

# Décision

(B)2756  
29 février 2024

Décision relative à la proposition d'ELIA TRANSMISSION BELGIUM S.A. portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires

prise en application de l'article 212 du code de bonne conduite du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions

Non-confidentiel

# TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION .....	3
1. Cadre légal.....	4
1.1. Droit européen .....	4
1.2. Droit belge .....	5
2. Antécédents .....	6
2.1. Généralités .....	6
2.2. Consultation publique .....	7
2.2.1. Généralités .....	7
2.2.2. Discussion rapport de consultation.....	8
3. Analyse et évaluation des modifications proposées .....	10
3.1. Remarques générales préalables .....	10
3.2. DISCUSSION .....	10
3.2.1. Article 1 - Objet et domaine d'application .....	10
3.2.2. Article 2 – Publication et application des règles d'équilibrage .....	10
3.2.3. Article 3 – Définitions et interprétations.....	10
3.2.4. Article 4- Liste des ressources d'équilibrage .....	10
3.2.5. Article 6 - aFRR et règlement des déséquilibres.....	10
3.2.6. Article 7 - mFRR .....	11
3.2.7. Article 8- Ressources supplémentaires dans des circonstances exceptionnelles .....	11
3.2.8. Article 9- Concept de liste merit order .....	11
3.2.9. Article 10 - Filtrage CRI des Offres d'Énergie .....	11
3.2.10. Article 12 - Sélection et activation d'Offres d'Énergie aFRR.....	14
3.2.11. Article 13 - Sélection et activation d'Offres d'Énergie mFRR .....	15
3.2.12. Article 14 - Activation de ressources supplémentaires dans des circonstances exceptionnelles.....	15
3.2.13. Article 15 - Généralités.....	15
3.2.14. Article 16 - Publication sur la plateforme de transparence ENTSO-E .....	15
3.2.15. Article 17 - Publication sur le site web d'ELIA .....	15
3.2.16. Article 20 - Offres d'Énergie dans le Bloc RFP d'ELIA.....	16
3.2.17. Article 21 - Plateformes européennes.....	17
3.2.18. Article 22 - Volumes d'énergie d'équilibrage activés pour le Bloc RFP d'ELIA .....	17
3.2.19. Article 23 - Prix de Déséquilibre .....	17
3.2.20. Article 25 - Monitoring de l'utilisation du mécanisme par les BRP .....	17
3.2.21. Article 26 - Monitoring du filtrage.....	17
3.3. Autres remarques.....	18
4. Décision .....	19

ANNEXE 1.....	20
ANNEXE 2.....	21

## INTRODUCTION

En application de l'article 212, § 1<sup>er</sup> du code de bonne conduite du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions (ci-après : le « code de bonne conduite »), la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-dessous la demande de la SA Elia Transmission Belgium (ci-après : ELIA) d'approbation de la proposition de modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires (ci-après : « la proposition ») dans le cadre de la participation à la plate-forme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage mFRR (ci-après : « la plate-forme européenne mFRR »).

La CREG a reçu la proposition d'ELIA par e-mail du 20 octobre 2023, en même temps que :

- La proposition de modification des règles pour la compensation des déséquilibres quart-horaires, en français, néerlandais et anglais, avec et sans *track changes* par rapport à la dernière version approuvée par la CREG (annexe 1 de la présente décision) ;
- Le rapport de consultation comportant tous les commentaires individuels, version non confidentielle, en anglais (annexe 2 de la présente décision)

Elia a soumis une proposition de modification des T&C BSP mFRR en même temps et dans la même lettre. Cette proposition fait l'objet d'une décision distincte de la CREG.

Elia précise en outre dans sa lettre d'accompagnement que la soumission de la proposition s'inscrit dans le cadre des raccordements futurs à la plateforme européenne mFRR et aFRR. En outre, Elia fait valoir que les modifications proposées impliquent un transfert des dispositions relatives au tarif de déséquilibre vers les T&C BRP, tel que conféré par la décision (B)2554 de la CREG du 17 mai 2023.

Elia indique également que la proposition a remplacé toutes les références à des composantes spécifiques relatives au tarif de déséquilibre par une terminologie générale afin de créer une indépendance entre les règles d'équilibrage et les T&C BRP.

Enfin, Elia s'engage, dans un délai d'un an après le go-live local de la plateforme européenne mFRR, à évaluer l'impact du filtrage CRI proposé et à analyser les inefficacités potentiellement liées, ainsi qu'à surveiller les performances de l'algorithme de filtrage CRI. Elia présentera ensuite son analyse à la CREG et aux acteurs du marché via le *Working Group Balancing* et, si les conclusions de cette analyse le recommandent, proposera une adaptation des règles de filtrage CRI. Cette révision portera sur les questions relatives à une échelle d'offres commune pour filtrer les aFRR et les mFRR, et au filtrage des offres proposées dans le cadre d'une activation immédiate et programmée des mFRR, sur une base quart-horaire, préalablement à la congestion.

La présente décision se compose de cinq parties. La première partie synthétise le cadre légal. Les antécédents sont rappelés dans la deuxième partie. La troisième partie comporte la consultation. La quatrième partie reprend une analyse de la proposition et la cinquième partie contient la décision proprement dite.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG le 29 février 2024.

# 1. CADRE LÉGAL

## 1.1. DROIT EUROPÉEN

1. L'article 6 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 2019/943) définit entre autres comment le marché de l'équilibrage doit être organisé.

Ainsi, l'article 6.3 du règlement 2019/943 prévoit que les marchés d'équilibrage garantissent la sécurité d'exploitation tout en permettant un usage maximal et une allocation efficiente de la capacité d'échange entre zones aux différentes échéances.

