

# Document de consultation publique

(PRD)2106

17 juillet 2020

à savoir

le projet de décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA 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

## REMARQUE PRÉALABLE

Toute consultation est soumise aux dispositions du règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG. Ceci vaut également pour le traitement et la publication des observations reçues. Le règlement d'ordre intérieur ainsi que ses modifications ont été publiés au moniteur belge du 14 décembre 2015 et du 12 janvier 2017. Vous trouverez [ici](#) plus d'informations ainsi que les liens vers ces publications.

## APERCU

### Objet :

Conformément aux dispositions de son règlement d'ordre intérieur, la CREG organise une consultation publique sur le projet de décision 2106 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM, de l'adaptation du couplage de marchés dans la région Europe centre-ouest suite à l'introduction de la frontière entre les zones de dépôt des offres Allemagne/Luxembourg et Belgique résultant de la mise en service de la connexion DC ALEGrO et des adaptations apportées suite à l'entrée en vigueur du règlement (UE) 2019/943

Cette demande d'approbation concerne des modifications des méthodes de couplage de marchés journalier fondé sur les flux, de la méthode d'extraction ATC infrajournalière et de la méthode d'allocation des revenus de congestion dans la région CWE.

Avant ce projet de décision, les autorités de régulation de la région CWE ont formulé une position commune sur les changements proposés, qui sont présentés dans le *position paper* en annexe.

### Modalités de la consultation :

#### 1) Période de consultation :

Cette période de consultation compte 4 semaines et se termine le 25.08.2020 à 23.59 CET inclus.

#### 2) Mode de transmission des observations :

- Par courriel à [consult.2106@creg.be](mailto:consult.2106@creg.be)

Si le répondant estime que sa réponse comporte des informations confidentielles, ces informations doivent être indiquées précisément et sans ambiguïté dans la réponse comme étant confidentielles. En outre, cette réponse doit stipuler les raisons de la confidentialité et l'éventuel désavantage ou préjudice que pourrait subir le répondant si ces informations confidentielles étaient malgré tout publiées. Si le répondant (autre qu'une personne physique) estime avoir une raison valable pour que son nom ne soit pas divulgué, il le motive dans sa réponse.

3) Personne de contact et/ou coordonnées de contact pour tous renseignements :

Clara Verhelst, Nico Schoutteet, +32 2 289 76 72, consult.2106@creg.be

4) Autres:

**DOCUMENT DE CONSULTATION :**

Projet de décision relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM, de l'adaptation du couplage de marchés dans la région Europe centre-ouest suite à l'introduction de la frontière entre les zones de dépôt des offres Allemagne/Luxembourg et Belgique résultant de la mise en service de la connexion DC ALEGrO et des adaptations apportées suite à l'entrée en vigueur du règlement (UE) 2019/943.

# Projet de décision

(B)2106

17 juillet 2020

Projet de décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA 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

Faites en application de l'article 23, §2, alinéa deux, 36°, 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
INTRODUCTION .....	4
1. CADRE LÉGAL .....	5
1.1. Cadre juridique national.....	5
1.2. Cadre légal européen .....	5
1.2.1. Règlement (CE) 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité .....	5
1.2.2. 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 .....	7
1.2.3. Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.....	8
2. ANTÉCÉDENTS .....	9
2.1. Historique .....	9
2.2. Portée de la décision .....	14
2.3. Consultation .....	15
3. ANALYSE DE LA PROPOSITION.....	16
3.1. Le couplage de marchés journalier fondé sur les flux.....	16
3.1.1. Adaptations consécutives au Règlement CEP .....	16
3.1.2. Adaptations consécutives à l'intégration de la connexion ALEGrO (courant continu) .	16
3.1.3. Le passage de la méthode Flow Based Intuitive à la méthode Flow Based Plain. ....	17
3.1.4. Adaptations destinées à améliorer les performances de l'algorithme de couplage de marchés	18
3.1.5. Évaluation.....	20
3.2. Couplage de marchés infrajournalier .....	21
3.2.1. Adaptation du processus d'extraction des ATC infrajournalières .....	21
3.2.2. Échange de données pour le suivi du processus d'augmentation-diminution .....	22
3.2.3. Note explicative sur le processus d'augmentation-diminution .....	22
3.2.4. Évaluation.....	22
3.3. Calcul des recettes de la congestion .....	23
3.3.1. Évaluation de la méthode CIA actuelle .....	23
3.3.2. Intégration de la frontière de la zone de dépôt des offres DE/LU - BE.....	23
3.3.3. Évaluation.....	24
3.4. Transparence.....	24
3.4.1. Améliorations mises en œuvre depuis août 2018.....	24
3.4.2. Évaluation.....	25
4. DÉCISION .....	27

ANNEXE 1.....	29
ANNEXE 2.....	30
ANNEXE 3.....	31
ANNEXE 4.....	32
ANNEXE 5.....	33

# INTRODUCTION

Sur la base de l'article 23, §2, 38° et 40° de la Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « la Loi électricité »), la COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (ci-après : « la CREG ») examine la proposition d'Elia System Operator SA (ci-après : « Elia ») relative à l'adaptation apportée au couplage de marchés dans la région Europe Centre-Ouest (ci-après : « 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(UE) (ci-après respectivement « la proposition » et « le Règlement Électricité »).

La proposition d'adaptation au couplage de marchés a été notifiée par Elia le 10 juillet 2020. Il s'agissait des versions en langue anglaise de l'« *approval package* » actualisé, d'une description de la méthode de calcul des capacités pour le temps *intra-journalier*, d'une description de l'allocation des recettes de la congestion, d'un courrier commun de tous les gestionnaires de réseau de transport de la région CWE (ci-après « les GRT de la région CWE ») et d'une version indiquant les changements apportés aux trois premiers documents. Les versions anglaises de ces documents font l'objet de la présente décision et sont jointes en ANNEXE 1, ANNEXE 2 et ANNEXE 3.

La présente décision finale est divisée en quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents de la décision. La troisième partie traite de l'évaluation des changements proposés et la quatrième partie, enfin, contient le projet de décision.

Les autorités de régulation de la région CWE se sont consultées et ont coopéré en étroite coordination pour l'évaluation de cette proposition. Ce travail a donné lieu à l'élaboration d'une *position commune* (« *Common position paper of CWE NRA's on the update of the Flow based market coupling methodology* », 13 juillet 2020). Ce document est joint à l'ANNEXE 5 du présent projet de décision.

Le comité de direction de la CREG a approuvé ce projet de décision lors de sa réunion du 17 juillet 2020 et a décidé de le publier, y compris toutes ses annexes, pour consultation publique du 28 juillet 2020 au 25 août 2020 inclus.

# 1. CADRE LÉGAL

1. La demande d'approbation de la proposition d'Elia concerne une adaptation de la procédure de gestion de la congestion. Dans ce chapitre, la CREG décrit les dispositions qui constituent, ensemble, le cadre juridique de cette décision. Ce cadre juridique englobe à la fois la législation nationale et européenne.

## 1.1. CADRE JURIDIQUE NATIONAL

2. L'article 8, §1 de la Loi électricité prévoit que le gestionnaire de réseau est notamment chargé de la tâche suivante : 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 des marges de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau.

3. L'article 23, §2, 36° de la Loi électricité prévoit que la CREG 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. L'article 23, §2, 38° prévoit que la CREG 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, § 1<sup>er</sup>, alinéa 3, 11°;

## 1.2. CADRE LÉGAL EUROPÉEN

### 1.2.1. Règlement (CE) 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

4. La mise en œuvre du couplage de marchés fondé sur les flux en *journalier* en Europe centrale et occidentale (ci-après « CWE DA FBMC ») a débuté sur la base des discussions en annexe, fin 2006, du règlement (CE) 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, remplacé ultérieurement par le règlement (CE) 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) 1228/2003 (ci-après : Règlement (CE) 714/2009). La création d'un marché unique de l'électricité aux niveaux *journalier* et *infrajournalier* est essentielle pour atteindre les objectifs européens de compétitivité, de sécurité d'approvisionnement et de payabilité de l'électricité, tels qu'ils sont définis dans le règlement (CE) n° 2015/1222 du 24 juillet 2015 qui établit une directive pour l'allocation des capacités et la gestion des congestions ou « *Capacity Allocation and Congestion Management* » (ci-après « directive CACM »).

5. Les premier et deuxième alinéas de l'article 15 du Règlement (CE) 714/2009 sont rédigés comme suit :

*1. Les gestionnaires de réseau de transport mettent en place des mécanismes d'échange d'informations et de coordination pour assurer la sécurité des réseaux dans le cadre de la gestion de la congestion.*

*2. Les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseau de transport sont rendues publiques. Les informations publiées comprennent un plan général pour le calcul des capacités totales de transfert et de la marge de fiabilité du*



*transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau. Ces plans sont soumis à l'approbation des autorités de régulation. (...)*

6. Les premier et deuxième alinéas de l'article 16 du Règlement (CE) 714/2009 sont rédigés comme suit :

*1. Les problèmes de congestion du réseau sont gérés grâce à des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et 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 de préférence résolus avec des méthodes non transactionnelles, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents acteurs du marché.*

*2. Les procédures de restriction des transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir rapidement et où le redéploiement (« redispatching ») ou les échanges de contrepartie (« counter trading ») ne sont pas possibles. Toute procédure de ce type est appliquée de manière non discriminatoire. Sauf cas de force majeure, les acteurs du marché auxquels ont été attribuées des capacités sont indemnisés pour toute restriction.*

*3. Les opérateurs du marché sont informés de la capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers, cela, conformément aux normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau. (...)* »

7. L'annexe 1 du Règlement (CE) n° 714/2009 prévoit, entre autres, ce qui suit :

*Article 1.7 :*

*Pour déterminer les portions de réseau concernées dans lesquelles et entre lesquelles la gestion de la congestion doit s'appliquer, les GRT se fondent sur les principes du meilleur rapport coût-efficacité et de la réduction maximale des incidences négatives sur le marché intérieur de l'électricité. Ainsi, les gestionnaires du réseau de transport ne doivent pas limiter la capacité d'interconnexion pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle, sauf pour les raisons prévues ci-dessus et pour des raisons de sécurité opérationnelle dans ce cas ils doivent la décrire et la présenter en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs du réseau. Cette situation ne peut être tolérée que jusqu'à ce qu'une solution à long terme soit trouvée. Les gestionnaires du réseau de transport décrivent et présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs du réseau la méthodologie et les projets permettant de réaliser la solution à long terme. » (...)*

*Article 3.5 :*

*En vue de favoriser des échanges transfrontaliers et une concurrence équitables et efficaces, la coordination entre les GRT à l'intérieur des régions énumérées au point 3.2 ci-dessus porte sur toutes les étapes du processus, depuis le calcul des capacités et l'optimisation de l'attribution jusqu'à l'exploitation sûre du réseau, avec une répartition précise des responsabilités. Cette coordination comprend notamment :*

*a) l'utilisation d'un modèle de transport commun permettant de gérer efficacement les flux de bouclage physiques interdépendants et tenant compte des écarts entre les flux physiques et les flux commerciaux,*

*b) l'attribution et la réservation de capacités dans l'optique d'une gestion efficace des flux de bouclage physiques interdépendants ; (...)* g) *la vérification des flux pour assurer le respect des exigences de sécurité du réseau à des fins de planification opérationnelle et d'exploitation en temps réel ; (...)* ».

