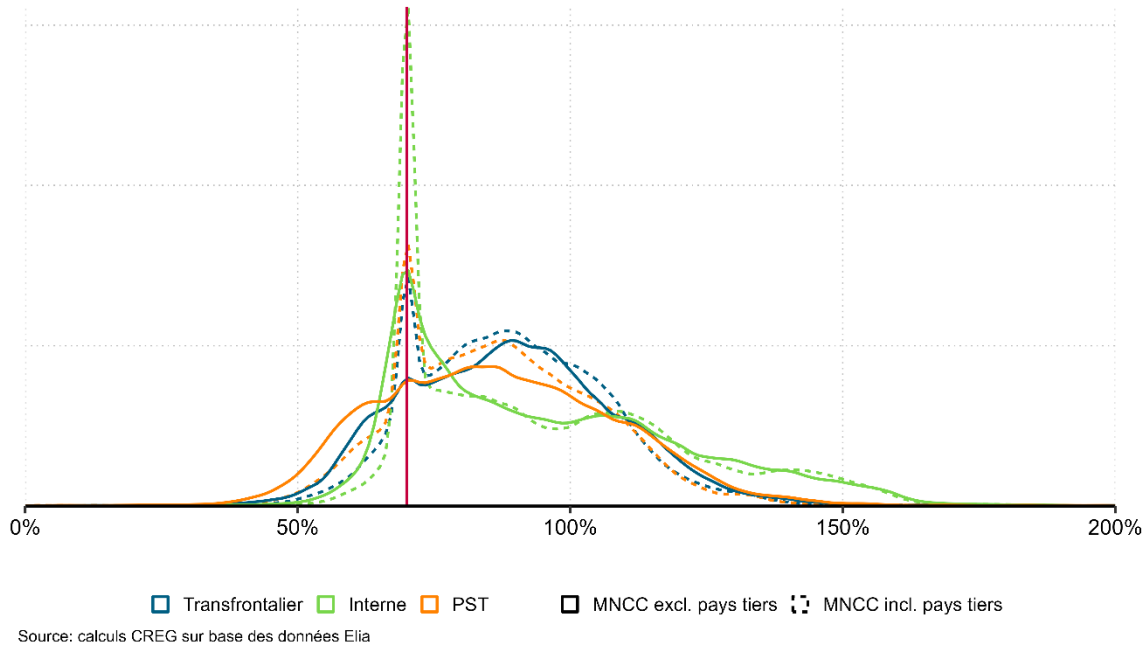


Figure 2 Respect du seuil de 70% - ÉTAPE 1 (CWE)

### Respect du seuil de 70% - ÉTAPE 1 (Core)

Courbe de densité des valeurs MACZT par rapport à 70% de la Fmax, pour chaque CNEC (09.06 - 31.12.2022)

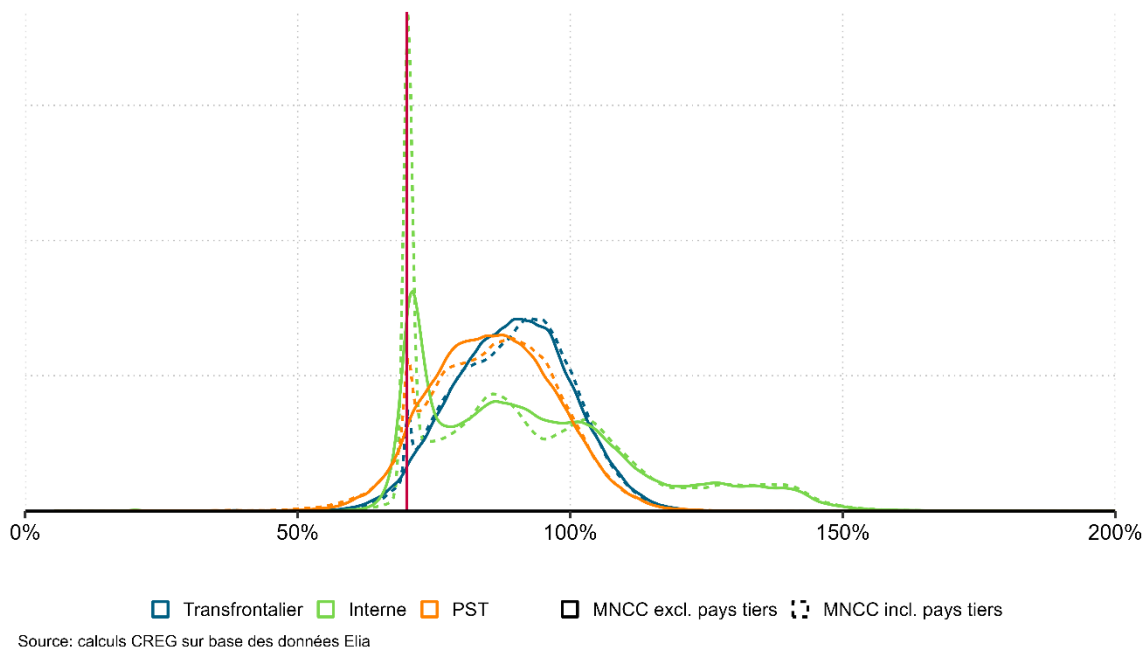


Figure 3 Respect du seuil de 70% - ÉTAPE 1 (Core)

34. Les mêmes analyses sont répétées dans les Figure 4 et 5, mais en concentrant l'analyse sur le CNEC ayant la valeur horaire MACZT (MTU) la plus basse. Il est clair que la plus faible valeur MACZT observée n'est supérieure au seuil de 70% que dans un nombre très limité d'heures. La grande majorité des MTU enregistrent des CNEC dont la plus basse valeur MACZT se situe dans la fourchette [40% - 70%] de leur  $F_{max}$ . Cependant, on remarque que dans la figure pour la région Core (Figure 5), un plus

grand nombre d'observations se concentrent autour des 70 % de Fmax, ce qui suggère qu'Elia peut optimiser avec plus de succès les marges disponibles vers le seuil de 70%.

#### Respect du seuil de 70% - ÉTAPE 1 (CWE)

Courbe de densité des valeurs MACZT par rapport à 70% de la Fmax, pour CNEC avec MACZT la plus faible par MTU (01.C)

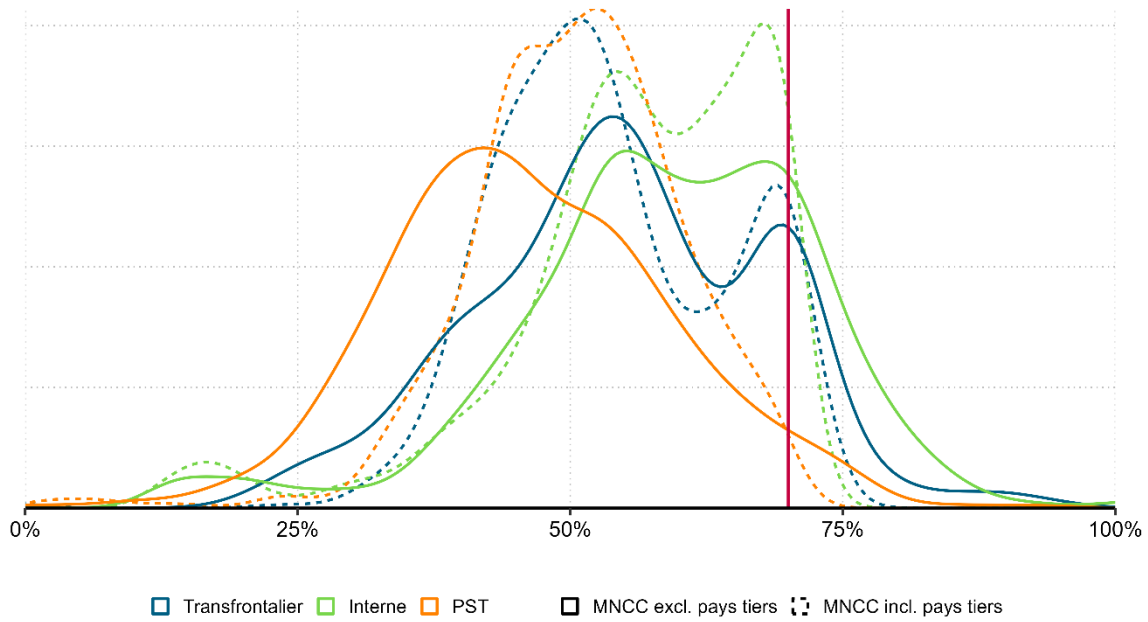


Figure 4 Respect du seuil de 70 % - ÉTAPE 1 (CWE)