2. Le 18 décembre 2017, le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après : « EBGL ») est entré en vigueur. Conformément au considérant (15) du règlement 2019/943, le titre V de l'EBGL dispose que l'objectif général du règlement des déséquilibres est de garantir que les responsables d'équilibre maintiennent leur propre équilibre ou contribuent à rétablir l'équilibre du système de manière efficiente et d'inciter les acteurs du marché à maintenir ou à contribuer à rétablir l'équilibre du système. Afin que les marchés de l'équilibrage et l'ensemble du système énergétique soient aptes à l'intégration de la part croissante que représente l'énergie produite à partir de sources intermittentes d'énergie renouvelable, les prix du déséquilibre devraient refléter la valeur de l'énergie en temps réel. Tous les acteurs du marché devraient être financièrement responsables des déséquilibres qu'ils provoquent dans le système, c'est-à-dire de la différence entre le volume alloué et la position finale sur le marché. Pour les agrégateurs de participation active de la demande, le volume alloué se compose du volume énergétique physiquement activé par la charge des clients participants, sur la base d'une mesure définie et d'une méthodologie de base.

3. L'article 12 de l'EBGL énumère les obligations des GRT en matière de publication d'informations sur l'équilibre actuel du système électrique dans sa ou ses zones de programmation, d'informations sur toutes les offres d'énergie d'équilibrage de sa ou ses zones de programmation, d'informations indiquant si et comment l'offre d'énergie d'équilibrage a été convertie, d'informations agrégées sur les offres d'énergie d'équilibrage, d'informations sur les volumes offerts ainsi que sur les prix proposés, et d'informations sur l'allocation et l'utilisation de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacité d'équilibrage.

4. L'article 14 de l'EBGL prévoit en outre :

*« 1. Chaque GRT est responsable de l'acquisition de services d'équilibrage auprès de fournisseurs de services d'équilibrage afin d'assurer la sécurité d'exploitation, et 2. Chaque GRT applique un modèle d'appel décentralisé pour la détermination des programmes de production et des programmes de consommation. Les GRT qui appliquent un modèle d'appel centralisé au moment de l'entrée en vigueur du présent règlement le notifient à l'autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE afin de continuer à appliquer un modèle d'appel centralisé pour la détermination des programmes de production et de consommation. L'autorité de régulation compétente vérifie que les tâches et les responsabilités du GRT sont cohérentes avec les définitions de l'article 2, paragraphe 18 ».*

5. Conformément à l'article 18.1, b) de l'EBGL, Elia doit élaborer, au plus tard six mois après l'entrée en vigueur de l'EBGL et pour toutes les zones de programmation de Belgique, une proposition concernant les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre (ci-après : BRP).

6. L'article 18.2 de l'EBGL précise que ces modalités et conditions prévoient également les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché, conformément à l'article 36 du règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique (ci-après : « E&R NC »), et les règles relatives au règlement de déséquilibre et d'énergie d'équilibrage en cas de suspension des activités de marché, conformément à l'article 39 du règlement E&R NC, dès qu'elles auront été approuvées conformément à l'article 4 de ce même règlement. Dans sa décision (B)2635, la CREG a approuvé le 9 novembre 2023 la proposition modifiée d'Elia reçue le 18 juillet 2023. Ces règles sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2024 et visent à contribuer à une action efficace d'Elia pour reconstituer le système électrique après une panne généralisée nationale.

7. L'article 18.3 de l'EBGL prévoit qu'aux fins de l'élaboration des propositions de modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre, chaque gestionnaire de réseau de transport (ci-après : « GRT ») :

*« a) se coordonne avec les GRT et les gestionnaires de réseau de distribution (ci-après : GRD) susceptibles d'être affectés par ces modalités et conditions ;*

*b) respecte les cadres applicables à l'établissement de plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage et pour le processus de compensation des déséquilibres en application des articles 19, 20, 21 et 22 de l'EBGL ;*

*c) associe les autres GRD et parties prenantes tout au long de l'élaboration de la proposition et tient compte de leurs avis, sans préjudice de la consultation publique prévue à l'article 10 de l'EBGL. »*

8. Conformément à l'article 18.6 de l'EBGL, les modalités et conditions applicables aux BRP contiennent entre autres les éléments suivants, importants pour la présente décision :

*« f) les règles relatives au règlement des déséquilibres par les responsables d'équilibre, définies en application du titre V, chapitre 4 de l'EBGL ;*

*k) les règles relatives au règlement des déséquilibres en application des articles 52, 53, 54 et 55 ».*

9. Enfin, l'article 44.1, c) et f) de l'EBGL prévoit que les processus de règlement : c) prévoient des incitations pour les fournisseurs de services d'équilibrage à offrir et fournir des services d'équilibrage au GRT de raccordement. Toutefois, ces incitations ne peuvent pas être des incitations faussées.

## **1.2. DROIT BELGE**

10. L'article 212 du code de bonne conduite prévoit :

*§ 1<sup>er</sup>. Sans préjudice de l'application des codes de réseau et lignes directrices européens, le gestionnaire du réseau de transport soumet les règles d'équilibrage à l'approbation de la CREG après consultation publique. Ces règles sont fixées selon des critères clairement établis, objectifs, transparents et non discriminatoires. Ces règles d'équilibrage sont publiées intégralement sur le site Web du gestionnaire du réseau transport après approbation par la CREG.*

*§ 2. Les règles d'équilibrage visées au paragraphe 1<sup>er</sup> contiennent au moins les éléments suivants, à moins que ces éléments ne soient déjà fixés dans la législation applicable et/ou dans les documents approuvés par la CREG en application de la ligne directrice européenne EBGL :*

1° la liste des moyens qui sont à la disposition du gestionnaire du réseau de transport et les modalités détaillées sur la base desquelles il les utilise pour assurer l'équilibre de la zone de réglage fréquence-puissance ;

2° l'impact éventuel de leur utilisation sur les composants des tarifs appliqués aux responsables d'équilibre conformément à la loi ;

3° les modalités pour la publication en temps utile des informations pertinentes pour l'équilibrage de la zone de réglage fréquence-puissance ;

4° les modalités de surveillance du fonctionnement du marché d'équilibrage et d'établissement de rapports qui y sont associés, destinés à la CREG.