*Article 5.2 :*

*Les gestionnaires du réseau de transport publient 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 réalités électriques et physiques du réseau. Ce plan est soumis à l'appréciation des autorités de régulation des États membres concernés.

### **1.2.2. 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**

8. L'article 18, alinea 3, point b), du Règlement (CE) n° 714/2009 prévoit l'élaboration et la mise en œuvre d'orientations détaillées visant à harmoniser les échanges d'électricité dans les zones de dépôt des offres de l'Union européenne. Le 24 juillet 2015, le Règlement CACM a été publié au Journal officiel de l'Union européenne et il est entré en vigueur le 14 août 2015.

9. Le règlement CACM prévoit des règles d'harmonisation minimale en matière d'allocation des capacités, de gestion des congestions et des échanges d'électricité pour les marchés *journaliers* et *infracjournaliers* de l'Union. À cette fin, les gestionnaires de réseau de transport d'une région de calcul des capacités devraient, entre autres, calculer les capacités d'interconnexion disponibles de manière harmonisée. Cela doit se faire selon les règles énoncées aux sections 3 et 4 (c'est-à-dire les articles 20 à 30 y compris) du règlement du CACM.

10. La proposition d'Elia d'adaptation de la méthodologie CWE DA FB fait suite à l'approbation<sup>1</sup> de la proposition CWE DA FB initiale. La collaboration entre les GRT et les autorités de régulation de la région CWE ayant précédé l'entrée en vigueur du règlement CACM, les évolutions actuelles au sein de la région CWE ne doivent pas être considérées comme une mise en œuvre de la méthodologie de calcul de la capacité selon le Règlement CACM. À cette fin, Elia collabore actuellement avec les GRT de la région de calcul de la capacité Core, et la CREG avec les autorités de régulation concernées et l'ACER. La décision relative à la proposition actuelle d'Elia est donc prise sans préjuger de la décision des autorités de régulation Core et de l'ACER relative au calcul de la capacité *journalière* et *infracjournalière* dans la région Core.

---

<sup>1</sup>Voir [décision finale](#) (B)150423-CDC-1410 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la mise en place du couplage des marchés journalier fondé sur les flux dans la région CWE (Europe Centre-Ouest).

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

11. Le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant le marché intérieur de l'électricité (« Règlement CEP ») fait partie du « paquet énergie propre pour tous les Européens<sup>2</sup> » et remplace le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil.

12. Le Règlement CEP est d'application depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020.

13. L'article 16(8) du Règlement CEP stipule qu'un niveau minimum de 70 % de la capacité doit être disponible pour les échanges interzonaux, en tenant compte des situations de panne. Le chiffre maximal de 30 % peut être utilisé pour les marges de fiabilité, les flux de bouclage (ci-après « *loop flows* ») et les flux internes pour chaque élément critique de réseau (article 16(8)).

#### *Article 16(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 interzonaux 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 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 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.*

14. Toutefois, le règlement autorise des dérogations à ces 70 % jusqu'en 2025 et sous certaines conditions. Des dérogations par rapport au niveau minimum de 70% peuvent être prévues quand :

- un État membre, après qu'un GRT a constaté une congestion structurelle, décide qu'un plan d'action doit être mis en œuvre conformément à l'article 15 ; ou
- une autorité de régulation, à la demande d'un GRT, accorde une dérogation pour des raisons prévisibles lorsque cela s'avère nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation conformément à l'article 16(9).

---

<sup>2</sup> En anglais : Clean Energy Package for all Europeans (CEP)

## 2. ANTÉCÉDENTS

### 2.1. HISTORIQUE

15. Depuis 2007, les marchés de l'électricité dans la région CWE, qui comprend les frontières entre la Belgique, les Pays-Bas, la France et la zone de dépôt des offres Allemagne/Luxembourg/Autriche, sont interconnectés. Le calcul de la capacité de couplage de marché disponible est un élément fondamental de la gestion du réseau de transport. Sous la contrainte du respect de la sécurité du réseau, les valeurs des capacités calculées mises à la disposition du marché doivent être maximisées.

16. Depuis le 21 mai 2015, le calcul et l'allocation de la capacité de transport pour le couplage de marchés journalier dans la région CWE sont basés sur le couplage de marchés fondé sur les flux *-Flow based* (FB MC). Cela permet d'optimiser directement les positions d'exportation nettes des zones de dépôt des offres concernées en fonction des gains de bien-être générés, en tenant compte de la capacité de transport disponible sur les éléments de réseau pertinents désignés par les gestionnaires de réseau de transport. La méthodologie CWE FB MC a été présentée par les gestionnaires de réseau de transport aux régulateurs CWE pour approbation en mars 2015. La mise en œuvre de directive CWE DA FBMC a été approuvée par la Décision finale (B) 1410, sous réserve de conditions, parmi lesquelles 15 points figurant dans un document commun des régulateurs de la région CWE (« *Position paper of CWE NRA's on Flow based Market Coupling* », mars 2015).

17. Dans le *position paper* commun de mars 2015, les autorités régulatrices de la région CWE ont indiqué qu'elles attendaient des GRT de la région CWE qu'ils réalisent une étude sur la sélection des éléments critiques du réseau (appelée étude CBCO pour *Critical Branch - Critical Outage*) de la région CWE FB MC. En l'absence de résultats de cette étude, les régulateurs de la région CWE ont décidé, fin 2017, de demander aux GRT d'introduire une nouvelle mesure à court terme : la règle de 20 % minimum de RAM. Cette règle est considérée par les autorités de régulation de la région CWE comme une mesure temporaire qui devrait être incluse dans le dossier d'approbation de la région CWE FB MC *approval package* en attendant des études complémentaires et une solution approfondie au problème des faibles capacités interzonales.

18. À la suite de ces changements apportés à la méthodologie de la région CWE FB MC, les GRT de la région CWE ont élaboré une proposition commune le 13 juin 2018, qui a été soumise aux autorités réglementaires compétentes pour approbation.

19. Le 8 août 2018, la CREG a reçu, à l'instar des autres autorités de régulation, une communication du PCR SC<sup>3</sup> contenant des informations sur une série de tests réalisés sur le fonctionnement d'Euphemia<sup>4</sup> suite à la scission des zones de dépôt des offres DE/LU et AT. Il ressort de ces tests que les adaptations techniques nécessaires à la réalisation de cette scission peuvent avoir pour conséquence qu'Euphemia atteigne les limites de performance selon certains critères développés dans le cadre de ce test. Le PCR SC a fait savoir que, compte tenu de la décision réglementaire qui est à la base de la scission des zones DE/LU et AT, il acceptait l'adaptation de l'algorithme et les risques supplémentaires de découplage (partiel).

20. Suite à cette communication, la CREG a demandé à Elia de confirmer que ce risque supplémentaire n'a pas de conséquences sur la sécurité d'approvisionnement pendant la période hivernale (dans les situations où les volumes d'importation sont élevés). Elia a fait savoir, dans un courrier du 30 août 2018, que ce risque est suffisamment atténué par les mesures. Cette lettre fait

---

<sup>3</sup>PCR SC = *Price Coupling of Regions Steering Committee - Comité de pilotage du couplage des prix des régions*

<sup>4</sup>L'algorithme de couplage de marchés utilisé par le PCR pour allouer les capacités journalières.

référence à une extension du délai de calcul dont Euphemia dispose (10 minutes par défaut) et aux enchères fictives organisées en cas de défaillance du couplage de marchés implicite.

21. Le 30 août 2018, dans sa décision 1814, la CREG a approuvé la demande d'approbation d'Elia d'adaptation au couplage de marchés dans la région CWE faisant suite à l'intégration de la frontière entre les zones de dépôt des offres allemande et autrichienne et à l'intégration de la règle de 20 % minimum de RAM. Dans sa décision 1814, la CREG a demandé à Elia d'améliorer encore la transparence s'agissant de la région CWE FBMC. Il s'agit notamment de la liste des points figurant dans le position paper commun CWE qui l'accompagne, ainsi que de la poursuite de la coopération avec les acteurs du marché CWE concernant cet aspect.

#### Le Règlement CEP

22. Le 24 juin 2019 le Règlement CEP est entré en vigueur . Il est d'application depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020. Le Règlement CEP a un impact direct sur la capacité minimale à mettre à disposition dans le CWE DA FBMC . En particulier, l'article 16(8) du Règlement CEP exige que les GRT mettent à disposition une capacité minimale pour les échanges transfrontaliers (Le minRAM du CEP). Cela correspond, par défaut, à 70 % de la capacité thermique (Fmax), compte tenu d'une panne, à moins que l'État membre ne décide d'un plan d'action ou que le régulateur n'accorde une dérogation temporaire au GRT (voir les paragraphes 13 et 14).