#### Respect du seuil de 70% - ÉTAPE 1 (Core)

Courbe de densité des valeurs MACZT par rapport à 70% de la Fmax, pour CNEC avec MACZT la plus faible par MTU (09.C)

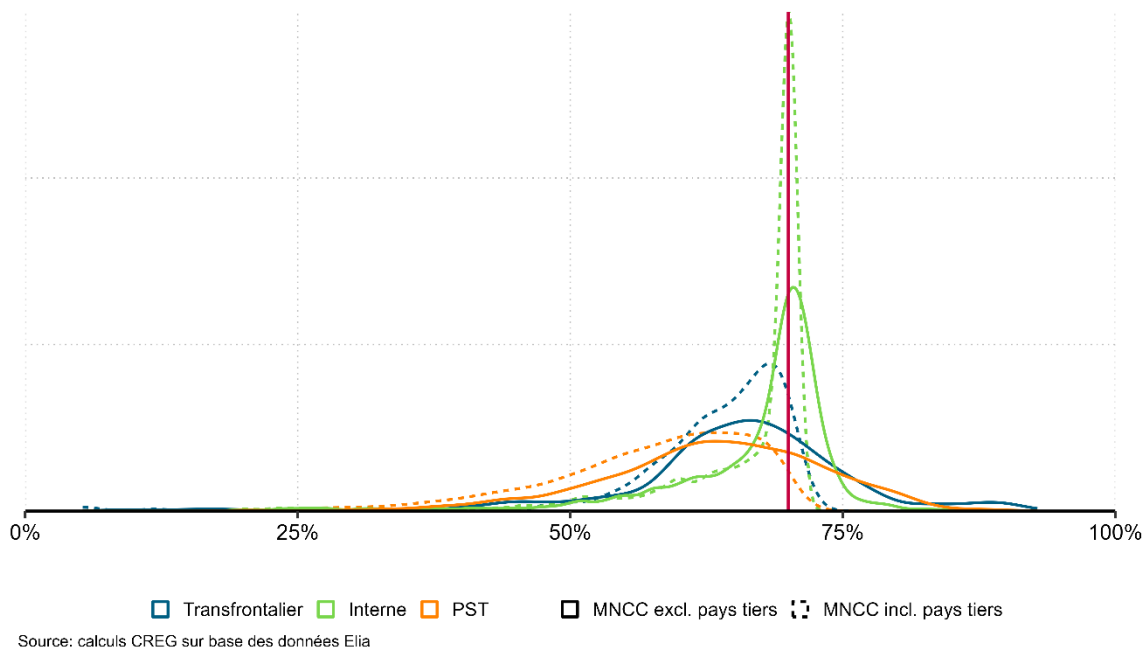


Figure 5 Respect du seuil de 70 % - ÉTAPE 1 (Core)

35. Les résultats globaux des deux analyses sont résumés dans le Tableau 1 où, pour référence, les résultats pour 2020 sont également répétés.<sup>10</sup> En moyenne, la règle des 70 % est respectée sur plus d'éléments de réseau et pendant plus d'heures en 2022 qu'en 2021 (respectivement **95,8 % des CNEC** contre 93,5 % d'une part et **23,5% des MTU** contre 2,1 % des MTU d'autre part).

Cette amélioration du nombre de CNEC est en grande partie due à l'augmentation du nombre d'éléments de réseau internes respectant la règle des 70 % : en raison de leur nombre plus élevé, ceux-ci ont un poids relativement important dans l'ensemble de données par rapport aux autres catégories. Lorsque ce score est exprimé par MTU également, le progrès est largement dû à l'amélioration pendant les heures où le CNEC avec la marge la plus faible était un élément interne.

36. Le **Tableau 2** montre les scores pour 2022 à la fois pour le CWE FBMC et le Core FBMC. Ici, la forte augmentation est particulièrement frappante lorsque le score est exprimé par MTU : principalement sur les éléments de réseau internes, les marges les plus faibles sont observées plus souvent au-dessus de 70 % (de 3,9 % des MTU dans CWE à 57,7 % des MTU dans Core).

	2020		2021		2022	
	Tous les CNEC	Par MTU	Tous les CNEC	Par MTU	Tous les CNEC	Par MTU
<b>Transfrontalier</b>	94,0%	0,5%	93,0%	2,4%	95,1%	13,4%
<b>Interne</b>	91,8%	2,2%	95,1%	2,2%	97,0%	40,5%
<b>PST</b>	87,4%	0,3%	85,8%	1,8%	90,5%	1,8%
<b>GLOBAL</b>	<b>91,8%</b>	<b>1,5%</b>	<b>93,5%</b>	<b>2,1%</b>	<b>95,8%</b>	<b>23,5%</b>

**Tableau 1** Résultats globaux concernant le respect du seuil de 70 % - ÉTAPE 1

	CWE (01.01 – 08.06.2023)		Core (09.06 – 31.12.2023)	
	Alle CNECs	Par MTU	Tous les CNEC	Par MTU
<b>Transfrontalier</b>	89,7%	13,3%	97,4%	13,7%
<b>Interne</b>	93,9%	3,9%	98,7%	57,7%
<b>PST</b>	85,6%	0,3%	93,1%	0,3%
<b>GLOBAL</b>	<b>92,0%</b>	<b>4,8%</b>	<b>97,7%</b>	<b>32,9%</b>

**Tableau 2** Résultats globaux concernant le respect du seuil de 70 %– ÉTAPE 1 (CWE vs Core)

37. Il est important de noter que ces résultats ne sont pas concluants lorsqu'il s'agit de vérifier le respect par Elia des obligations légales. À cette fin, dans une deuxième étape et comme indiqué plus loin, les valeurs MACZT sont comparées à la minMACZT.

38. Cependant, il est important et pertinent de réaliser et de publier les analyses de cette section. En effet, la différence entre le respect par Elia du seuil de 70 % et de la minMACZT est exclusivement corrélée au degré de limitation des flux de bouclage provenant d'autres zones de dépôt des offres sur les éléments de réseau belge. En d'autres termes, la limitation des flux de bouclage à la marge admissible  $\frac{1}{2} * (30\% - FRM)$  ou  $(30\% - FRM)$  permettrait à Elia, en théorie mais à tout moment, de dégager une marge de 70 % pour les échanges transfrontaliers. En outre, en calculant l'impact des flux de bouclage en 2022 par rapport à la même analyse les années précédentes, il est possible de voir si cet impact diminue. On peut logiquement s'attendre à ce que cela soit dû à l'augmentation des marges

<sup>10</sup> Il convient de noter ici que les analyses pour 2020 n'ont pas couvert une année complète : en raison de l'application d'une dérogation spécifique au premier trimestre pour le développement des outils informatiques et des procédures opérationnelles nécessaires, l'analyse de cette année-là a été limitée à la période du 1er avril au 31 décembre.