## 2. ANTÉCÉDENTS

### 2.1. Généralités

11. Par sa décision (B)2085 du 18 juin 2020, la CREG a approuvé les deux propositions sur les règles d'équilibrage, introduites par Elia le 28 mai 2020, l'une portant la réserve de stabilisation de la fréquence (FCR) et l'autre sur la réserve automatique de restauration de la fréquence (aFRR). Ces règles d'équilibrage sont entrées en vigueur en même temps que leurs modalités et conditions ou méthodologies respectives pour les fournisseurs de services d'équilibrage (T&C BSP FCR et T&C BSP aFRR).<sup>1</sup>

12. Par décision (B) 2433 du 19 juillet 2022, la CREG a approuvé le 13 mai 2022 la proposition de modification des règles d'équilibrage soumise par Elia. Dans le même temps, la CREG avait demandé à Elia d'apporter quelques modifications pour le 7 octobre 2022 au plus tard. Les changements demandés concernaient principalement la méthode utilisée pour calculer le prix du déséquilibre. La CREG a également demandé à Elia de donner suite aux remarques formulées dans la décision avant que les règles d'équilibrage approuvées par la décision (B)2433 puissent entrer en vigueur. Ces remarques concernent l'utilisation de termes définis et/ou utilisés à l'échelle européenne et une clarification du terme « volumes importés » à l'article 25 de la proposition de modification.

13. Le 3 août 2022, Elia a déposé, en application de l'article 28 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « la loi électricité »), une plainte à l'encontre de la décision (B)2433 en vue d'un réexamen. Par sa décision (B)2450 du 3 octobre 2022, la CREG a rejeté la plainte d'Elia.

14. En date du 20 octobre 2023, la CREG a reçu une proposition d'ELIA de modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires, en français, néerlandais et anglais, dans une version avec et sans *track changes* par rapport à la dernière version approuvée par la CREG (annexe 1 de la présente décision) ;

Cette proposition a également été accompagnée du rapport de consultation, comprenant tous les commentaires individuels (annexe 2 de la présente décision).

15. Elia a soumis une proposition de modification des T&C BSP mFRR en même temps et dans la même lettre. Cette proposition fait l'objet d'une décision distincte de la CREG.

---

<sup>1</sup> <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2085>

16. Elia précise en outre dans sa lettre d'accompagnement que la soumission de la proposition s'inscrit dans le cadre des raccordements futurs à la plateforme européenne mFRR et aFRR. En outre, Elia fait valoir que les modifications proposées impliquent un transfert des dispositions relatives au tarif déséquilibre vers les T&C BRP, tel que conféré par la décision (B)2554 de la CREG du 17 mai 2023.

Elia indique également que la proposition a remplacé toutes les références à des composantes spécifiques relatives au tarif de déséquilibre par une terminologie générale afin de créer une indépendance entre les règles d'équilibrage et les T&C BRP.

Enfin, Elia s'engage, dans un délai d'un an après le go-live local de la plateforme européenne mFRR, à évaluer l'impact du filtrage CRI proposé et à analyser les inefficacités potentiellement liées, ainsi qu'à surveiller les performances de l'algorithme de filtrage CRI. Elia présentera ensuite son analyse à la CREG et aux acteurs du marché via le *Working Group Balancing* et, si les conclusions de cette analyse le recommandent, proposera une adaptation des règles de filtrage CRI. Cette révision portera sur les questions relatives à une échelle d'offres commune pour filtrer les aFRR et les mFRR, et au filtrage des offres proposées dans le cadre d'une activation immédiate et programmée des mFRR, sur une base quart-horaire, préalablement à la congestion.

## **2.2. CONSULTATION PUBLIQUE**

### **2.2.1. Généralités**

17. Sur cette proposition, Elia a organisé une consultation publique du 28 juillet 2023 au 30 août 2023.

Par cette proposition, Elia entend participer à la plateforme européenne mFRR.

18. Parallèlement à la consultation publique sur la proposition, Elia a également procédé à des consultations sur :

- Une proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de la demande de modification de la CREG telle que formulée dans la décision (B)2554 et
- Une proposition de modification des T&C BSP mFRR dans le cadre de la participation à la plateforme européenne mFRR.

19. Elia a reçu trois réactions non confidentielles à la proposition, de la part de :

- la FEBEG (en anglais);
- Febeliec (en anglais) ;
- Centrica (en anglais).

20. Les réponses originales sont incluses dans le rapport de consultation (annexe 2 de la présente décision) et sont disponibles sur le site Web d'Elia. Le rapport de consultation rassemble les réponses reçues et Elia répond aux points de vue exprimés lors de la consultation, qu'elle a ou n'a pas pris en considération.

21. Compte tenu de ce qui précède, le comité de direction de la CREG décide, en vertu de l'article 23, §1<sup>er</sup> de son règlement d'ordre intérieur, de ne pas organiser de consultation, en application de l'article 40, 2° de son règlement d'ordre intérieur, eu égard à la consultation publique organisée par Elia du 28 juillet 2023 au 30 août 2023 inclus. La CREG considère cette consultation comme une consultation publique effective, car elle s'est déroulée sur le site web d'Elia, était facilement accessible pour les acteurs du marché à partir de la page d'accueil et était suffisamment documentée. En outre,

un mailing a été envoyé par Elia à toutes les personnes inscrites sur son site web. La consultation a duré 33 jours calendaires. Compte tenu de la nature des modifications proposées, la CREG estime que la durée de la consultation était suffisamment longue.

### 2.2.2. Discussion rapport de consultation

22. Les principales réactions des acteurs du marché susmentionnés et ce à quoi la CREG souhaite répondre, qu'il s'agisse de la réaction elle-même ou de la réponse d'Elia, sont exposés dans les paragraphes suivants.

23. La FEBEG demande à Elia d'activer les offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR également sur base de considérations économiques et pas seulement techniques.