23. À l'automne 2019, l'État membre belge a décidé de ne pas élaborer de plan d'action parce qu'aucune congestion structurelle n'a été identifiée dans la zone de dépôt des offres belge. Toutefois, dans sa décision 2014 du 6 décembre 2019, la CREG a approuvé une demande de dérogation d'Elia pour 2020 autorisant des dérogations par rapport à la règle des 70 % pour les *loop flows* dépassant une certaine valeur seuil et pour les situations dans lesquelles le réseau n'est pas complet en raison de renforcements prévus du réseau.<sup>5</sup> En outre, une dérogation temporaire a été prévue, du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars 2020, pour permettre à Elia de développer les procédures opérationnelles et les outils informatiques nécessaires pour satisfaire à ses obligations relatives à la règle des 70 %.

24. La capacité minimale pour les échanges interzonaux, le minRAM du CEP, n'est pas exclusivement réservée aux échanges CWE. Le minRAM du CEP peut également être utilisé pour des échanges « externes » dans d'autres régions de calcul de capacité. Comme les différentes régions de calcul de capacité n'utilisent pas de méthodes et de procédures communes pour le calcul et l'allocation de la capacité transfrontalière, le minRAM du CEP sur chaque élément critique du réseau est distribué ex ante entre les différentes régions de calcul de capacité. À cette fin, au moment du calcul des capacités, les GRT estiment la capacité à utiliser par chacune des différentes régions de calcul des capacités. La capacité minimale des échanges CWE sur le marché journalier sera déterminée sur la base de la différence entre le minRAM du CEP et la marge réservée aux échanges non-CWE. La méthode de calcul utilisée par Elia pour déterminer la marge pour les échanges non-CWE et celle pour les échanges CWE est incluse dans la demande de dérogation d'Elia pour 2020 et approuvée par la CREG.

25. Le 7 janvier 2020, Elia commencera les runs parallèles externes de la mise en œuvre du minRAM du CEP sur les éléments du réseau belge dans le couplage de marchés journalier CWE. Les résultats du run parallèle externe seront publiés au niveau du JAO.<sup>6</sup> La mise en œuvre effective débutera le 1<sup>er</sup> avril 2020.

#### Le projet ALEGrO

26. Avec la mise en service de la connexion DC ALEGrO entre le réseau belge Elia et le réseau allemand Amprion, la région CWE une nouvelle frontière de sa zone d'offre. La mise en service

---

<sup>5</sup> <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2014>

<sup>6</sup> Joint Allocation Office (JAO), <https://www.jao.eu/main>

d'ALEGrO est prévue pour la fin de l'année 2020. ALEGrO est également la première connexion DC dans la région CWE et donc la première connexion DC à être incluse dans un couplage de marchés fondé sur les flux. L'approbation de la construction d'ALEGrO remonte à 2016 et les travaux de construction ont commencé en janvier 2018.

27. L'exploitation commerciale d'ALEGrO se déroulera en plusieurs phases, comme cela a aussi été le cas pour NEMO Link. Dans la première phase, ALEGrO sera inclus dans le couplage de marchés journalier. Les échanges *intra-journaliers* et les enchères de capacité à long terme suivront ultérieurement.

28. Les *runs* parallèles internes pour l'intégration d'ALEGrO dans le couplage de marchés journalier se déroulent du 21 janvier 2020 au 30 mars. Les analyses externes SPAIC (Standardized Process for Assessing the Impact of Changes) suivent le 1<sup>er</sup> avril 2020. Les résultats des analyses internes SPAIC pour l'intégration d'ALEGrO au niveau et à la distribution des recettes de la congestion ont été présentés aux régulateurs CWE le 16 mars 2020. Celles-ci indiquent que la méthode *Flow Based Plain* (FBP) génère beaucoup plus de bien-être que la méthode *Flow Based Intuitive* (FBI) et qu'elle améliore les performances de l'algorithme de couplage de marchés.

29. Le 4 avril 2020, les GRT et les acteurs du marché CWE présenteront la proposition d'intégration de la connexion DC dans le CWE DA FBMC au moyen de l'*Evolved Flow Based* et ce que cela signifierait concrètement en termes de paramètres *Flow Based*.

30. En avril 2020, les régulateurs de la CWE acceptent de passer au *Flow Based Plain* lors de la mise en service commerciale d'ALEGrO. Cet accord est obtenu sur la base des résultats des *runs* parallèles internes pour l'intégration d'ALEGrO et sur la base de la comparaison entre le *Flow Based Intuitive* et le *Flow Based Plain* depuis le go-live du CWE *Flow based* en 2015 (voir paragraphe 34). Cet accord sera communiqué par courrier électronique aux GRT de la région CWE.

31. Le *run* parallèle externe débute le 1<sup>er</sup> mai 2020 et à partir du 1<sup>er</sup> juin 2020, les résultats sont publiés quotidiennement au niveau du JAO. Ils sont poursuivis jusqu'au go-live commercial d'ALEGrO. Les *runs* parallèles externes sont basés sur le *Flow Based Plain*, suite à l'accord entre les régulateurs CWE pour passer au *Flow Based Plain*. Les premiers résultats ont été présentés aux régulateurs et aux acteurs du marché le 15 juin 2020.

#### Flow Based Plain versus Flow Based Intuitive

32. Le couplage du marché fondé sur le flux a pour objectif d'allouer la capacité de réseau disponible à la combinaison d'échanges commerciaux qui crée le plus grand bien-être global. Il peut y avoir des situations où cette combinaison optimale correspond à un résultat non intuitif. Une zone de dépôt des offres ayant un prix supérieur exporte alors vers une zone de dépôt des offres ayant un prix inférieur. En d'autres termes, une zone de dépôt des offres ayant un prix inférieur importe d'une zone de dépôt des offres ayant un prix supérieur.

33. Pour éviter des résultats non intuitifs, en 2015, les régulateurs CWE ont opté, dans le cadre du go-live du CWE *Flow based* pour une *Flow based intuitive* plutôt que pour une *Flow based plain*. Lorsque le résultat *Flow Based Plain* est non intuitif, l'*intuitivity patch* est déclenché. Il s'agit d'une condition ou d'une restriction supplémentaire que l'algorithme d'optimisation doit respecter. Ce patch garantit des résultats intuitifs, mais est légèrement moins optimal en termes de bien-être global.

34. Les régulateurs CWE demandent aux partenaires du projet CWE *Flow Based* de surveiller et d'évaluer l'écart entre *Flow Based Plain* et *Flow Based Intuitive*. Les résultats de cette évaluation sont partagés avec les régulateurs et les parties prenantes lors des CWE Consultative Group Meetings. En général, les écarts ne sont pas prononcés, mais dans des situations de marché stressantes le *Flow Based Intuitive* pourrait conduire à des pics de prix plus élevés. La zone de dépôt des offres d'enchères belge en particulier semble connaître des pics de prix plus importants et des possibilités d'importation

plus faibles dans le cadre de la *Flow Based Intuitive*. En 2018, les GRT de la région CWE ont conclu qu'il serait préférable de passer à la *Flow Based Plain* pour des raisons *d'adéquation*. En outre, les partenaires du projet CWE Flow based indiquent en 2018 que le temps de calcul moyen et maximum pour arriver à une première solution avec la *Flow Based Intuitive* est beaucoup plus élevé qu'avec la *Flow Based Plain*. Compte tenu des problèmes de performance identifiés au niveau de l'algorithme d'allocation d'Euphemia, cet aspect est une nouvelle fois porté à l'attention des régulateurs CWE (voir également le paragraphe 19).

35. En 2020, l'ACER conclut dans sa décision 04-2020 que la méthode *Flow Based Intuitive* n'est pas conforme au règlement CACM et ne peut donc pas être soutenue par l'algorithme d'Euphemia qui constitue la base du *Single Day-Ahead Coupling* (ci-après « SDAC »). Dans cette optique les GRT de la région CWE envisagent de passer de la méthode *Flow Based Intuitive* à *Flow Based Plain*. Le 20 février 2020, les GRT de la région CWE remettent un rapport comparatif aux régulateurs de la région CWE et ce rapport est publié par le JAO.

#### Calcul de la capacité infrajournalière

36. En 2014, les GRT de la région CWE commenceront à travailler sur de nouvelles méthodes de calcul de la capacité *infrajournalière*. L'accent est mis sur la mise en œuvre d'un processus coordonné *d'augmentation/diminution* après le couplage de marchés journalier fondé sur les flux avant de développer le calcul de la capacité *infrajournalière fondé sur les flux*.

37. En 2015, dans sa décision (B)1410, la CREG a approuvé la proposition initiale des GRT de la région CWE d'implémenter un calcul des ATC *infrajournalières* coordonné dans un premier temps dans le cadre d'une approche progressive, en rappelant que le règlement du CACM stipule qu'une méthodologie d'allocation de la capacité *infrajournalière fondée sur les flux* doit être développée - à moins qu'il ne puisse être démontré sans équivoque qu'une approche basée sur le calcul NTC est plus efficace<sup>7</sup>.

38. En novembre 2015, les GRT de la région CWE soumettent pour approbation la proposition de cette première étape basée sur un calcul des ATC *infrajournalières* coordonné (ci-après « CWE ID ATC CC »). La proposition consiste à extraire les valeurs des ATC *infrajournalières* sur la base de ce que l'on appelle les « *leftovers* » du domaine *journalier fondé sur les flux*. Dans un premier temps, la proposition sera approuvée par les régulateurs CWE en mars 2016.

39. Le 28 mars 2016, la norme CWE ID ATC CC est appliquée à toutes les frontières des zones de dépôt des offres CWE. Dans le même temps, les GRT de la région CWE indiquent la possibilité d'évaluer les améliorations progressives des capacités *infrajournalières*, à prévoir à partir de mai 2016. Le concept de ce processus appelé *processus d'augmentation/diminution* sera présenté au MESC<sup>8</sup> le 11 mai 2016. Il permet d'augmenter (ou de diminuer) les valeurs des ATC *infrajournalières* de manière coordonnée sur la base d'analyses locales. En mai 2017, les valeurs d'augmentation/diminution seront augmentées et à partir de septembre 2017, les valeurs d'augmentation/diminution seront publiées quotidiennement.