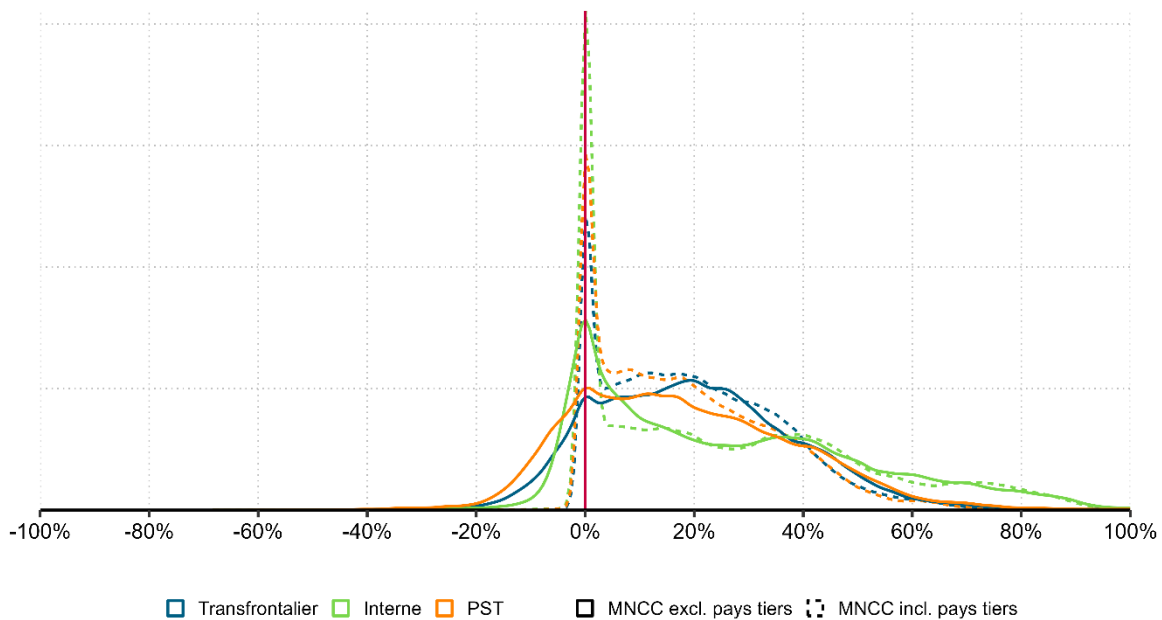
minimales d'application des plans d'action linéaire dans les pays voisins. La section 4.3 traite de cette question dans le détail.

## 4.2. ÉTAPE 2: Respect de la marge minimale

39. Dans une deuxième étape, le respect légal effectif en ce qui concerne la marge minimale à mettre à disposition (c'est-à-dire la minMACZT) est contrôlé. Étant donné la valeur minMACZT individuelle diffère pour chaque CNEC, la différence entre les valeurs MACZT et minMACZT est calculée pour chaque CNEC. Les **Figure 6** montrent ces différences pour toutes les combinaisons possibles de CNEC observées par MTU, dans les régions CWE et Core respectivement. Il apparaît ici immédiatement que, au moins pour les MACZT incluant les flux en provenance de pays tiers, la grande majorité des CNEC respecte les obligations légales.

### Respect du seuil de minMACZT - ÉTAPE 2 (CWE)

Courbe de densité des valeurs MACZT par rapport à minMACZT, pour chaque CNEC (01.01 - 08.06.2022)

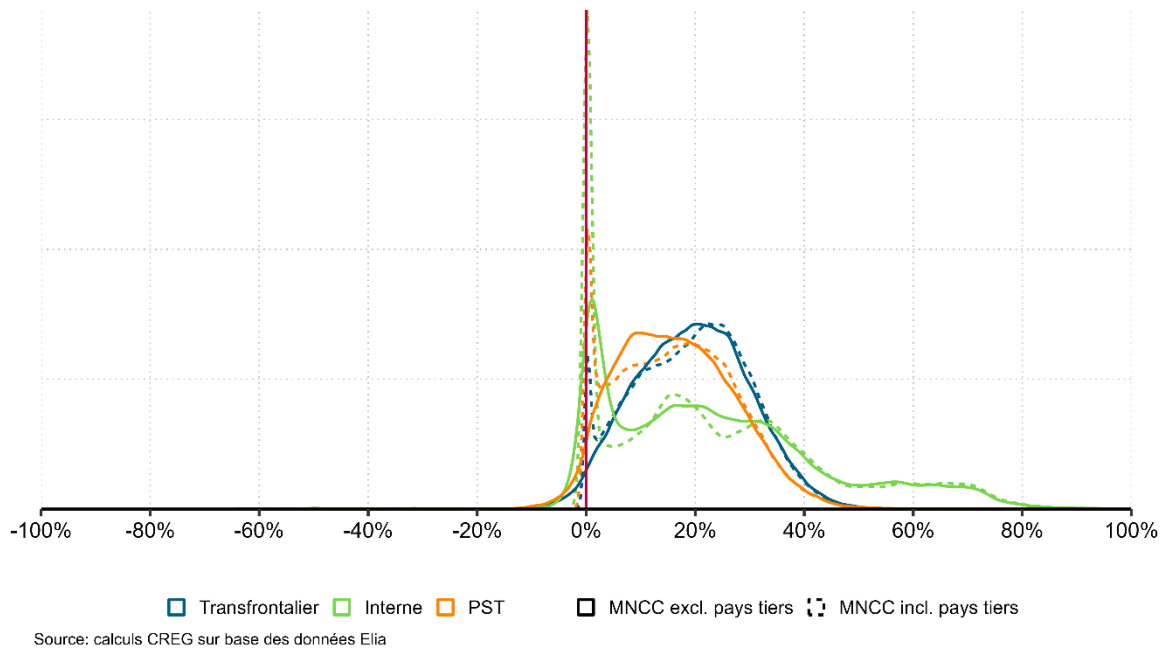


Source: calculs CREG sur base des données Elia

**Figure 6** Respect du seuil minMACZT - ÉTAPE 2 (CWE)

## Respect du seuil de minMACZT - ÉTAPE 2 (Core)

Courbe de densité des valeurs MACZT par rapport à minMACZT, pour chaque CNEC (09.06 - 31.12.2022)



**Figure 7** Respect du seuil minMACZT - ÉTAPE 2 (Core)

40. Dans les Figure 8, ces analyses sont répétées pour la sélection des CNEC par MTU avec la marge la plus faible entre la MACZT et la minMACZT, en suivant le même raisonnement que dans la première étape. Compte tenu de la concentration extrêmement élevée d'observations autour de la limite critique de 0 % de la  $F_{max}$ , une visualisation différente est choisie : les observations individuelles sont affichées par type d'élément de réseau. Ici, il est clair qu'une proportion importante des observations se trouve à gauche de la ligne rouge : il s'agit des MTU pour lesquelles le CNEC ayant la marge la plus faible ne répond pas aux exigences légales. Toutefois, la grande majorité des MTU tournent autour de 0 %. Mais, en appliquant la marge de tolérance de 0,5 %, une proportion relativement importante des observations est considérée comme conforme aux obligations légales.