Elia répond qu'elle active des offres d'énergie d'équilibrage mFRR pour couvrir les déséquilibres attendus du système et signale que cette approche est conforme à la méthodologie de dimensionnement de l'aFRR approuvée par la CREG. Par conséquent, Elia affirme qu'elle ne compensera pas les déséquilibres du système sur la base d'une activation économiquement optimale des offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR.

La CREG souhaite corriger la réponse d'Elia. La méthodologie approuvée de dimensionnement de l'aFRR ne vise pas à dimensionner l'aFRR sur la base des variations du déséquilibre du système pendant la période de règlement des déséquilibres. La méthodologie approuvée de dimensionnement de l'aFRR vise à dimensionner l'aFRR sur la base de l'écart de réglage dans la restauration de la fréquence (ci-après : « FRCE »), conformément à l'article 157(2)(b) du SOGL. C'est pourquoi on applique un *feedback loop* qui fait converger les besoins aFRR initialement calculés vers ce qui est minimalement nécessaire pour atteindre les paramètres cibles du FRCE. Comme indiqué également aux paragraphes 39 et 40 de la décision (B)2538 du 19 juillet 2023 relative à la méthodologie de dimensionnement de l'aFRR proposée par Elia, la CREG contrôlera le résultat de la méthode de dimensionnement de l'aFRR quant à son efficacité à dimensionner l'aFRR sur la base des paramètres cibles du FRCE. S'il s'avère que la méthode estime structurellement les besoins en aFRR supérieurs au minimum nécessaire selon les paramètres cibles du FRCE, la CREG prendra des mesures pour corriger la méthode de dimensionnement de l'aFRR.

La CREG n'est pas non plus d'accord avec la réponse selon laquelle Elia ne doit pas envisager une stratégie d'activation économiquement optimale. Le SOGL et l'EBGL visent tous deux à trouver un compromis optimal entre l'efficacité et le coût le plus bas pour toutes les parties concernées. Plus précisément, les coûts de déséquilibre attendus de l'activation de l'aFRR sont différents vers le haut et vers le bas en raison, entre autres, d'une échelle d'offres asymétrique. Pour cette raison, il peut être économiquement plus intéressant de ne pas assimiler l'activation de la mFRR à la valeur attendue du déséquilibre du système, mais de l'assimiler à la valeur qui réduit au minimum le coût total attendu de l'équilibrage. Cette optimisation économique de la stratégie d'activation profite à tous les acteurs du marché.

Bien que la FEBEG ait été le seul acteur du marché à donner cette réaction lors de la consultation publique, la CREG renvoie néanmoins également au paragraphe 18 de la décision (B)2433 du 19 juillet 2022, pour montrer que l'exigence d'un déploiement économiquement plus optimal de la mFRR et de l'aFRR est également soutenue par Febeliec. Febeliec avait alors demandé à Elia d'étudier plus en détail la méthode d'activation.



La CREG constate que la participation à la plate-forme européenne aFRR et mFRR rend le prix de chaque produit standard plus incertain que si le marché d'équilibrage reste national. Par contre, cela crée des opportunités pour mieux aligner la stratégie d'activation sur la ressource d'équilibrage la moins chère, qu'il s'agisse d'aFRR ou de mFRR. Bien que la CREG reconnaisse les différences techniques entre les deux processus de restauration de la fréquence, la stratégie d'activation différente de GRT voisins crée des opportunités de réduction des coûts d'équilibrage pour les acteurs du marché belges. Ainsi, la première étape vers le développement d'une stratégie d'activation économiquement efficace n'est prévue qu'après la participation du bloc RFP d'Elia aux plateformes européennes mFRR et aFRR.

24. La FEBEG fait valoir que la méthode d'attribution de capacités de transport interne limitées à des offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR (ci-après : le filtrage CRI) doit être basée sur les prix des offres. La FEBEG estime qu'une offre d'énergie d'équilibrage mFRR bon marché doit avoir la priorité sur une offre d'énergie d'équilibrage aFRR plus onéreuse lors de l'allocation de la capacité de transport limitée.

Elia est d'accord avec la FEBEG sous réserve de préciser qu'Elia doit créer des réserves aFRR suffisantes conformément à la méthodologie de dimensionnement de l'aFRR. Elia soutient néanmoins que la complexité de la mise en œuvre de la proposition de la FEBEG est grande. Elia fait également valoir que la mise en œuvre ne peut être justifiée du point de vue des coûts, étant donné qu'Elia ne s'attend à une différence entre le processus de filtrage CRI proposé par la FEBEG et celui proposé par Elia que dans de rares cas. Par conséquent, Elia propose d'analyser les inefficacités dans l'année qui suit le go-live local et, le cas échéant, de proposer des améliorations.

La CREG constate qu'Elia n'est pas opposée à l'application de la proposition de filtrage CRI de la FEBEG. La CREG estime également que la proposition de la FEBEG, compte tenu des réserves minimales aFRR à constituer, est le filtrage CRI le plus rentable. La CREG fait remarquer que le développement du filtre CRI s'est fait dans le cadre de l'adhésion à la plate-forme européenne mFRR, qui est également le contexte dans lequel Elia soumet à la CREG cette proposition de modification des règles d'équilibrage. Elia aurait donc pu corriger la conception du filtrage CRI, suite à la réaction de la FEBEG lors de la consultation publique, au lieu de mettre en œuvre la conception sous-optimale, créant ainsi des coûts qui pourraient empêcher une nouvelle mise en œuvre. La CREG demande donc à Elia de donner suite à sa demande formulée au paragraphe 43 de la présente décision.

La CREG renvoie dans ce cadre à ses remarques, telles que formulées aux paragraphes 39 à 42 de la présente décision.