40. Les premières expériences de calcul de la capacité *infrajournalière fondée sur les flux de la région CWE* (« CWE FB IDCC ») ont commencé à partir du troisième trimestre 2016. En février 2017, les GRT de la région CWE ont présenté les principes *high-level* et le contenu de la région CWE FB IDCC aux régulateurs CWE et aux acteurs du marché. Les runs parallèles internes de la région CWE FB IDCC ont commencé au deuxième trimestre 2017 et ont utilisé de nouveaux prototypes tels que le *Remedial Action Optimizer*. En mars 2017, les GRT de la région CWE ont consulté la proposition et les régulateurs

---

<sup>7</sup> <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B1410FR.pdf>

<sup>8</sup>Le *Markets European Stakeholder Committee* organisé par l'ACER et l'ENTSO-E, qui informe toutes les parties prenantes au niveau européen des évolutions pertinentes concernant le fonctionnement du marché européen et le couplage de marchés.

CWE ont élaboré un *shadow opinion* à son sujet. Celles-ci ont été prises en compte dans la proposition d'approbation finale reçue le 9 mai 2017, suivie d'une proposition modifiée reçue le 16 mai 2017. Sur la base du calendrier indicatif figurant dans l'exposé des motifs de la proposition, le début des runs parallèles externes de la région CWE FB IDCC est prévu en février 2018 et la mise en service le 1<sup>er</sup> octobre 2018.

41. Le 22 février 2018, la CREG a approuvé la proposition dans sa décision (B) 1732. Par la présente, la CREG demande à Elia, d'améliorer la description de la méthodologie proposée et de la recevoir dans une proposition modifiée pour le go-live, conformément au position paper commun des CWE NRA du 15 août 2017. Il s'agit notamment de veiller à ce que les mesures correctives nécessaires pour garantir que le résultat du couplage de marchés journalier est intégré dans le modèle de réseau afin d'éviter que le domaine *infracourantier fondé sur les flux* soit vide. Une proposition actualisée a été soumise en mai 2018, en réponse au position paper commun des CWE NRA. Toutefois, la proposition ne répond pas aux améliorations demandées.

42. Suite à un premier avertissement le 22 novembre 2017, les GRT de la région CWE ont communiqué début 2018 que le go-live de la région CWE FB IDCC sera reporté au 1<sup>er</sup> octobre 2018. Les GRT de la région CWE affirment qu'une partie du problème est due au ralentissement des développements informatiques visant à établir des modèles de réseau communs menés au niveau d'ENTSO-E. La nouvelle date de go-live est fixée mi-2019. Dans l'intervalle, les runs parallèles internes, entamés au deuxième trimestre 2017 (voir paragraphe 40), ont été arrêtés.

43. Dans sa décision (B)1814 du 30 août 2018, la CREG demande à Elia, en attendant la mise en place de la région CWE FB IDCC mi-2019, d'utiliser de manière optimale le *processus d'augmentation/diminution* afin de maximiser les ID ATC aux frontières belges.

44. En avril 2019, les GRT de la région CWE ont fait savoir qu'ils suspendaient le développement CWE FB IDCC. Cette communication fait référence au retard du projet CGMES qui serait la nouvelle norme pour les modèles de réseaux communs définie par l'ENTSO-E. En concertation avec les GRT de la région CWE, les régulateurs CWE ont accepté d'attendre la finalisation de la transition du CGMES afin d'évaluer, si à ce moment, des travaux doivent ou non être entrepris au niveau CWE ou Core concernant la mise en œuvre de FB IDCC. Ce message a été communiqué aux acteurs du marché le 17 avril 2019.<sup>9</sup>

45. En ce qui concerne le *processus d'augmentation/diminution*, les GRT de la région CWE ont lancé, le 15 octobre 2019, l'introduction d'une *étape d'acceptation partielle* de 50MW comme amélioration du *processus d'augmentation/diminution*. Les mesures demandées pour l'augmentation des ID ATC sont de 50/100/200/300 MW, les 300 MW ne s'appliquant qu'aux frontières belges. Le 3 décembre 2019, les GRT de la région CWE ont communiqué aux régulateurs CWE que les GRT de la région CWE ne voyaient pas de possibilité d'une plus grande harmonisation des outils et processus locaux car le *processus d'augmentation/diminution* dépend trop de la situation du réseau au niveau local.

#### Proposition modifiée

46. À la suite de ces changements apportés à la méthodologie du couplage de marchés CWE, les GRT de la région CWE ont élaboré une proposition commune qui a été soumise aux autorités réglementaires compétentes pour approbation. Et cela, le 10 juillet 2020. Les autorités régulatrices CWE ont examiné cette proposition en détail et ont approuvé le *position paper* ci-joint en concertation (voir BIJLAGE 5).

---

<sup>9</sup> JAO TSO Message Board, « Reminder of the reasons why FB IDCC was put on hold », 02.10.2019



## **ANNEXE 4**

**Annexe 14.29 - Extended LTA inclusion**

**Annexe 14.30 - Pedagogical information on Extended LTA formulation**

Version anglaise - 6 mai 2020

## 2.2. ANNEXE PORTÉE DE LA DÉCISION

47. La présente décision de la CREG s'applique aux adaptations substantielles suivantes de la proposition de couplage de marchés CWE :

- des adaptations consécutives à l'entrée en vigueur du Règlement CEP et son exigence d'une capacité minimale pour les échanges interzonaux,
- des adaptations consécutives à la mise en service de la connexion DC ALEGrO et à l'ajout de la frontière de dépôt des offres DE/LU-BE associée,
- le passage de la méthode *Flow Based Intuitive* à la méthode *Flow Based Plain*.
- des adaptations destinées à améliorer les performances de l'algorithme de couplage de marchés,
- des adaptations destinées à tenir compte des obligations actuelles en matière de transparence.

Ces adaptations sont incluses dans la proposition de couplage de marchés CWE et, le cas échéant, donnent lieu à des ajustements de la méthodologie de couplage de marchés journalier *fondé sur les flux* (ci-après : méthodologie DA), le calcul de la capacité infrajournalière (ci-après : méthodologie ID) et le calcul des recettes de la congestion (ci-après : méthodologie CIA).

48. Par cette décision, la CREG ne se prononce cependant pas explicitement sur, entre autres mais pas exclusivement, les éléments suivants. Ces éléments sont mentionnés soit parce qu'ils ne relèvent pas de la compétence de la CREG, soit parce que la CREG exercera son pouvoir de décision sur ces éléments dans des décisions distinctes qui seront prises ultérieurement.

- L'évaluation de la mise en œuvre des conditions auxquelles la CWE DA FBMC a été approuvée par la CREG dans la Décision finale (B) 1410, et notamment des 15 points figurant dans un document commun des régulateurs CWE (« *Position paper of CWE NRA's on Flow based Market Coupling* », mars 2015).
- les volumes de droits à long terme alloués à la frontière de la zone de dépôt des offres DE/LU-AT, à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2018, même s'ils ont des répercussions sur les capacités *journalières et infrajournalières* disponibles via le système LTA (*Long-Term Allocation*).
- les demandes de dérogation soumises par les GRT de la région CWE sur la base de l'article 16(9) du Règlement CEP.
- la méthode de calcul de la capacité minimale donnée au couplage de marchés journalier CWE sur la base de la règle minRAM prévue dans le Règlement CEP, c'est-à-dire le calcul du MCCC<sup>10</sup> d'une part et du MNCC<sup>11</sup> d'autre part, par les GRT de la région CWE individuels.

---

<sup>10</sup> « *Margin for Coordinated Capacity Calculation* » (MCCC), c'est-à-dire la fraction de la capacité d'un CNEC disponible pour les échanges interzonaux aux frontières de la zone de dépôt des offres au sein de la région de calcul de capacité considérée, dans ce cas la région CWE. Voir définition : ACER Recommendation 01/2019 du 8 août 2019

<sup>11</sup> Également défini comme « *Margin for Non-Coordinated coordinated capacity calculation* » (MNCC), c'est-à-dire la fraction de la capacité sur un CNEC disponible pour les échanges interzonaux aux frontières des zones de dépôt des offres en dehors de la région de calcul de capacité considérée. Voir définition : ACER Recommendation 01/2019 du 8 août 2019

## **2.3. CONSULTATION**

49. La législation belge et européenne pertinente n'impose pas explicitement à Elia et aux GRT de la région CWE d'organiser une consultation publique sur la proposition modifiée de CWE FBMC. Les acteurs du marché belge n'ont donc pas été consultés lors de l'élaboration de cette version modifiée. Dans le cadre de cette décision finale, le comité de direction de la CREG a décidé, en vertu de l'article 23 § 1<sup>er</sup> de son règlement d'ordre intérieur, d'organiser, sur le site Internet de la CREG, du 28 juillet au 25 août 2020, une consultation publique sur cette proposition modifiée.

50. Une consultation coordonnée au niveau CWE n'est pas prévue, car tous les régulateurs CWE ne prennent pas de décision nationale sur cette proposition modifiée. Toutefois, les régulateurs CWE ont formulé une position commune (voir ANNEXE 5).

### 3. ANALYSE DE LA PROPOSITION

#### 3.1. LE COUPLAGE DE MARCHÉS JOURNALIER FONDÉ SUR LES FLUX

##### 3.1.1. Adaptations consécutives au Règlement CEP

51. En plus de l'application de la règle des 20 % de minRAM pour les échanges CWE, les GRT de la région CWE doivent également respecter l'exigence d'une capacité minimale d'échange entre les zones conformément au Règlement CEP (voir Section 1.2.3). Cette exigence contenue dans le Règlement CEP donne lieu, dans la proposition à des adaptations au niveau de la Section 4.2.5 de la méthodologie des capacités *journalières fondée sur les flux* en ce qui concerne le processus minRAM. La version modifiée de la méthodologie des capacités « *journalières* » est ajoutée à l'ANNEXE 1 de la présente décision.