### Respect du seuil de minMACZT - ÉTAPE 2 (CWE)

MACZT par rapport à minMACZT, pour CNEC avec MACZT-minMACZT la plus faible par MTU (01.01 - 08.06.2022)

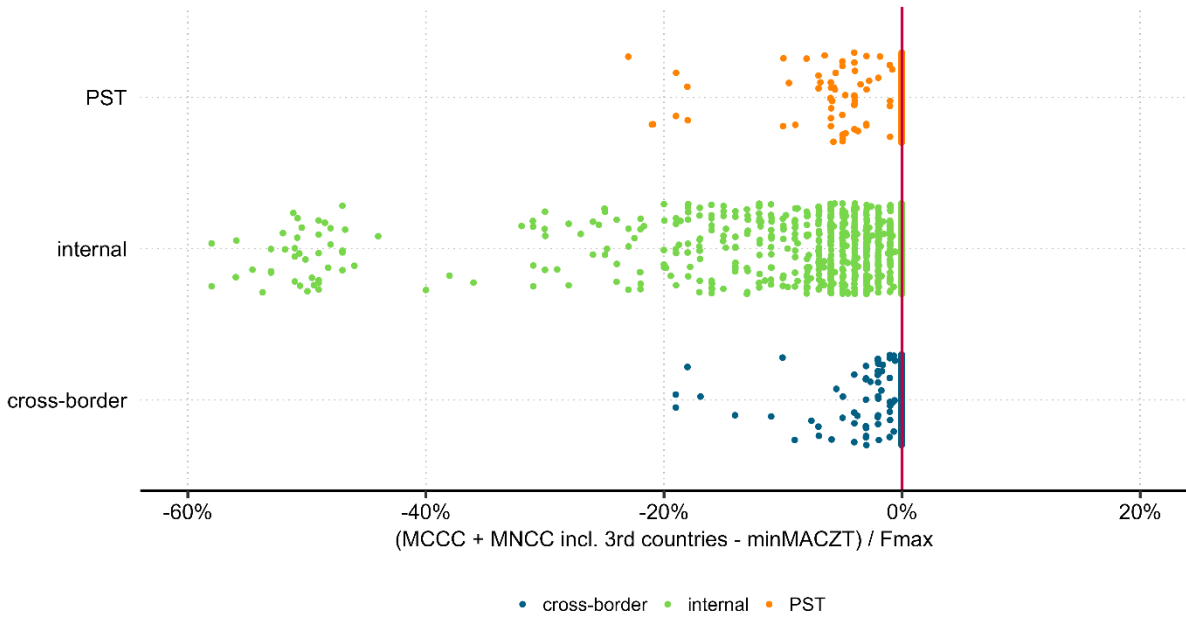


Figure 8 Respect du seuil minMACZT - ÉTAPE 2 (CWE)

### Respect du seuil de minMACZT - ÉTAPE 2 (Core)

MACZT par rapport à minMACZT, pour CNEC avec MACZT-minMACZT la plus faible par MTU (09.06 - 31.12.2022)

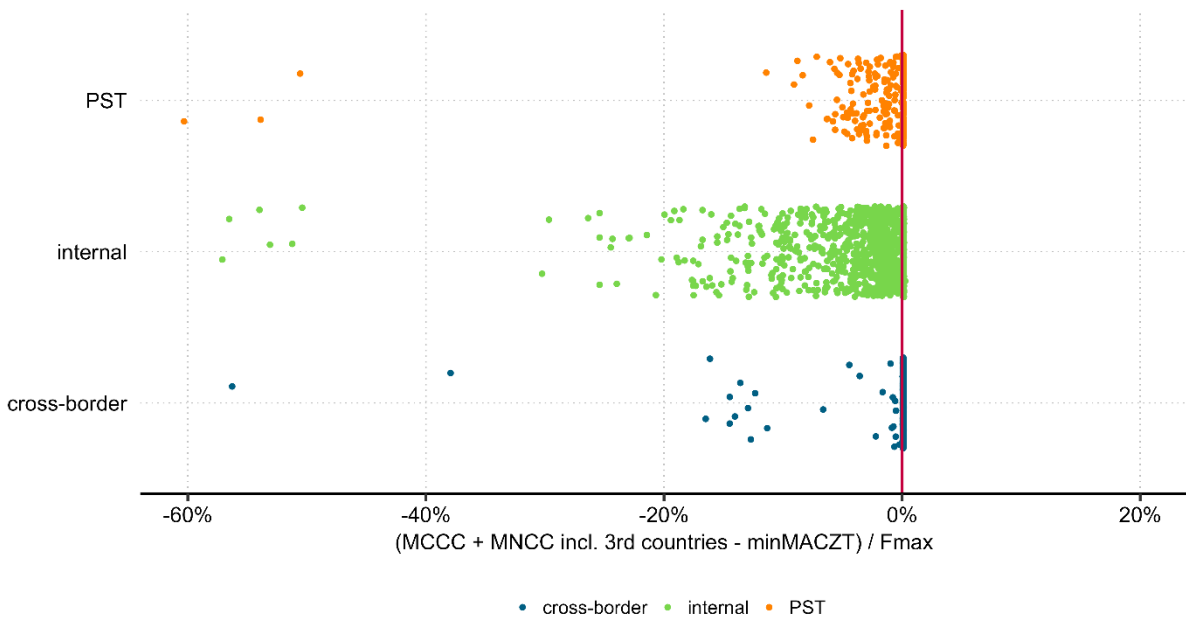


Figure 9 Respect du seuil minMACZT - ÉTAPE 2 (Core)

41. Le Tableau 3 résume les résultats de la deuxième étape de l'analyse. Globalement, en 2022, Elia a fourni au moins les marges minimales pour **99,7% des CNEC et pendant 78,3% des MTU**. Au niveau de l'ensemble des CNEC, il s'agit d'une légère hausse par rapport au score de 2020 et 2021. Si on ne considère que le nombre d'heures conformes aux obligations légales, on observe une nette amélioration des résultats : ce score était encore de 62,2% en 2021. En 2020, cependant, ce score était encore de 81,3 %.

42. Comme dans l'étape précédente, les résultats du Tableau 4 sont présentés séparément pour les régions CWE et Core. Là encore, la forte amélioration des résultats, principalement au niveau des éléments du réseau interne, est frappante. Lorsque la marge la plus faible est observée sur les PST, le score de conformité diminue toutefois, passant de 80,9 % dans la région CWE à 57,8 % dans la région Core.

	2020		2021		2022	
	Tous les CNEC	Par MTU	Tous les CNEC	Par MTU	Tous les CNEC	Par MTU
Transfrontalier	99,8%	95,0%	99,7%	90,9%	99,8%	89,2%
Interne	98,8%	77,2%	99,0%	50,6%	99,7%	77,7%
PST	99,7%	97,0%	99,6%	86,9%	99,8%	69,7%
<b>GLOBAL</b>	<b>99,2%</b>	<b>81,3%</b>	<b>99,2%</b>	<b>62,2%</b>	<b>99,7%</b>	<b>78,3%</b>

**Tableau 3** Résultats globaux concernant le respect du seuil minMACZT - ETAPE 2

	CWE (01.01 – 08.06.2023)		Core (09.06 – 31.12.2023)	
	Tous les CNEC	Par MTU	Tous les CNEC	Par MTU
Transfrontalier	99,8%	86,3%	99,8%	92,9%
CNEC interne	99,6%	63,7%	99,8%	83,4%
PST	99,7%	80,9%	99,8%	57,8%
<b>GLOBAL</b>	<b>99,6%</b>	<b>69,8%</b>	<b>99,8%</b>	<b>82,6%</b>

**Tableau 4** Résultats globaux concernant le respect du seuil minMACZT - ETAPE 2 (CWE vs Core)

43. Tout comme en 2020 et 2021, en 2022, la différence entre le respect de la règle des 70 % et le respect de la marge minimale incluant la dérogation pour les flux de bouclage est très élevée. Cette différence est particulièrement frappante au niveau du CNEC ayant la valeur la plus faible par MTU : seulement pendant 23,5 % des MTU, une marge d'au moins 70 % est réalisée sur tous les CNEC alors que pendant 78,3 % des heures, la marge minimale est respectée. Cela indique clairement, une fois de plus, l'impact de la dérogation sur les flux de bouclage excessifs. Toutefois, le delta entre les deux scores a diminué de manière significative par rapport à 2021, ce qui suggère que l'impact des flux de boucle sur les marges disponibles (et le score de conformité) diminue.