### **3. ANALYSE ET ÉVALUATION DES MODIFICATIONS PROPOSÉES**

#### **3.1. REMARQUES GÉNÉRALES PRÉALABLES**

25. La proposition trouve son origine dans la participation anticipée du bloc RFP d'Elia à la plateforme européenne mFRR. La participation à la plate-forme européenne mFRR modifie entre autres la manière dont Elia peut activer les offres d'énergie d'équilibrage mFRR.

26. En application de l'article 6.3 de l'EBGL, la CREG a envoyé le 7 avril 2022 par lettre à Elia une demande de modification des T&C BRP, à soumettre à la CREG pour le 24 mai 2022. Avec cette demande de modification, il est demandé à Elia d'inclure dans les T&C BRP une proposition de modification du calcul du prix de déséquilibre, y compris les composantes additionnelles, telles que contenues dans l'article 9 de l'annexe 1 de la décision ACER n° 18/2020 du 15 juillet 2020 relative à l'harmonisation des principales caractéristiques du règlement de déséquilibre, conformément aux articles 5(4)(c) et 18(6)(k) de l'EBGL. Dans la décision (B)2554 du 17 mai 2023, la CREG demande à Elia de lui soumettre une nouvelle proposition de T&C BRP intégrant le calcul du prix de déséquilibre pour le 18 septembre 2023 au plus tard.

Compte tenu de ce qui précède, la CREG évalue la présente proposition en vertu de l'article 212 du code de bonne conduite de la CREG et sur la base de la demande de modification formulée dans la décision (B)2554 du 17 mai 2023.

#### **3.2. DISCUSSION**

##### **3.2.1. Article 1 - Objet et domaine d'application**

27. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

##### **3.2.2. Article 2 – Publication et application des règles d'équilibrage**

28. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

##### **3.2.3. Article 3 – Définitions et interprétations**

29. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

##### **3.2.4. Article 4- Liste des ressources d'équilibrage**

30. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

##### **3.2.5. Article 6 - aFRR et règlement des déséquilibres**

31. Au paragraphe 4 de l'article 6 de la proposition, Elia déclare : *En tant que GRT participant de la Plateforme aFRR, ELIA effectue le processus d'activation aFRR transfrontalière conformément à l'article 21(6) de l'EBGL :*

Cependant, la référence à l'article 21.6 de l'EBGL est incorrecte car cet article ne concerne pas l'activation transfrontalière mais la participation à la plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage provenant des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique.

Pour l'activation transfrontalière des offres d'énergie d'équilibrage, l'article 58.1, c) de l'EBGL renvoie à la partie IV, titre III du règlement (UE) 2017/1485 (ci-après : SOGL) sur la description du processus de compensation des déséquilibres et du processus d'activation transfrontalière.

La CREG constate que l'article 7.4 de la proposition applique une référence correcte, à savoir la partie IV de la SOGL.

La CREG demande à Elia de corriger la référence erronée à l'article 6.4 dans le sens de ce qu'Elia a repris comme référence à l'article 7.4 de la proposition.

Cette correction doit être apportée avant la publication des règles d'équilibrage approuvées par la CREG.

32. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

### **3.2.6. Article 7 - mFRR**

33. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

### **3.2.7. Article 8- Ressources supplémentaires dans des circonstances exceptionnelles**

34. Elia propose de décrire les ressources qu'elle peut activer dans le cadre des articles 7, 12 et 13 de l'accord d'exploitation du bloc RFP (ci-après : « LFC BOA »).

La CREG accepte la proposition d'Elia mais constate que le deuxième paragraphe de cet article est difficilement compréhensible. En effet, les règles d'équilibrage doivent décrire les ressources qu'Elia peut activer. Ces ressources sont énumérées au paragraphe 2.b. Le paragraphe 2.a, quant à lui, décrit le processus par lequel ces ressources peuvent être activées. En conséquence, la CREG propose de décrire le processus au paragraphe 1<sup>er</sup>, et les ressources qui peuvent être activées par Elia dans le cadre du processus au paragraphe 2 de l'article 8 des règles d'équilibrage. Cette description évitera des problèmes d'interprétation.

La CREG demande à Elia d'y donner suite avant la publication des règles d'équilibrage approuvées par la CREG.

35. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

### **3.2.8. Article 9- Concept de liste merit order**

36. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

### **3.2.9. Article 10 -Filtrage CRI des Offres d'Énergie**

37. Elia propose de déclarer des offres d'énergie d'équilibrage aFRR et/ou mFRR comme indisponibles dans le cas où leur activation causerait ou aggraverait une congestion dans une zone électrique. Ce processus est appelé « filtrage CRI » par Elia et est effectué à un niveau CRI « high » ou « medium », comme défini dans les règles de gestion de la congestion. Dans le cadre du filtrage CRI des offres d'énergie d'équilibrage mFRR, au paragraphe 3, Elia propose d'effectuer le filtrage CRI

également sur le premier quart d'heure précédant le quart d'heure de niveau « high CRI » ou « medium CRI ». Ce filtrage est nécessaire parce que les offres d'énergie d'équilibrage mFRR de type d'activation directe, si elles sont activées pendant le quart d'heure en cours, restent également activées pendant le quart d'heure suivant. Par conséquent, une activation a également un impact sur le risque de congestion au cours de ce prochain quart d'heure.

La CREG note que le filtrage CRI au cours du premier quart d'heure précédant le quart d'heure de niveau CRI « high » ou « medium » ne peut s'appliquer qu'aux offres d'énergie d'équilibrage mFRR de type d'activation directe dans le cas où elles sont activées par Elia en dehors de l'enchère programmée (ci-après : « activation directe » ou « activation via enchère directe »). En effet, les offres d'énergie d'équilibrage mFRR, quel que soit leur type d'activation, ne restent pas activées au cours du quart d'heure suivant si elles ont été activées via l'enchère programmée. Par conséquent, la CREG estime que le filtrage CRI ne peut déclarer les offres d'énergie d'équilibrage mFRR de type d'activation directe comme indisponibles au cours du quart d'heure précédant le quart d'heure avec niveau CRI « high » ou « medium » que si elles peuvent également être activées via une enchère directe.