52. En outre, le calcul de l'*Adjustment for minRAM (AMR)* a été corrigé, pour refléter le fait qu'on détermine d'abord l'AMR et ensuite seulement, si nécessaire, on applique une *Flow Adjustment Value (FAV)*.

53. Comme déjà repris dans la proposition initiale et également prévu dans le Règlement CEP, une RAM inférieure à la minRAM peut être donnée lorsque des mesures correctives suffisantes (coûteuses ou non) ne sont pas disponibles pour assurer la sécurité du réseau. Les cas où cela se produit devraient être communiqués aux régulateurs de manière transparente et régulière afin de permettre aux autorités de régulation d'exercer leur pouvoir de contrôle.

54. La CREG approuve les adaptations proposées, en tenant compte du champ d'application de cette décision (paragraphe 47 et 48).

##### 3.1.2. Adaptations consécutives à l'intégration de la connexion ALEGrO (courant continu)

###### 3.1.2.1. Analyses SPAIC

55. Le 6 mars 2020, Amprion et Elia ont présenté les résultats de l'analyse interne SPAIC basée sur des runs parallèles internes à BnetzA et à la CREG. Ces analyses ont été réalisées pendant 10 jours de référence de janvier à février 2020. Sur la base de cette première analyse SPAIC, Amprion et Elia ont conclu que l'impact de l'intégration de l'ALEGrO dans le couplage de marchés CWE *flow based* est largement déterminé par le choix entre *Flow Based Intuitive* et *Flow Based Plain*. En outre, Amprion et Elia concluent que l'intégration d'ALEGrO dans le couplage de marchés journalier CWE pose des problèmes arithmétiques et que des adaptations s'imposent pour garantir que la performance de l'algorithme de couplage de marchés (Euphemia) ne soit pas compromise. Les analyses SPAIC ont été réalisées avec la méthodologie *Evolved Flow Based* afin d'utiliser de manière optimale la contrôlabilité des flux sur la connexion DC. Les paragraphes ci-dessous développent chacun de ces éléments.

###### 3.1.2.2. Le couplage de marchés Evolved Flow-based

56. Avec l'intégration d'ALEGrO dans le couplage de marchés journalier CWE, la nouvelle frontière de la zone de dépôt des offres DE/LU-BE sera également intégrée dans le couplage de marchés CWE. Il existe plusieurs possibilités d'inclure cette connexion DC et la frontière de la zone de dépôt des offres associée dans le calcul et l'allocation de la capacité.

57. Les GRT de la région CWE proposent d'intégrer ALEGrO dans le couplage de marchés journalier CWE via *Evolved Flow Based*. Dans la proposition, une nouvelle section (Section 4.2.9) y est consacrée.

58. Avec *Evolved Flow Based*, il est possible de modéliser et d'exploiter la contrôlabilité de la connexion DC dans le couplage de marchés *flow based*. L'objectif est de modéliser correctement à la fois l'impact d'un échange sur la liaison DC sur les CBCO dans le réseau AC et de déterminer l'échange optimal sur la liaison DC en fonction de l'optimisation du bien-être *journalier* par l'algorithme d'Euphemia.

59. La mise en œuvre de l'*Evolved Flow Based* se fait par la modélisation de deux nouvelles zones de dépôt des offres d'enchères « virtuelles » aux deux points de connexion de la connexion DC. Les positions nettes de ces zones de dépôt des offres virtuelles sont égales à l'injection/extraction d'énergie au point de connexion de la liaison DC. En supposant qu'aucune perte ne survienne, les positions nettes des deux zones de dépôt des offres d'enchères virtuelles sont équilibrées.

60. En ajoutant ces deux zones de dépôt des offres d'enchères virtuelles, l'impact de l'injection/extraction sur les points de connexion DC (= positions nettes des zones de dépôt des offres d'enchères virtuelles) sur les courants dans le réseau AC peut être modélisé via deux nouveaux *zone-to-hub PTDF*. Cela fait passer le nombre de *zone-to-hubs PTDF* par CBCO de 5 à 7.

61. En outre, la défaillance de la liaison DC doit être considérée comme une nouvelle défaillance critique (*critical outage* ou CO). De nouveaux CBCO seront donc ajoutés avec comme CO « défaillance d'ALEGrO ». Cet impact est indépendant du choix du couplage de marchés *Evolved Flow Based* et intrinsèque à l'ajout d'un élément supplémentaire dans le réseau.

62. Selon les GRT de la région CWE, l'alternative à *Evolved Flow Based* ou à l'interconnecteur DC est de les modéliser via une approche NTC ou de les utiliser uniquement comme mesures correctives. Aucune des deux options ne permet à l'algorithme de couplage de marchés de déterminer lui-même l'échange au niveau de l'interconnecteur DC en vue de maximiser le bien-être total.

63. L'EVB sera également appliqué dans le calcul de la capacité de base, comme décidé dans la décision ACER 02/2019.<sup>12</sup>

64. La CREG approuve l'intégration d'ALEGrO via *Evolved Flow Based*.

### **3.1.3. Le passage de la méthode Flow Based Intuitive à la méthode Flow Based Plain.**

65. L'analyse SPAIC interne montre qu'avec *Flow Based Intuitive*, les échanges sur ALEGrO sont relativement faibles et l'impact d'ALEGrO sur les échanges CWE est relativement faible. Avec *Flow Based Plain*, en revanche, la capacité d'ALEGrO est davantage utilisée, ce qui entraîne des échanges nettement plus importants dans la région CWE. Grâce à ALEGrO, l'écart de prix entre les zones de dépôt des offres d'enchères belge et germano-luxembourgeoise diminue, mais c'est avec la *Flow Based Plain* que la diminution est la plus importante. Pendant les runs parallèles internes, l'échange sur ALEGrO a été non intuitif pendant 7 % des heures.

66. En outre, les résultats SPAIC internes montrent que dans certains cas, des recettes négatives de la congestion sont remarquées avec le *Flow Based Intuitive* alors que ce n'est pas le cas avec *Flow Based Plain*. Selon les GRT de la région CWE, cela montre que l'impact de l'*intuitivity patch* peut être contraignant au point de même « couper » un morceau du domaine LTA et ainsi empêcher le respect du domaine LTA. Cette situation pourrait en principe se produire également sans ALEGrO, mais elle est

---

<sup>12</sup> Décision n° 02/2019 de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) du 21 février 2019 concernant les propositions des TSO RCC Core pour l'élaboration régionale de méthodologies communes de calcul des capacités journalières et infrajournalières.

beaucoup plus probable avec ALEGrO. L'impact de la limitation de l'*intuitivity patch* sur la taille du domaine *flow based* est donc plus drastique avec l'intégration d'ALEGrO qu'il ne l'était auparavant.

67. Selon les GRT de la région CWE, l'impact positif de la *Flow Based Plain* s'explique par le fait que la restriction imposée par *Flow Based Intuitive* supprime une partie du domaine *flow based*. L'impact de cette situation sur le couplage de marchés CWE est beaucoup plus prononcé avec ALEGrO que sans ALEGrO. L'explication physique sous-jacente est que le fait d'autoriser des échanges non intuitifs sur ALEGrO permet d'autoriser des échanges plus importants sur les CBCO du réseau AC.

68. Par exemple, les premiers résultats des runs parallèles externes (voir paragraphe 31) montrent que - dans les conditions données du marché avec des prix élevés en Allemagne - il y a une nette tendance à importer en Belgique afin de permettre des importations plus importantes en Allemagne. Les échanges non intuitifs sur ALEGrO ont, pour les cas étudiés, un effet décongestionnant sur les interconnexions franco-allemandes et permettent ainsi à l'Allemagne (dont le prix est le plus élevé de la région CWE) d'importer davantage.

69. Enfin, les échanges CWE plus importants dans le cadre de *Flow Based Plain* se traduisent par des écarts de prix moins importants. Sur la base des résultats des runs parallèles internes, l'écart de prix maximal dans la région CWE passe de 7,62 €/MWh (sans ALEGrO) à 7,38 €/MWh avec ALEGrO et *Flow Based Intuitive* et à 7,13 €/MWh avec ALEGrO et *Flow Based Plain*.

70. En outre, l'impact de l'intégration d'ALEGrO dans le couplage de marchés CWE sur la méthodologie CIA a également été calculé. Sur la base de cette analyse SPAIC, il apparaît qu'avec le passage à la *Flow Based Plain*, le risque de recettes nettes négatives de la congestion dans la région CWE disparaît également, laissant une situation exceptionnelle caractérisée par l'activation de l'*adequacy patch* (voir paragraphe 105).

71. Enfin, sur la base des simulations, il apparaît que le passage de la méthode *Flow Based Intuitive* à *Flow Based Plain* offre également d'importants avantages arithmétiques qui améliorent les performances de l'algorithme de couplage de marchés (voir paragraphe 75).

72. Sur la base des arguments ci-dessus, la CREG approuve le passage au *Flow Based Plain*.

### **3.1.4. Adaptations destinées à améliorer les performances de l'algorithme de couplage de marchés**

#### **3.1.4.1. Extension de l'inclusion des LTA**

73. L'analyse SPAIC indique qu'une poursuite de la méthodologie de travail actuelle en matière d'inclusion LTA <sup>13</sup> basée sur des *branches virtuelles* n'est plus tenable avec l'introduction d'ALEGrO. L'intégration de cette frontière de zone de dépôt des offres supplémentaire entraîne une augmentation d'au moins 70 % des contraintes de réseau, simplement en raison de la taille supplémentaire du domaine *flow based*. En outre, si des *branches virtuelles* sont utilisées pour assurer l'inclusion LTA aux frontières des zones de dépôt des offres, le nombre des restrictions augmente d'un facteur de cinq environ. Compte tenu des performances de la version actuelle de l'algorithme de couplage de marché, la version Euphemia E10.4, qui a déjà atteint ses limites arithmétiques depuis l'introduction de la frontière de la zone de dépôt des offres allemande/luxembourgeoise-autrichienne

---

<sup>13</sup> L'inclusion LTA est une exigence technique pour garantir le « *revenue adequacy* ». Si le domaine *journalier fondé sur les flux* est suffisamment important pour permettre des échanges basés sur les capacités à long terme, il peut être démontré qu'au niveau de la CWE, la somme des recettes de la congestion sur le marché journalier est suffisante pour compenser les détenteurs de droits de capacité à long terme.

le 1<sup>er</sup> octobre 2018 (voir paragraphe 19), les GRT de la région CWE concluent que la poursuite de l'approche actuelle des « *branches virtuelles* » pour l'inclusion LTA n'est pas viable.