### 4.3. ÉTAPE 3 : Considérations supplémentaires

#### 4.3.1. LIMITATION ACTIVE DANS LE COUPLAGE DU MARCHÉ DAY-AHEAD

44. Nonobstant l'obligation d'Elia d'offrir les marges minimales sur tous ses CNEC pendant toutes les MTU, il peut être intéressant d'évaluer l'impact d'éventuelles sous-performances de la valeur minMACZT sur le couplage des marchés dans le CWE et le Core FBMC. À cette fin, Elia communique les prix fictifs à l'ACER et à la CREG. Celles-ci mesurent l'impact d'une marge supplémentaire théorique de 1 MW sur le CNEC considéré sur le bien-être total créé dans le CWE FBMC (exprimée en € par MW). Des observations positives du prix fictif vont donc de pair avec la congestion du réseau, sur ce CNEC spécifique (car aucun bien-être supplémentaire ne peut être créé en augmentant les marges s'il n'y a pas de congestion). Ce CNEC constitue alors une "contrainte active" dans le CWE ou le Core FBMC.

45. Cette analyse n'est explicitement pas prise en compte dans le cadre de la détermination du respect des obligations légales, dans la deuxième étape de la méthodologie, pour plusieurs raisons :

- L'obligation, prévue à l'article 16 du règlement électricité, de respecter la marge minimale s'applique quel que soit l'élément de réseau considéré et quel que soit l'impact sur le couplage des marchés.
- L'impact d'une violation du respect de la marge minimale ne se limite pas au CNEC sur lequel elle est constatée. Il est possible qu'un CNEC présentant une valeur MACZT rapportée inférieure à la marge minimale sans limiter le *clearing* de ce marché ou sans provoquer de prix fictif positif sur un autre CNEC dans le réseau d'Elia. L'impact d'une telle violation peut se manifester dans le réseau d'un GRT voisin par des congestions (dues à des flux de bouclage élevés).

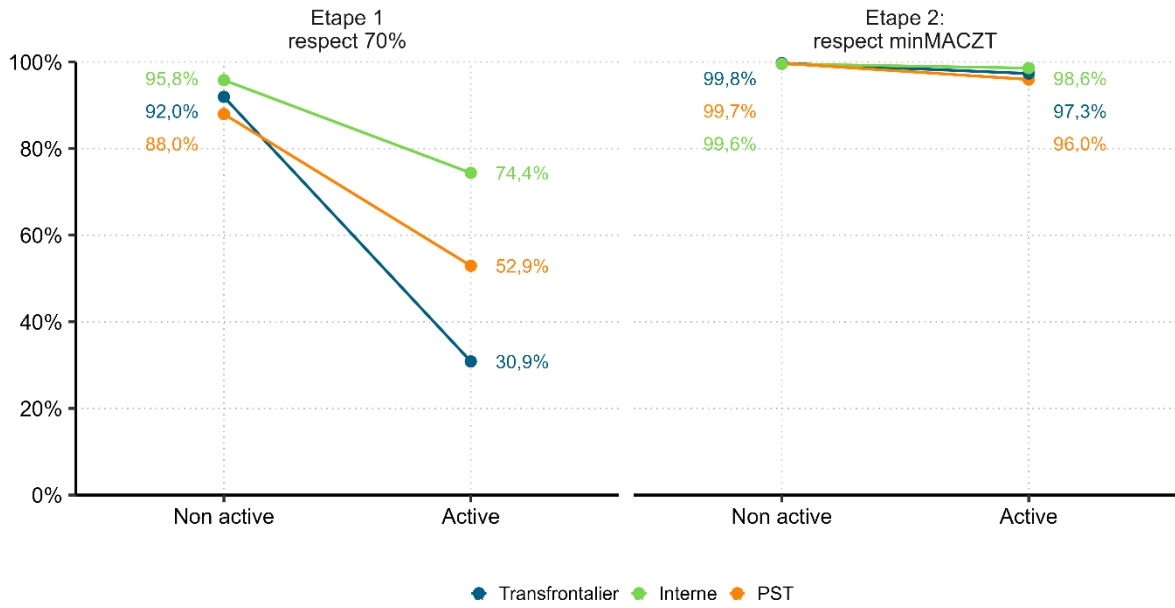
Pour les raisons susmentionnées, cette analyse n'est fournie que pour situer, *ex post*, les résultats de respect dans le cadre plus large du CWE et du Core FBMC.

46. La **Figure 10** indique clairement que les éléments de réseau actifs ont tendance à obtenir de moins bons scores en ce qui concerne le respect du seuil de 70 % : quel que soit le type d'élément de réseau, on observe une proportion plus faible de marges au moins égales à 70 % de la Fmax. Cela vaut également pour le respect de la minMACZT, dans une mesure bien moindre, mais néanmoins indéniable. Cela indique que des marges plus faibles sont typiquement associées à une perte de bien-être, exprimée à l'aide du prix fictif des restrictions actives.



## Respect du seuil de minMACZT - ÉTAPE 2 (CWE)

Différence de score de conformité (étape 1 et étape 2) entre les CNEC actives et non actives



Source: calculs CREG sur base des données Elia

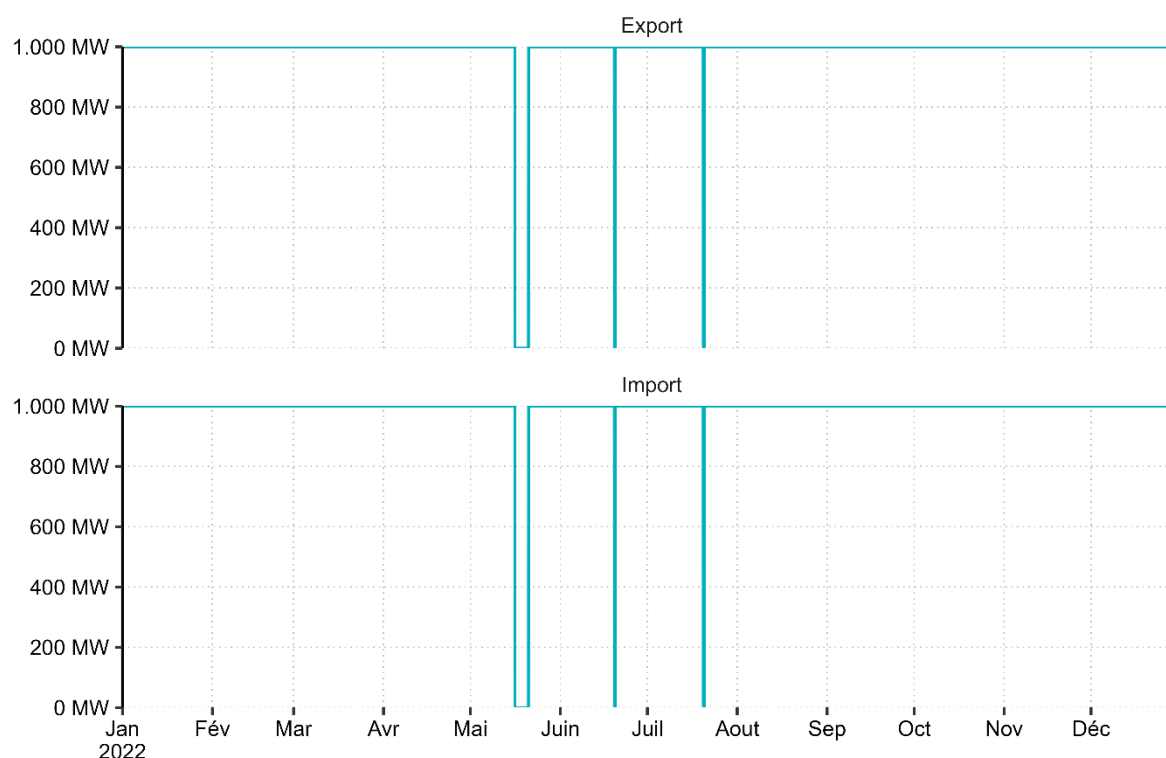
Figure 10 Marges sur des éléments de réseau actifs