La CREG déduit des paragraphes 2, 3 et 4 de l'article 10 de la proposition que les offres d'énergie d'équilibrage de type d'activation programmée ne sont pas filtrées dans le premier quart d'heure précédant le quart d'heure de niveau CRI « high » ou « medium ». En effet, le paragraphe 2 indique que, dans une zone « Low CRI », toutes les activations d'offres d'énergie d'équilibrage FRR sont autorisées. Le paragraphe 3 précise que si une offre d'énergie d'équilibrage mFRR a été proposée via activation directe, la congestion pour le quart d'heure suivant l'activation directe est prise en compte. La CREG n'en déduit pas que toutes les offres d'énergie d'équilibrage mFRR, tant celles de type d'activation programmée que directe, seront déclarées disponibles au cours du premier quart d'heure précédant le quart d'heure de niveau CRI « high » ou « medium » si elles sont activées par Elia via une enchère programmée.

La CREG comprend, d'après les discussions avec Elia, que la plate-forme européenne mFRR ne permet pas à Elia de déclarer sans risque des offres comme disponibles pour l'enchère programmée et comme indisponibles pour les enchères directes. En effet, si la plateforme européenne mFRR met à jour la disponibilité des offres d'énergie d'équilibrage mFRR trop tard, il est possible qu'une offre d'énergie d'équilibrage mFRR soit activée malgré une capacité de transport trop limitée. Dans ce cas, les restrictions de sécurité sont dépassées. La CREG demande donc à Elia de revoir l'article dans une prochaine modification de la proposition afin que les restrictions de sécurité restent garanties ou de justifier la manière dont Elia procédera à la mise à jour de la disponibilité. La CREG demande également à Elia de rechercher, au niveau européen, une modification automatique de la disponibilité d'une offre d'énergie d'équilibrage mFRR de type d'activation directe, entre une activation programmée et une activation directe, de manière à ce que le risque exposé ci-dessus soit supprimé.

38. Dans le cadre du filtrage CRI d'offres d'énergie d'équilibrage mFRR, Elia propose au paragraphe 3 de prendre en compte le volume disponible d'offres d'énergie d'équilibrage aFRR et le volume net d'offres d'énergie d'équilibrage mFRR. L'ordre de mise en œuvre proposé pour le filtrage CRI consiste donc à filtrer d'abord les offres d'énergie d'équilibrage aFRR, et ensuite seulement les offres d'énergie d'équilibrage mFRR.

En outre, étant donné que les volumes de toutes les offres d'énergie d'équilibrage mFRR activées au cours du premier quart d'heure précédant le quart d'heure en cours sont pris en compte via l'enchère directe, le filtrage CRI est également effectué de manière séquentielle, par quart d'heure, et ce après que les activations effectives des offres d'énergie d'équilibrage mFRR via enchère directe au cours du quart d'heure précédent sont disponibles.

La CREG constate que l'attribution des capacités de transport interne limitées se fait par quart d'heure et par ordre séquentiel. D'autre part, la CREG constate que, dans la proposition de modification des T&C BSP mFRR introduite par Elia le 20 octobre 2023, les offres d'énergie d'équilibrage mFRR sur plusieurs quarts d'heure consécutifs peuvent être couplées. En n'incluant pas explicitement ce couplage dans le filtrage CRI proposé, la solution économiquement optimale n'est pas nécessairement atteinte. La CREG comprend néanmoins que les offres d'énergie d'équilibrage mFRR ne peuvent plus être modifiées après l'heure de fermeture du guichet. La CREG accepte donc provisoirement le filtrage CRI séquentiel proposé.

39. En outre, la CREG constate que les offres d'énergie d'équilibrage aFRR bénéficient d'un accès prioritaire aux capacités de transport internes limitées par rapport aux offres d'énergie d'équilibrage mFRR. Le raisonnement d'Elia pour ce choix est exposé au paragraphe 24 de la présente décision. La FEBEG a également fait le même constat. Bien que la CREG estime que l'analyse concernant la complexité informatique, les coûts de mise en œuvre et d'autres spécifications, telles que l'obtention d'un résultat dans les délais, aurait déjà dû être effectuée au moment de l'introduction de la proposition. Elia aurait pu estimer concrètement les adaptations à mettre en œuvre pour obtenir un filtrage CRI économiquement optimal, y compris un plan de mise en œuvre, comme l'exige l'article 5.5 de l'EBGL.

40. La CREG note également qu'Elia souhaite réaliser une analyse coûts-bénéfices avant de mettre en œuvre un filtrage<sup>2</sup> économiquement optimal des offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR. La CREG constate premièrement que le filtrage CRI fait partie d'une fonctionnalité nouvellement conçue et mise en œuvre, nécessaire pour participer à la plate-forme européenne mFRR. Étant donné que le filtrage CRI proposé par Elia n'était pas conçu de manière optimale, les coûts de mise en œuvre associés n'auraient pas dû être réalisés par Elia. Ainsi, l'analyse coûts-bénéfices ne devrait pas inclure les coûts de correction des choix et contraintes de conception effectués tout en dégageant des bénéfices. Deuxièmement, la CREG constate que les coûts et les bénéfices ne sont pas attribués à la même partie. En effet, les coûts d'un filtrage CRI différent du filtrage économiquement optimal sont supportés par les BSP sous la forme d'un manque à gagner, tandis que les coûts de la mise en œuvre d'un filtrage CRI économiquement optimal sont supportés par Elia. Compte tenu de ces deux éléments, la CREG estime qu'une analyse coûts-bénéfices n'est pas appropriée. Au contraire, Elia devrait mettre en œuvre le filtrage CRI économiquement optimal avant que les acteurs du marché ne soient exposés à des pertes de revenus.