74. Les GRT de la région CWE ont défini deux points à améliorer :

- Dans la version Euphemia E10.4, certaines améliorations sont mises en œuvre sous la dénomination « *improved virtual branches (IVB)* ». L'étape de duplication des branches virtuelles est supprimée. Cela permet de réduire le nombre de branches virtuelles. En outre, l'algorithme *presolving* a été affiné pour mieux gérer les branches virtuelles.
- Dans la version Euphemia E10.5, l'*extension de l'inclusion des LTA* est modélisée. L'algorithme lui-même combine le domaine *flow based* initial et le domaine LTA via la formulation dite Balas<sup>14</sup>, décrite à l'ANNEXE 4. Avec ces deux domaines en input, l'algorithme détermine les positions nettes et les prix optimaux de la CWE. L'algorithme n'a donc plus besoin d'un domaine *flow based* avec des branches virtuelles, ce qui s'avère positif au niveau des performances.

75. L'impact des différents choix sur le temps de calcul nécessaire en moyenne (maximum) pour trouver une première solution (*Time to first solution* ou TTFS) est basé sur les simulations :

- Branches virtuelles et *Flow Based Intuitive*: 657 sec (1579 sec)
- Branches virtuelles et *Flow Based Plain* : 303 sec (640 sec)
- Extension de l'inclusion des LTA et *Flow Based Intuitive* : 152 sec (401 sec)
- Extension de l'inclusion des LTA et *Flow Based Intuitive* : 135 sec (295 sec)

Plus la TTFS est courte, plus l'algorithme a le temps de chercher des solutions encore meilleures - après avoir trouvé une première solution. Ainsi, une TTFS plus courte peut avoir un impact positif sur le bien-être général créé par le couplage de marchés. Le passage proposé de *Flow Based Intuitive* à *Flow Based Plain* présente également des avantages mathématiques.

76. La combinaison des changements proposés réduit considérablement le temps de calcul pour trouver une première solution. Cela réduit le risque de ne pas trouver de solution dans le temps de calcul disponible de 10' et active donc la solution *fallback* avec les enchères fictives sur les ATC. En outre, cela donne à l'algorithme plus de temps pour aller plus loin et trouver des solutions qui génèrent encore plus de bien-être.

77. Sur la base d'analyses approfondies avec des courbes d'offres sans *block bids*, les GRT de la région CWE concluent que les résultats du couplage de marchés avec *l'inclusion étendue des LTA* sont, hormis les erreurs d'arrondi, identiques aux résultats obtenus avec des *improved virtual branches*.

78. Lorsque les *block bids* sont prises en compte, le problème d'optimisation devient fortement non linéaire, ce qui signifie qu'il existe différents optima locaux avec un bien-être total différent. La solution qui est alors trouvée dépend du temps de calcul. Étant donné que *l'inclusion étendue des LTA* est plus performante en termes de temps de calcul et permet donc d'effectuer des recherches plus longues, *l'inclusion étendue des LTA* se traduit en moyenne par un bien-être total plus élevé pour la région CWE.

79. Un avantage supplémentaire de *l'inclusion étendue des LTA* est que l'algorithme attribue un coût fictif à la fois au CBCO actif du domaine *flow based* et à la restriction des LTA du domaine LTA. Les deux coûts fictifs peuvent donc être évalués séparément.

---

<sup>14</sup> Cette approche est basée sur l'approche classique pour décrire la « l'enveloppe convexe de l'union de deux polytopes », source : N-Side

80. Au lieu de passer à *l'inclusion étendue des LTA*, les GRT de la région CWE peuvent également choisir la méthodologie qui sera appliquée dans le couplage de marchés *Core journalier fondé sur les flux* pour l'inclusion LTA, c'est-à-dire augmenter la RAM d'une FAV. Cette approche simple de la FAV évite également une augmentation des restrictions dues à l'inclusion des LTA et constitue donc une alternative qui permet de résoudre le problème arithmétique des branches virtuelles. Cependant, l'approche de la FAV augmente le domaine *fondé sur les flux* plus que ce qui est strictement nécessaire pour l'inclusion des LTA. Selon les GRT de la région CWE, cela entraîne des risques et des coûts supplémentaires pour assurer la *firmness* de cette capacité supplémentaire pour les échanges entre zones.

#### 3.1.4.2. Improved virtual branches

81. Les GRT de la région CWE indiquent que l'utilisation de *l'inclusion étendue des LTA* par Euphemia ne rend pas superflu le calcul des branches virtuelles par les GRT. Le calcul des branches virtuelles est toujours nécessaire à des fins de transparence. Ils sont également nécessaires comme input pour le calcul des ATC infrajournalières (voir paragraphe 87) et comme input pour le calcul des ATC *journalières* pour les enchères fictives en cas d'activation des procédures de *fallback*.

82. Certaines améliorations de la méthode de calcul ont été effectuées sous le dénominateur « *Improved Virtual Branches* ». Tout d'abord, l'étape de duplication est supprimée, ce qui permet de créer une *branche* virtuelle pour chaque CBCO ayant une *overload* de LTA dans un *LTA-corner* donné. Comme toutes ces *branches* virtuelles sont identiques - hormis les erreurs d'arrondi - les branches virtuelles ne sont désormais créées qu'une seule fois *LTA-corner*, en particulier pour le CBCO ayant la plus grande *LTA-overload*. Les autres CBCO avec *LTA-overload* sont simplement « décalés », c'est-à-dire que leur RAM est augmentée d'une FAV de la taille du *LTA-overload*. En outre, une étape préparatoire a été mise en œuvre pour permettre à Euphemia de gérer plus efficacement les *branches* virtuelles.

83. La CREG note que les améliorations proposées sous les termes « *Improved Virtual Branches* » améliorent la transparence. Autrement, le nombre de branches virtuelles deviendrait inacceptable. La CREG marque accord sur cette adaptation.

#### 3.1.5. **Évaluation**

84. La CREG remarque que sur la base des analyses SPAIC internes et externes, les GRT de la région CWE prévoient un impact positif significatif de l'intégration d'ALEGrO en termes d'augmentation des échanges CWE et de diminution des écarts de prix CWE en cas de passage au *Flow Based Plain*. En outre, la *Flow Based Plain*, comme *l'inclusion étendue des LTA*, offre des avantages arithmétiques qui améliorent les performances de l'algorithme de couplage de marchés. L'intégration d'ALEGrO via Evolved Flow Based permet une allocation optimale de la capacité disponible par l'algorithme de couplage de marchés, en utilisant la contrôlabilité de la connexion DC. Enfin, les *Improved Virtual Branches* améliorent la manière dont un domaine *LTA-included flow based* est conçu. Le domaine *LTA-included flow based* reste nécessaire pour des raisons de transparence, comme point de départ pour l'extraction des ATC *journalières* pour les enchères fictives et comme point de départ pour le calcul des leftovers *journaliers* pour l'extraction des ATC *infrajournalières*.

85. La CREG accueille favorablement l'introduction d'ALEGrO et des adaptations proposées au niveau du couplage de marchés *journalier fondé sur les flux* afin d'en optimiser la mise en œuvre, conformément à la position commune des CWE NRA telle que présentée dans le *position paper* repris à l'ANNEXE 5.



## 3.2. COUPLAGE DE MARCHÉS INFRAJOURNALIER

### 3.2.1. Adaptation du processus d'extraction des ATC infrajournalières

87. Les GRT de la région CWE ont ajouté une étape dans le processus de calcul des capacités *journalières de leftover*. Au lieu de calculer les *leftovers* sur la base du domaine initial *journalier fondé sur les flux*, les capacités virtuelles pour arriver à la minRAM du CEP sont supprimées. Seules les capacités virtuelles permettant d'assurer 20 % de minRAM et l'inclusion des LTA dans la CWE seront conservées. Les GRT de la région CWE communiquent de manière à garantir qu'il n'y ait pas de recul par rapport à la période allant de l'introduction de la minRAM de 20 % en avril 2018 à l'introduction de la minRAM du CEP le 1<sup>er</sup> avril 2020. Un tableau a été inclus pour clarifier l'impact de cette étape supplémentaire pour différents cas d'inclusion de RAM, DA minRAM, AMR et LTA dans la proposition d'adaptation du *processus d'extraction des ATC infrajournalières* (voir ANNEXE 2).

88. Les GRT de la région CWE justifient cette mesure supplémentaire comme étant une mesure nécessaire pour garantir la *firmness* des ID ATC mises à disposition sans compromettre la sécurité du réseau. Si les capacités virtuelles peuvent être libérées pour le marché journalier, ce n'est pas le cas des valeurs de départ des ATC infrajournalières. En effet, les processus actuels de coordination régionale de la sécurité se limitent actuellement au processus DACF, qui vise à garantir les résultats du couplage de marchés journalier. En ce qui concerne la capacité en *infrajournalier*, on ne dispose pas d'un tel processus coordonné.<sup>15</sup> Les GRT de la région CWE proposent donc d'adopter une attitude plus conservatrice avec les ID ATC initialement mises à disposition et de les augmenter de manière contrôlée en *infrajournalier* en utilisant le processus *d'augmentation/diminution* lorsque des analyses locales basées sur les modèles de réseaux individuels s'avèrent possibles.