### 4.3.2. ALEGRO

47. L'interconnexion ALEGrO entre la Belgique et l'Allemagne a été mise en service en novembre 2020 et intégrée dans le CWE FBMC conformément aux dispositions approuvées par la CREG dans sa Décision (B) 2106.<sup>11</sup> La capacité maximale de cette interconnexion en courant continu (DC pour *Direct Current*) est de 1.000 MW.

#### Capacité de transport nette (NTC) sur ALEGrO

Evolution des valeurs NTC sur l'interconnecteur ALEGrO (Belgique - Allemagne) en 2022 (en MW)



Source: calculs CREG sur base des données Elia

**Figure 11** Capacité de transport nette (NTC) sur ALEGrO

48. La **Figure 11** montre qu'en 2022, pendant la grande majorité du temps, la capacité maximale de couplage des marchés a été accordée sur ALEGrO. À trois moments spécifiques, ces capacités ont été limitées et la capacité disponible était, selon Elia, de 0 MW. Il s'agit d'une indisponibilité programmée entre le 15 et le 20 mai 2022 et de deux indisponibilités plus courtes, non programmées, les 19 juin et 20 juillet 2022.<sup>12</sup> Cependant, pendant 98,5 % des heures en 2022, la capacité était au maximum de 1000 MW.

<sup>11</sup>Décision (B) [2106](#) relative à la demande d'approbation par la NV ELIA TRANSMISSION BELGIUM relative à l'adaptation apportée au couplage de marchés dans la région Europe Centre-Ouest (Central West Europe - CWE) faisant suite à l'introduction de la frontière entre les zones de dépôt des offres allemande/luxembourgeoise et belge à la suite de la mise en service de la liaison DC ALEGrO et aux adaptations consécutives à l'entrée en vigueur du règlement (UE) 2019/943

<sup>12</sup> Ces indisponibilités, ainsi que d'autres (passées et futures), observées sur le réseau de transport d'Elia sont consignées sur le site Web d'Elia :

<https://www.elia.be/fr/donnees-de-reseau/transport/indisponibilite-d-elements-du-reseau-380-220-kv>

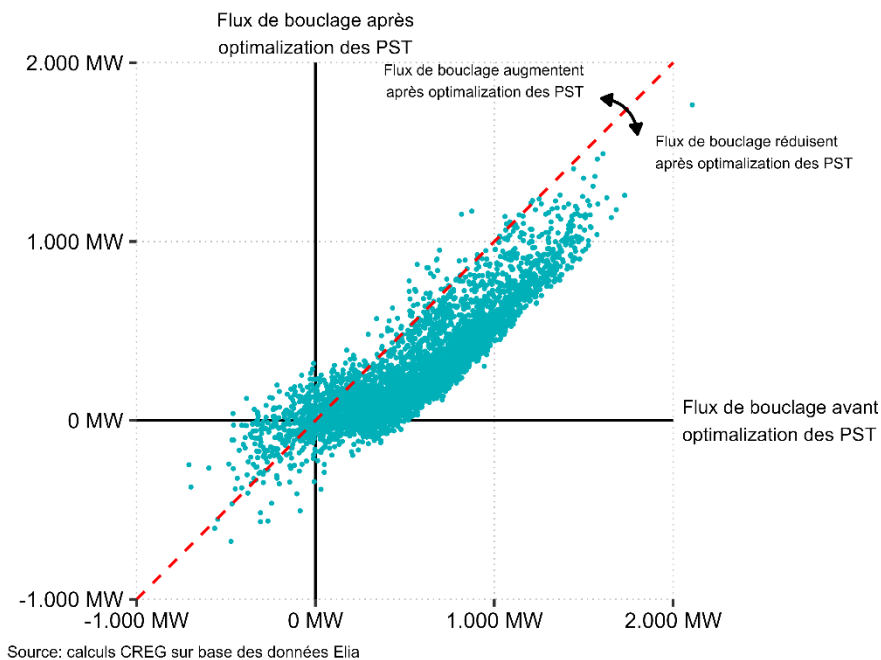
### 4.3.3. UTILISATION DE TRANSFORMATEURS-DÉPHASEURS

49. Elia a installé, sur ses frontières, un certain nombre de transformateurs-déphaseurs (« PST » ou « *phase shift transformers* ») qui lui permettent de contrôler, dans une certaine mesure, les flux actifs d'électricité sur les éléments internes et transfrontaliers. Cela permet de « réduire » les flux de boucle. La mesure dans laquelle cela est possible est déterminée par le nombre de *taps* qui peuvent être utilisés dans le processus de calcul de la capacité. Ce nombre est convenu par tous les GRT dans le projet Core DA FBMC, et a augmenté par rapport aux valeurs convenues lors du CWE FBMC. Cela permet aux GRT de contrôler davantage les flux de boucle.

50. La **Figure 12** montre l'impact de la modification des *PST taps* sur les flux de boucle observés, au niveau de l'ensemble de la zone de réglage belge. L'axe horizontal montre les flux de boucle avant l'optimisation des PST, tandis que l'axe vertical montre les mêmes flux de boucle après l'étape d'optimisation. La ligne diagonale est tracée à 45°, de sorte que les valeurs sous la ligne (du moins dans le quadrant supérieur droit) indiquent les heures où les flux de boucle sont réduits après l'étape d'optimisation. Cela indique que les PST ont effectivement réussi à faire baisser les flux de boucle à un niveau absolu inférieur (en MW). C'est ce qui s'est produit pendant 90,6 % de toutes les heures depuis le 9 juin (après l'entrée en vigueur du Core DA FBMC) ; la diminution absolue des flux de boucle a été en moyenne de 273 MW.