41. La CREG constate que le filtrage CRI proposé est une élaboration de l'article 29 (14) de l'EBGL. L'article 29(14) de l'EBGL est également encadré par l'article 9 de l'annexe I des décisions ACER 02/2020 (ci-après : « aFRR IF ») et 03/2020 (ci-après : « mFRR IF »), toutes deux datées du 24 janvier 2020. Dans l'article 9(7) de l'aFRR IF et dans l'article 9(8) de la mFRR IF, l'ACER impose que la déclaration d'indisponibilité des offres d'énergie d'équilibrage ne soit possible que pour les offres d'énergie d'équilibrage les plus chères. Le fait d'accorder aux offres d'énergie d'équilibrage aFRR un accès prioritaire à la capacité de transport interne limitée, comme c'est le cas dans le filtrage CRI proposé par Elia, ne garantit pas que les offres d'énergie d'équilibrage mFRR moins chères, c'est-à-dire moins chères que l'offre d'énergie d'équilibrage aFRR la plus chère disponible, se verront également accorder l'accès.

On pourrait faire valoir que la mFRR IF et l'aFRR IF imposent chacune respectivement un filtrage économiquement optimal pour la mFRR ou l'aFRR. La CREG constate néanmoins que le paragraphe 120 de la décision ACER 02/2020 et le paragraphe 140 de la décision ACER 03/2020 mettent tous deux en avant l'impact de l'activation des offres sur l'élément de réseau limitant. Dans ce contexte, la CREG constate que les offres d'énergie d'équilibrage aFRR sont activées plus tardivement que les offres

---

<sup>2</sup> Pour plus de clarté, la CREG, tout comme Elia, considère qu'un volume minimum d'offres d'énergie d'équilibrage aFRR doit être disponible si nécessaire pour répondre aux paramètres cibles FRCE en vertu de l'article 128 du SOGL.

d'énergie d'équilibrage mFRR, pour une fourniture dans le même quart d'heure, en raison d'un délai d'activation complet plus long pour la mFRR que pour l'aFRR. Par conséquent, dans la pratique, la mFRR sera activée en premier pour une fourniture au cours d'un quart d'heure donné, et seulement ensuite l'aFRR. Ainsi, l'activation de la mFRR utilisera d'abord la capacité de transport limitée et aura d'abord un impact sur l'élément de réseau limitant. Par conséquent, l'article 9(8) de la mFRR IF doit être mis en œuvre en premier lieu, et seulement ensuite l'article 9(7) de la mFRR IF, dans le contexte de cette interprétation de la mFRR IF et de l'aFRR IF. En conclusion, si une mise en œuvre séquentielle du mFRR IF et de l'aFRR IF est argumentée, il faudrait donc intervertir la séquence en ce qui concerne le filtrage CRI proposé par Elia. Quelle que soit l'interprétation suivie, le filtrage CRI proposé par Elia n'est pas justifié si l'on applique les décisions pertinentes de l'ACER.

Indépendamment de ce qui précède, le filtrage CRI simultané et économiquement optimal des offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR, sous réserve des volumes minimums d'offres aFRR à constituer conformément aux paramètres cibles FRCE, doit conduire aux coûts d'équilibrage les plus bas pour les consommateurs finaux. Cela améliore également la concurrence entre les marchés de l'énergie d'équilibrage. Ces deux objectifs figurent aux articles 3.1(a) et 3.2(c) de l'EBGL.

42. Elia fait valoir la dérogation au filtrage CRI économiquement optimal en raison de l'impact rare attendu que le filtrage CRI économiquement optimal aurait par rapport au filtrage CRI proposé par Elia. En d'autres termes, selon Elia, sa proposition de filtrage CRI conduirait presque toujours au filtrage CRI économiquement optimal dans la pratique.

La CREG y voit également un argument en faveur de la description, dans les règles d'équilibrage, d'un filtrage CRI économiquement optimal. Conformément aux attentes d'Elia, il ne pourrait de toute façon y avoir aucune différence dans la pratique, et Elia n'est donc pas obligée de procéder immédiatement à des mises en œuvre IT coûteuses et complexes pour s'aligner sur le processus de filtrage CRI décrit.

43. Compte tenu de l'explication ci-dessus, la CREG approuve néanmoins le filtrage CRI proposé par Elia à condition qu'Elia intègre en temps utile le filtrage CRI économiquement optimal dans l'article 10 des règles d'équilibrage afin d'éviter que le filtrage CRI proposé n'engendre des coûts d'opportunité pour les acteurs du marché. L'octroi d'un accès prioritaire des offres d'énergie d'équilibrage aFRR, s'il devait s'écarter du résultat du filtrage CRI économiquement optimal, vise délibérément une disponibilité nécessaire des ressources aFRR plus élevée que ne l'exige la méthodologie de dimensionnement. Par conséquent, lors de la sélection pour l'activation d'offres d'énergie d'équilibrage aFRR déclarées comme disponibles au détriment d'offres d'énergie d'équilibrage mFRR moins chères via le filtrage CRI proposé, le premier critère de l'article 30 de la méthodologie tarifaire est rempli, ce qui permet à la CREG de rejeter les coûts.

### **3.2.10. Article 12 - Sélection et activation d'Offres d'Énergie aFRR**

44. Elia propose dans le paragraphe 3 de transmettre les échelles d'offres locales par direction à la plateforme européenne aFRR au plus tard 10 minutes avant le début du quart d'heure.

La CREG constate que le délai d'introduction des offres d'énergie d'équilibrage FRR est fixé dans les décisions ACER 02/2020 et 03/2020. Si les décisions de l'ACER sont modifiées sur ce point, le paragraphe 3 de la proposition doit également être modifié. Afin d'éviter de telles modifications administratives, la CREG estime qu'une référence à l'heure de fermeture du guichet pour la soumission d'offres d'énergie par un GRT, telle que figurant dans les décisions de l'ACER précitées, doit être intégrée. La CREG demande à Elia d'apporter cette modification dans une prochaine proposition de modification des règles d'équilibrage.