89. La CREG suit le raisonnement selon lequel, dans le cas de volumes importants de capacité virtuelle dans le calcul de la capacité, il est difficile pour un GRT individuel de juger quel volume sera disponible après le couplage de marchés journalier et après l'analyse coordonnée de la sécurité. Cependant, la CREG n'est pas d'accord avec le maintien du problème sous-jacent. Selon la CREG, les volumes importants de capacité virtuelle déployés de manière structurelle pour atteindre les objectifs minRAM du CEP (voir Section 4.2.5 de la méthodologie DA) indiquent un problème fondamental, à savoir que le modèle de réseau commun qui sert de base au calcul de la capacité n'est pas une prédiction réaliste des flux réels. De faibles valeurs RAM qui doivent être structurellement augmentées via une capacité virtuelle (inclusion des LTA, valeurs RAM élevées, FAV) indiquent des flux ou des congestions qui n'existent pas en temps réel. Comme les congestions structurelles et les *flux de bouclage* ne sont traités qu'après le couplage de marchés journalier et que l'on attend les résultats de cette coordination de la sécurité, les ATC *infrajournalières* initiales basées sur les DA *leftovers* sans capacité virtuelle est artificiellement faible.

90. En outre, la CREG note qu'aucun recalcul des ATC *infrajournalières* sur la base du domaine *infrajournalier fondé sur les flux* n'a été mis en œuvre au niveau de la région CWE (voir les paragraphes 36 à 45). Plusieurs raisons ont été avancées à cet égard. L'une des raisons pour lesquelles le processus DACF actuel reste sous-exposé est qu'il n'exige pas que les mesures nécessaires soient prévues dans le processus DACF pour toutes les congestions identifiées. Par conséquent, dans le contexte DACF actuel, il est très probable que le domaine *infrajournalier fondé sur les flux* qui en résulte ne constitue pas un bon point de départ pour les mises à jour des ATC *infrajournalières*.

---

<sup>15</sup>Ce processus sera mis en œuvre pour le calendrier *infrajournalier* avec l'adoption et l'entrée en vigueur des dispositions relatives à la coordination régionale de la sécurité d'exploitation dans la région de la *Manche* et de calcul des capacités *Core* régionales, conformément aux dispositions de l'article 75 du règlement (UE) 2017/1485.

91. Sur la base de ce qui précède, la CREG conclut qu'il est crucial, pour les échanges transfrontaliers *infrajournaliers*, d'améliorer la qualité des modèles de réseaux communs. Ceci aussi bien dans le calcul de la capacité *day-ahead* (les modèles dits D2CF) qu'après la coordination de la sécurité d'exploitation *journalière* et *infrajournalière* (les modèles dits DACF et IDCF). La CREG demande à Elia, en collaboration avec les GRT des régions de calcul de capacité concernées, de prévoir cette possibilité dans le cadre de l'adaptation prévue de la méthodologie des modèles de réseau communs (article 18 du Règlement FCA, article 16 du Règlement CACM et article 70 du Règlement SOGL), de l'adaptation prévue de la méthodologie de l'analyse de sécurité coordonnée (article 75 du Règlement SOGL) et de l'élaboration régionale de la coordination de la sécurité d'exploitation (article 76 du Règlement SOGL).

### **3.2.2. Échange de données pour le suivi du processus d'augmentation-diminution**

92. À la demande des régulateurs CWE, l'obligation d'échanger des données de suivi du processus *d'augmentation/diminution* par les régulateurs CWE a été incluse dans la méthodologie d'extraction des ID ATC. Les GRT de la région CWE rendront compte de ces résultats aux régulateurs sur une base trimestrielle.

### **3.2.3. Note explicative sur le processus d'augmentation-diminution**

93. Sur la base de l'interaction avec les acteurs du marché et à la demande des régulateurs CWE, les GRT de la région CWE ont fourni des détails sur les processus locaux qui soutiennent le processus *d'augmentation-diminution*. Ils sont repris dans une note explicative jointe à la méthodologie d'extraction CWE ID ATC. Cette note clarifie le calendrier, l'analyse de sécurité locale et l'approche de validation des capacités ainsi que les volumes d'augmentation convenus entre les GRT de la région CWE.

### **3.2.4. Évaluation**

94. La CREG déplore que, sur la base de la présente proposition, les améliorations du couplage de marchés journalier en termes de capacités disponibles plus élevées ne se feront pas ou peu sentir au niveau *intraday*. Elle regrette aussi que les GRT de la région CWE n'aient pas proposé d'amélioration des processus locaux d'augmentation/diminution.

95. Compte tenu des problèmes fondamentaux sous-jacents (voir paragraphe 89) et du fait qu'il n'y a pas de recalcul *intraday* comme déjà demandé dans le CWE NRA CPP 2015 et répété dans le CWE NRA CCP de 2017 (voir paragraphe 90), la CREG ne peut pas approuver cette proposition de calcul de la capacité infrajournalière.

96. Étant donné que la proposition ne représente pas un recul par rapport à la situation antérieure à janvier 2020, la CREG peut autoriser la mise en œuvre de la proposition.

97. La CREG accueille favorablement les informations sur le processus *d'augmentation/diminution* figurant dans la note explicative. La CREG constate que, sur la base de cette description, il n'y a pas ou peu d'harmonisation entre les différents processus locaux et qu'il y a une grande marge d'action discrétionnaire. La CREG demande à Elia d'étudier les moyens d'améliorer l'analyse locale qu'elle effectue. La CREG demande à Elia de mettre en œuvre ces améliorations.

### 3.3. CALCUL DES RECETTES DE LA CONGESTION

#### 3.3.1. Évaluation de la méthode CIA actuelle

98. En 2018, à la suite de l'introduction de la frontière de la zone de dépôt des offres DE/LU-AT, les GRT de la région CWE ont apporté quelques adaptations à la méthode de calcul et de répartition des recettes de la congestion dans la proposition. Parmi celles-ci, l'introduction d'une zone de dépôt des offres *slack* pour le calcul de l'*external pot*. Les GRT de la région CWE ont alors proposé d'évaluer la méthodologie proposée 6 et 12 mois après l'introduction de la frontière DE/LU-AT pour s'assurer que les résultats sont conformes aux attentes.

99. Les GRT de la région CWE ont réalisé cette évaluation et en ont discuté avec les CWE NRA. Le rapport se trouve à l'ANNEXE 3 et est repris dans l'annexe relative à la méthodologie.

100. Les résultats basés sur la période de 12 mois analysée ne permettent pas une évaluation individuelle de l'impact de la méthode CIA modifiée. Cela s'explique à la fois par l'introduction simultanée de la minRAM de 20 % et par les changements importants au niveau de la situation du marché. Malgré cela, les résultats indiquent clairement que le volume de la socialisation<sup>16</sup> a augmenté. En outre, les résultats indiquent que certaines frontières des zones de dépôt des offres sont structurellement des bénéficiaires nets et d'autres des payeurs nets. Par exemple, la frontière de la zone de dépôt des offres DE/LU-AT est un bénéficiaire net et, selon les GRT de la région CWE, le volume disproportionné des droits à long terme de 4,9 GW sur cette frontière y joue un rôle. Cependant, ce problème ne peut être résolu au niveau de la méthodologie CIA tant que le principe de socialisation est respecté et combiné à des LTR disproportionnés. Sur la base de l'évaluation, les GRT de la région CWE proposent donc de maintenir la méthodologie existante.

#### 3.3.2. Intégration de la frontière de la zone de dépôt des offres DE/LU - BE

101. Les résultats des analyses SPAIC pour l'intégration d'ALEGrO au niveau de la CIA ont été présentés aux régulateurs CWE le 16 mars 2020. Ces analyses ont été réalisées pendant 12 jours représentatifs au cours de la période de 12 mois suivant la scission des zones de dépôt des offres DE/LU-AT (1/10/2018-30/09/2019).

102. L'analyse SPAIC examine si, la méthodologie CID fonctionne toujours correctement avec ou après l'introduction d'ALEGrO via Evolved Flow based. En outre, l'effet de distribution des flux - et, par conséquent, les recettes de la congestion - sont également évalués. Le rapport est repris à l'ANNEXE 3.

103. L'analyse SPAIC indique que la méthodologie CID actuelle peut être maintenue avec l'intégration d'ALEGrO via *Evolved Flow Based*. Cette méthodologie donne des résultats solides et fiables.

104. Toutefois, l'analyse SPAIC indique également que, dans le cadre de la méthode *Flow Based Intuitive*, certaines heures présentent des recettes nettes de la congestion fortement négatives au niveau de la CWE. L'adéquation des recettes (en anglais : *Revenue adequacy*) n'est donc pas garantie dans le cadre de *Flow Based Intuitive*. Cela s'explique par le fait que la restriction imposée par l'*intuitivity patch* coupe une partie du domaine *flow based*. Avec l'intégration d'ALEGrO, il arrive que la partie coupée soit importante au point de couper également une partie du domaine LTA. En conséquence, l'inclusion des LTA n'est pas assurée et des cas de recettes nettes négatives de la

---

<sup>16</sup> Il s'agit du volume des recettes de la congestion redistribué entre les différentes frontières de la zone de dépôt des offres afin de garantir qu'à chaque frontière de zone de dépôt des offres, les recettes de la congestion sont suffisantes pour rémunérer les détenteurs de droits à long terme.

congestion au niveau de la CWE peuvent se produire. Dans le cadre du *Flow Based Plain*, ce problème ne se pose pas.

105. Toutefois, les GRT de la région CWE soulignent que le *Flow Based Plain* peut entraîner des recettes nettes négatives de la congestion en combinaison avec l'*adequacy patch*. Contrairement à l'approche *Flow Based Intuitive*, les recettes de la congestion à la frontière d'une zone de dépôt des offres individuelle peuvent être négatives, en particulier pour les échanges non intuitifs à travers cette frontière. Sur une base nette, cependant, la somme de toutes les recettes générées par la congestion aux frontières de la zone de dépôt des offres de la région CWE sera positive et la distribution des recettes de la congestion garantira que les recettes nettes soient positives à chaque frontière. Toutefois, dans le cas exceptionnel où l'*adequacy patch* est déclenché, la somme de toutes les recettes de la congestion au niveau de la CWE peut être négative. En effet, les prix du marché journalier résultant de l'algorithme d'optimisation dans une étape de post-traitement sont limités au prix maximum du marché journalier de 3000€/MWh. Par rapport à ce cas, les GRT de la région CWE n'ont pas proposé de clé de répartition étant donné la difficulté de modéliser des situations représentatives dans lesquelles une telle conjonction de circonstances se produirait.