#### Utilisation des transformateurs déphaseur et impact sur flux de bouclage

Flux de bouclage par heure avant (horizontal) et après (vertical) optimization des PST



**Figure 12** Utilisation des transformateurs-déphaseurs et impact sur les flux de boucle

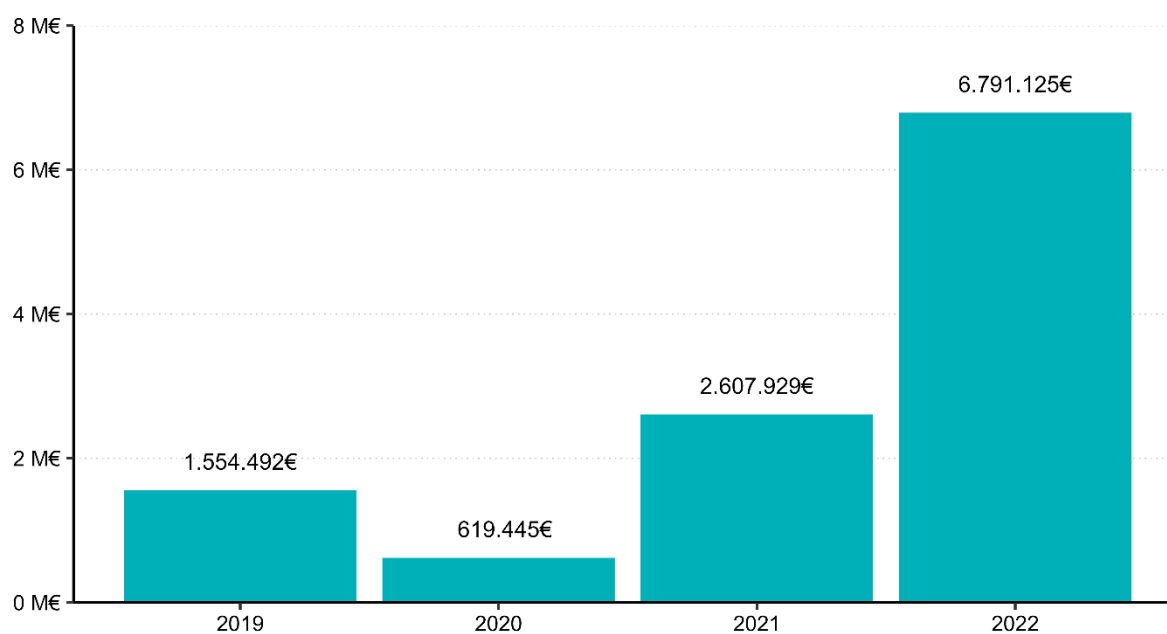
#### 4.3.4. UTILISATION DE MESURES CORRECTIVES ET COÛTS

51. L'article 16, paragraphe 4 du règlement électricité prévoit que les gestionnaires de réseau de transport doivent recourir à des mesures correctives telles que le *redispatching* et les échanges de contrepartie afin d'optimiser les capacités disponibles pour atteindre le seuil de 70. Cela inclut le *redispatching* transfrontalier, à condition qu'une procédure coordonnée et non discriminatoire pour ces actions transfrontalières et la répartition de leurs coûts soit appliquée.

52. Les coûts associés à ce mode de gestion de la congestion sont rapportés par Elia<sup>13</sup>. Le coût total annuel est visible dans la **Figure 13**: il est clair qu'en 2022, il a augmenté de manière sensible par rapport aux années précédentes, pour atteindre 6,8 millions d'euros. Une partie de cette augmentation des coûts peut s'expliquer par les hausses générales des prix sur les marchés journaliers, lesquels ont entraîné une augmentation des compensations payées par Elia aux unités qui sont *redispatchées* (en €/MWh).

##### Coûts pour la gestion de la congestion

Coût annuel total de toutes les actions correctives avec frais effectuées par Elia



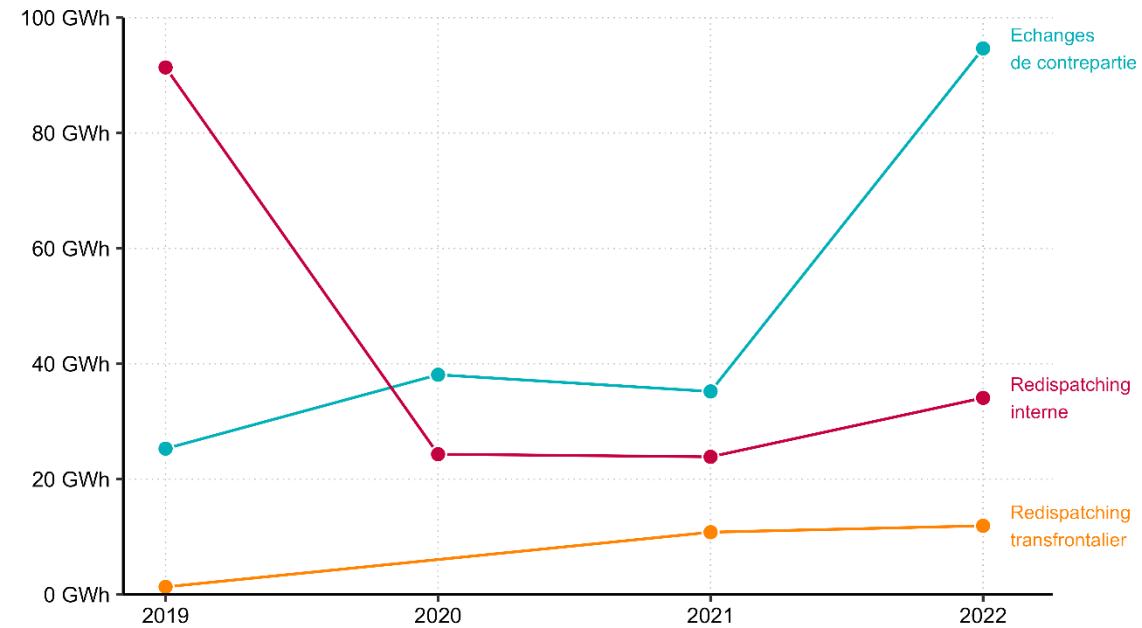
**Figure 13** Coûts pour la gestion de la congestion

<sup>13</sup> Ces ensembles de données sont publiés sur l'Open Data Platform d'Elia : ods074 (*Congestion management costs*). Les volumes activés par type de mesure corrective se trouvent dans les ensembles de données ods071, ods072 et ods073.

53. Pour tenter d'isoler l'impact des augmentations générales de prix de cette évolution, un aperçu des volumes activés, ventilés par type de mesure corrective (*redispatching* interne, *redispatching* transfrontalier et échanges de contrepartie) est donné ci-après. Cela se passe dans la **Figure 14**. La part la plus importante des volumes pour les mesures correctives activées est constituée par les échanges de contrepartie, où la congestion physique est soulagée par une transaction interzone entre deux gestionnaires de réseau. Selon les chiffres d'Elia, on y a le plus souvent eu recours pour décongestionner des éléments de réseau externes (c'est-à-dire dans la zone de réglage d'autres gestionnaires de réseau).

### Volumes activés pour la gestion de la congestion

Total annuel d'activations de toutes les actions correctives avec frais effectuées par Elia



**Figure 14** Volumes activés pour la gestion des congestions

## 5. CONSIDÉRATION GÉNÉRALE DES RÉSULTATS

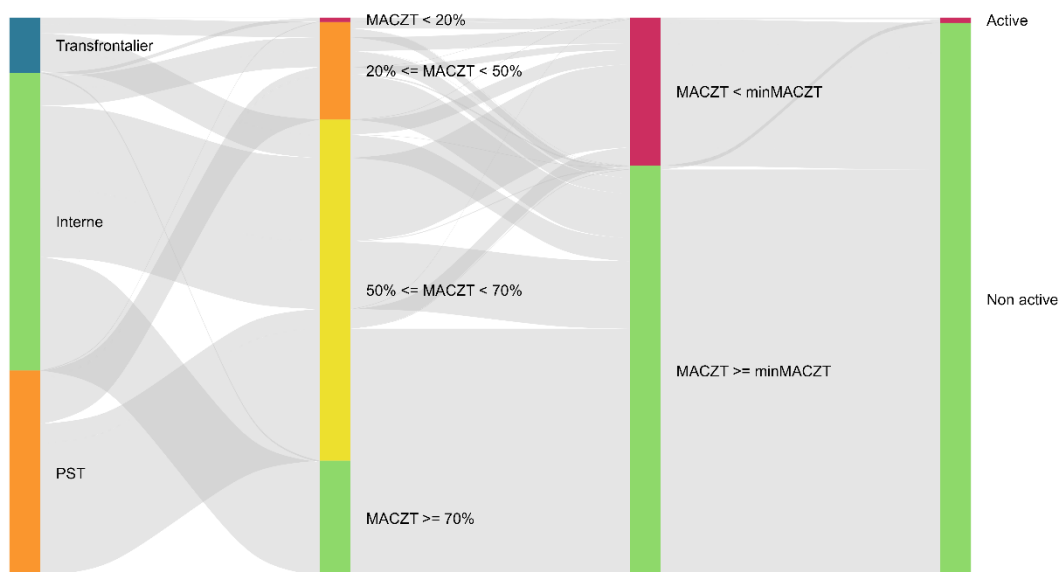
### 5.1. Analyse de synthèse

54. Les résultats de l'analyse de la première à la troisième étape (sections 4.1, 4.20 et 0) sont résumés dans la Figure 15 Score de conformité des CNEC aux différentes étapes de l'analyse . Ce *diagramme de Sankey* reproduit l'ensemble de données où, pour chaque heure, l'élément de réseau ayant la marge la plus faible entre la MACZT et la minMACZT est sélectionné.<sup>14</sup> Aussi bien les nœuds (en couleur) et les connexions (en gris) totalisent verticalement 100 %, soit 8 616 MTU.

55. Tout d'abord, les éléments de réseau sont classés en fonction de leur type (« interne » ou « transfrontalier » ou « PST »). Ensuite, comme dans la **première étape** ci-dessus, la deuxième colonne comportant des nœuds considère la catégorie dans laquelle la MACZT (par rapport à la  $F_{max}$ ) est observée. Puis, la comparaison est faite entre la MACZT et la minMACZT (comme dans la **deuxième étape**, où l'on note à nouveau le score de respect global de 62,2 % des MTU). Enfin, les quatrième et cinquième colonnes de nœuds examinent - comme dans la **troisième étape** - dans quelle mesure le CNEC était le facteur contraignant dans le couplage des marchés (en utilisant les prix fictifs)

#### Score de conformité des CNEC aux différentes étapes de l'analyse

Diagramme de Sankey des caractéristiques du CNEC avec le  $\Delta$  (MACZT - minMACZT) le plus bas par heure



Source: calculs CREG sur base des données Elia

Figure 15 Score de conformité des CNEC aux différentes étapes de l'analyse

<sup>14</sup> Tout comme dans la figure 8.

56. Les flux entre ces nœuds permettent d'examiner comment les différentes caractéristiques du CNEC le plus restrictif par MTU sont liées les unes aux autres.

- Si l'on considère par heure les CNEC présentant le delta le plus faible entre la MACZT et la minMACZT, il s'agit le plus souvent d'éléments de réseau internes (barre verte dans la colonne de gauche). Les valeurs les plus basses sont observées le moins souvent sur des éléments transfrontaliers.
- Un grand nombre d'observations où les 70% ne sont pas respectés sur un CNEC sont néanmoins conformes à la minMACZT. Cela est représenté par les flux des barres jaune, orange et rouge dans la deuxième colonne qui passent au vert dans la troisième colonne. Cela indique qu'en appliquant la dérogation pour les flux de boucle, la minMACZT était (sensiblement) inférieure au seuil de 70 %.
- Ce n'est que dans un nombre très limité d'heures que la marge la plus faible est observée sur un élément de réseau actif. Ces faibles marges sont alors généralement encore observées au-dessus de la minMACZT. Cependant, pendant 15 heures, il s'agit d'un CNEC où la MACZT est inférieure à la minMACZT.

## 5.2. Discussion des résultats

57. Les résultats du chapitre 4 montrent que sur la grande majorité des éléments de réseau, Elia fournit des marges égales ou supérieures aux seuils minimums (soit 70 % en général, soit la minMACZT en application de la dérogation pour les flux de bouclage). Sur **99,7 % des éléments de réseau observés**, les capacités observées (valeurs MACZT) étaient au moins égales aux marges minimales (valeurs minMACZT). En même temps, pendant **78,3% des heures observées**, toutes les valeurs MACZT observées sur tous les éléments de réseau étaient au moins égales aux valeurs minMACZT. Ces chiffres indiquent une progression du nombre d'heures pendant lesquelles Elia a respecté les obligations légales (de 62,2 % en 2021 à 78,3 % en 2022).

58. La CREG n'a pas observé ici de déficits structurels (dans le temps) ou de marges extrêmement faibles. En principe, les dispositions des articles 14 et 15 stipulent que l'identification de la congestion structurelle doit conduire à l'élaboration de plans d'action ou à la révision des zones de dépôt des offres. La CREG est toutefois d'avis que, sur la base des analyses qu'elle a effectuées des marges disponibles, de telles initiatives ne s'imposent pas pour le moment.

59. La CREG invite toutefois Elia à poursuivre activement la mise en œuvre de toutes les mesures possibles ayant un impact positif sur les marges à mettre à disposition. La CREG pense notamment à :

- la mise en œuvre de la méthodologie coordonnée de *redispatching* et de *countertrading* dans la région Core, et les méthodologies de partage des coûts connexes pour ces mesures correctives qui y sont liées ;
- développer et affiner l'outil de validation coordonné prévu par Elia et tous les GRT Core dans le calcul de la capacité ; et
- développer davantage les prévisions qui servent de données d'entrée pour l'outil de validation local, telles que l'orientation prévue du marché day-ahead et les flux commerciaux et non commerciaux non coordonnés prévus (MNCC, respectivement LF) ; améliorer ainsi la qualité des données d'entrée pour l'outil de validation local et coordonné.

60. La CREG souhaite réitérer ici sa position spécifique et le rôle d'Elia et de la Belgique au sein du marché interconnecté dans les régions CWE et Core. En premier lieu, le respect des obligations légales est évidemment une tâche pour Elia. Cependant, il existe des éléments externes tels que l'impact significatif des flux de bouclage provenant d'autres zones de soumission, d'une part, et les obligations conjointes entre tous les GRT pour mettre en œuvre les projets mentionnés dans le numéro 58 d'autre part. C'est pourquoi la CREG est fortement favorable à une harmonisation des obligations relatives au respect des articles 14, 15 et 16 du règlement électricité, et à leur contrôle, entre les différents États membres. La CREG a déjà défendu cette position à plusieurs reprises dans les forums de discussion appropriés et soutient donc l'ACER dans ses initiatives visant à harmoniser ces éléments.

61. En outre, la CREG continuera à veiller à ce que le respect des obligations légales par Elia, d'une part, et la transparence du respect par les autres GRT, d'autre part, soient améliorés à l'avenir.



## 6. CONCLUSION

La CREG a analysé, dans la présente étude, le respect par Elia de l'obligation légale de mettre des capacités de transport à disposition des échanges entre zones. Ces obligations légales découlent des dispositions de l'article 16 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin sur le marché intérieur de l'électricité.

Les analyses réalisées montrent un respect global des marges minimales mises à disposition sur **99,7% des éléments de réseau observés**, pendant **78,3 % des heures** de la période entre le 1er janvier et le 31 décembre 2022.



Pour la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Laurent JACQUET  
Directeur

Koen LOCQUET  
Président du comité de direction