106. L'*adequacy patch* n'a jamais été activé dans le passé. Les GRT de la région CWE mentionnent que rien n'indique qu'il y a plus de risques d'activer l'*adequacy patch* à l'avenir.

### 3.3.3. Évaluation

107. Sur la base des informations obtenues, la CREG approuve le maintien de la méthodologie CIA actuelle. La CREG note qu'avec le passage au *Flow Based Plain*, le risque de recettes nettes négatives de la congestion au niveau de la CWE est limité aux cas exceptionnels dans lesquels l'*adequacy patch* serait activé. En concertation avec les régulateurs CWE, la CREG convient d'évaluer la répartition des recettes négatives de la congestion dans ces cas exceptionnels, s'ils se produisent, sur une base *ad hoc*.

## 3.4. TRANSPARENCE

### 3.4.1. Améliorations mises en œuvre depuis août 2018

108. Depuis la dernière version de la proposition de couplage de marchés CWE, approuvée par la CREG le 30 août 2018, de nombreuses améliorations ont été apportées en termes de transparence. Cela concerne à la fois les améliorations apportées à la demande des régulateurs de la région CWE dans le document de position commune des CWE NRA d'août 2018 et les améliorations apportées à la demande des acteurs du marché.

109. Entre autres, les améliorations suivantes en matière de transparence ont été apportées :

- La publication des récents *static grid models* par la plupart des GRT de la région CWE,
- La publication de *translation tables* mises à jour chaque semaine via le JAO en prévision de la finalisation du *Transparency Release*, le 1<sup>er</sup> octobre 2019,
- Depuis le *Transparency Release* du 1<sup>er</sup> octobre 2019, publication complète des noms physiques des CB et CO, y compris leur code EIC, pour tous les CBCO du domaine final *flow*

*based* dans JAO le Utility Tool<sup>17</sup>, et publication du domaine *flow based* pour inclusion des LTA,

- *Backfilling* des données historiques du CBCO jusqu'au début de CWE FBMC le 20 mai 2015, conformément à la méthode de publication depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2019,
- Publication de RefProg sur Nemo Link sur le site d'Elia depuis le 4 août 2018 et méthode de calcul appliquée<sup>18</sup>

110. Les améliorations liées au Transparency Release du 1<sup>er</sup> octobre 2019 ont été intégrées dans la proposition modifiée.

### 3.4.2. Évaluation

111. La CREG accueille favorablement le fait que la transparence au niveau des CBCO ait été améliorée conformément à ce que les CWE NRA ont inclus dans leur document de position commune 2018 et que les GRT de la région CWE ont également apporté des améliorations en réponse à la demande des acteurs du marché.

112. La CREG remarque que les acteurs du marché ont constaté, lors de la réunion de la région CWE Consultative Group du 17 avril 2019, que les *static grid models* d'Elia, publiés sur le site web d'Elia début 2019, ne sont pas corrects. Ainsi, toutes les lignes reprises dans le *flow based* CWE ne devraient pas se retrouver dans les *static grid models* d'Elia. Le même problème se pose pour le *static grid model* d'Amprion. La CREG remarque, en outre, que ce problème n'a pas encore été résolu. La CREG demande à Elia de résoudre ce problème dans les plus brefs délais et d'en informer la CREG et les acteurs du marché.

113. La CREG remarque que les acteurs du marché souhaitent également plus de transparence concernant l'utilisation des mesures correctives, telles que les *PST tap positions*, dans le calcul des capacités. La CREG marque accord sur l'importance d'assurer la transparence à cet égard également. En concertation avec les régulateurs CWE, il a été décidé d'inclure le cadre de transparence des mesures correctives dans le calcul de la capacité Core.

114. En ce qui concerne les changements méthodologiques apportés, la CREG s'attend à ce que le passage à *Flow Based Plain* ait un impact positif sur la transparence. En effet, l'application de l'*intuitiveness patch* est complexe à modéliser et il n'est pas toujours évident de savoir ex post quels éléments critiques du réseau ont déclenché l'*intuitiveness patch*. Par ailleurs, l'existence d'échanges non intuitifs peut toutefois être difficile à expliquer à un large public. Les régulateurs CWE soutiennent donc l'initiative des partenaires du projet CWE FBMC<sup>19</sup> de publier une note explicative de vulgarisation sur la transition vers le *Flow Based Plain* à l'automne 2020.

115. La CREG s'attend à ce que l'application de l'extension de l'inclusion des LTA et de l'*Improved virtual branches* ait également un impact positif sur la transparence du couplage de marchés journalier CWE. En tout cas, grâce aux *Improved Virtual Branches*, désormais, seulement une *branche* virtuelle unique par LTA-corner sera publiée au lieu d'une multitude de *branches* virtuelles identiques. Et grâce à la formulation Balas, les régulateurs peuvent évaluer séparément le coût virtuel lié au CBCO actif d'une part et celui lié à la restriction LTA active d'autre part. Enfin, la CREG remarque que des efforts

---

<sup>17</sup> Au cours des deux mois et demi qui ont suivi la Transparency Release, certains problèmes sont encore apparus. Ceux -ci ont été améliorés ex post grâce au processus de backfilling.

<sup>18</sup> JAO, TSO market message, "[CWE flow-based market coupling] Deriving the RefProg for HVDC CWE external bidding zone borders from scheduled exchanges on ENTSO-E"

<sup>19</sup> Les partenaires du projet CWE FBMC se composent de représentants des GRT de la région CWE et de NEMO qui travaillent ensemble sur les thèmes communs de la région CWE FBMC.

ont été faits pour décrire le fonctionnement de l'inclusion étendue des LTA de manière mathématique (voir ANNEXE 4).

116. En ce qui concerne le calcul de la capacité *infrajournalière*, le niveau de transparence est encore limité. Bien que le résultat de *l'augmentation/diminution* soit publié via le JAO, il n'y a aucune transparence sur le processus sous-jacent, c'est-à-dire sur les GRT qui ont demandé ou refusé quelles augmentations et la raison de ce refus. Pour améliorer la transparence au niveau infrajournalier, les GRT de la région CWE ont rédigé une note explicative à la demande des CWE NRA (ANNEXE 2) pour décrire les processus locaux du processus *d'augmentation/diminution*. En outre, les régulateurs CWE et les GRT de la région CWE ont convenu de discuter des résultats du processus *d'augmentation/diminution*, dont les régulateurs disposent à des fins de contrôle, qui seront publiés 6 mois après l'approbation de cette proposition.

## 4. DÉCISION

En application de l'article 23, §2, 36° de la Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz décide, pour les raisons ci-dessus, d'approuver la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR d'adaptation au couplage des marchés dans la région du Centre-Ouest de l'Europe suite à l'introduction de la frontière entre les zones soumissionnaires Allemagne/Luxembourg et Belgique suite à la mise en service de la connexion ALEGrO DC et aux adaptations suite à l'entrée en vigueur du règlement (UE) 2019/943.

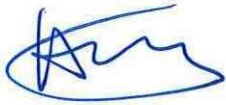
Considérant les paragraphes 47 et 48, cette approbation est limitée aux changements contenus dans l'*approval package* CWE FBMC d'août 2018. Les conditions fixées par la CREG dans sa décision (B)1442 restent nonobstant d'application.

- La CREG marque accord sur les adaptations de l'exigence minRAM suite à l'entrée en vigueur du Règlement électricité dans le cadre du *Clean Energy Package*.
- La CREG est d'accord avec l'introduction de la méthode dite *Evolved Flow Based* pour l'introduction de l'ALEGrO et de la limite de la zone d'offre DE/LU-BE dans le couplage de marchés *journalier fondé sur les flux*.
- La CREG marque son accord pour le passage de la méthode *Flow Based Intuitive* à la méthode *Flow Based Plain*.
- La CREG marque accord sur les adaptations apportées à la méthode d'inclusion des droits à long terme, via *l'inclusion étendue des LTA* et les *Improved Virtual Branches*.
- La CREG marque accord sur les adaptations apportées au cadre de transparence pour le couplage de marchés dans la région CWE.
- La CREG n'approuve pas la méthode d'extraction des ATC *infrajournalières* mais, compte tenu de l'évaluation visée dans la Section 3.2.4, elle peut autoriser la mise en œuvre des adaptations.
- Dans cette optique, la CREG demande à Elia d'analyser les moyens d'améliorer les processus locaux *d'augmentation/diminution* et de mettre en œuvre ces améliorations de manière efficace conformément au marginal 97. En outre, la CREG demande à Elia de garantir la qualité des modèles de réseau communs en mettant en œuvre conjointement les méthodologies des modèles de réseau, la méthodologie de l'analyse coordonnée de la sécurité et l'élaboration régionale de la coordination de la sécurité d'exploitation avec les autres GRT concernés, comme indiqué au marginal 91.
- La CREG accueille favorablement les améliorations apportées au cadre de transparence et de son inclusion dans les méthodologies de couplage de marché de la région CWE, mais demande à Elia de corriger les dernières incohérences entre les CBCO et le *static grid model*, comme indiqué au marginal 112.

Ce projet de décision est conforme aux positions communes des régulateurs CWE, comme le reflète le *position paper* repris à l'ANNEXE 5.

\*\*\*\*

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



Andreas TIREZ  
Directeur



Koen LOCQUET  
Président f.f. du Comité de direction



# **ANNEXE 1**

## **Documentation of the CWE FB MC solution (July 2020 – version 5.0)**

Version anglaise - juillet 2020

## **ANNEXE 2**

### **CWE TSOs' methodology for capacity calculation for the Intraday timeframe**

Version anglaise - 10 juillet 2020

# **ANNEXE 3**

## **Congestion income allocation under Flow-Based Market Coupling**

Version anglaise - 4 avril 2020

## **ANNEXE 4**

**Annexe 14.29 - Extended LTA inclusion**

**Annexe 14.30 - Pedagogical information on Extended LTA formulation**

Version anglaise - 6 mai 2020

## **ANNEXE 5**

### **Common position paper of CWE NRAs on the update of the Flow based market coupling methodology**

Version en anglais – 13 juillet 2020