Ce commentaire s'applique également à d'autres éléments de la proposition, par exemple ceux relatifs au fonctionnement de la plateforme européenne aFRR et mFRR. La CREG demande à Elia de tenir compte de cette remarque dans une prochaine proposition de modification des règles d'équilibrage.

45. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

### **3.2.11. Article 13 - Sélection et activation d'Offres d'Énergie mFRR**

46. Elia propose dans le paragraphe 2 d'activer les offres d'énergie d'équilibrage mFRR sur la base de la meilleure estimation du déséquilibre du système.

La CREG ne peut soutenir ce principe que temporairement et renvoie au paragraphe 23 de la présente décision.

La CREG renvoie en outre à son commentaire au paragraphe 44 de la présente décision, qui explique pourquoi il convient d'éviter la duplication d'éléments dans les décisions de l'ACER.

47. Dans l'article 13.4 proposé, Elia affirme : *Si elle le juge nécessaire, ELIA peut déroger aux règles énoncées au paragraphe 1<sup>er</sup>. En cas de dérogation structurelle à ces règles, ELIA justifiera cette dérogation auprès des acteurs du marché belge et de la CREG.*

Étant donné que la dérogation ne repose sur aucun critère objectif et qu'elle pourrait donc donner lieu à une discrimination, la CREG ne peut pas accepter cette modification de l'article 13.4 à l'heure actuelle. Une dérogation basée sur des critères objectifs déjà connus est possible (dans la mesure où la loi le permet). Ces critères objectifs font toutefois défaut et doivent dès lors être repris dans une proposition de modification des règles d'équilibrage qui doit être soumise à l'approbation de la CREG après une consultation publique à ce sujet.

48. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

### **3.2.12. Article 14 - Activation de ressources supplémentaires dans des circonstances exceptionnelles**

49. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

### **3.2.13. Article 15 - Généralités**

50. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

### **3.2.14. Article 16 - Publication sur la plateforme de transparence ENTSO-E**

51. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

### **3.2.15. Article 17 - Publication sur le site web d'ELIA**

52. Dans le premier paragraphe, Elia propose que les données quart-heures soient également utilisées pour la formation des prix de compensation des déséquilibres comme décrit dans la proposition tarifaire.

La CREG note que le calcul des prix de déséquilibre doit être repris in extenso dans les T&C BRP. Le CREG renvoie, dans ce cadre, à sa décision (B)2688 du 30 novembre 2023. Par conséquent, la CREG ne

peut accepter de référence à la proposition tarifaire dans le cadre de la formation des prix pour la compensation des déséquilibres. La CREG demande donc à Elia de remplacer la référence à la proposition tarifaire par une référence aux T&C BRP, ou de supprimer la référence, et ce avant la publication des règles d'équilibrage.

53. Elia propose au point a. du troisième paragraphe de publier les volumes d'énergie d'équilibrage activés dans le bloc RFP d'Elia par type de réserve, sur une base quart-horaire.

La CREG constate qu'il peut y avoir une différence entre les offres d'énergie d'équilibrage sélectionnées par la plate-forme européenne aFRR ou mFRR et les offres d'énergie d'équilibrage activées par Elia. Cette différence a deux causes. Premièrement, la différence provient du fait qu'Elia peut également activer des offres d'énergie d'équilibrage à d'autres fins que l'équilibrage. Deuxièmement, un délai se produit entre la sélection de l'offre par la plate-forme européenne et l'activation de l'offre par le régulateur aFRR local (cf. article 12.5 de la proposition de modification des règles d'équilibrage). La CREG estime dès lors qu'une plus grande transparence peut être offerte, d'une part en publiant l'objectif de l'activation par offre et, d'autre part en publiant également les volumes d'énergie d'équilibrage sélectionnés en dehors de la plate-forme européenne. La CREG demande à Elia de donner suite à cette remarque dans une prochaine proposition de modification des règles d'équilibrage.

54. Elia propose au point d. i. du troisième paragraphe de publier, par minute et avec un retard maximum de 2 minutes, les composantes volume et prix du prix de déséquilibre, par type de réserve.

La CREG constate que cette disposition remplace la disposition qui prévoyait la publication, minute par minute, des volumes et des prix de l'énergie d'équilibrage activée par type de réserve. La CREG estime que les volumes et les prix de l'énergie d'équilibrage activée par type de réserve doivent encore être publiés par Elia. Suite à une demande de clarification qui lui a été adressée, Elia a confirmé que la disposition proposée au point d. i. de l'article 17.3 de la proposition de modification des règles d'équilibrage vise également à publier les volumes et les prix de l'énergie d'équilibrage activée par type de réserve, pour autant qu'ils aient un impact sur le calcul du prix de déséquilibre. En tenant compte de la décision (B)2688 du 30 novembre 2023, la publication proposée implique la publication des paramètres utilisés pour calculer le prix de déséquilibre, tels que la *satisfied demand* et les prix marginaux, pour chaque type de réserve.

55. Elia propose au point d. v. du troisième paragraphe de publier l'ACE par minute et avec un retard maximum de 2 minutes.

La CREG constate que la terminologie utilisée dans les règlements européens, les décisions de l'ACER et les propositions soumises par ENTSO-E est « FRCE » au lieu de « ACE ». La CREG demande à Elia, dans une prochaine proposition de modification des règles d'équilibrage, d'adopter cette terminologie au lieu de continuer à utiliser une terminologie de moins en moins courante, et de procéder à cette adaptation avant la publication des règles d'équilibrage.

La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler au sujet des autres modifications proposées.

### **3.2.16. Article 20 - Offres d'Énergie dans le Bloc RFP d'ELIA**

56. Elia propose au troisième paragraphe de transmettre à la CREG les caractéristiques de toutes les offres d'énergie d'équilibrage pour la FCR, l'aFRR et la mFRR. Au quatrième paragraphe, Elia propose d'inclure ces informations dans le rapport de monitoring mensuel.

La CREG précise que les caractéristiques de toutes les offres d'énergie d'équilibrage ne doivent pas seulement être communiquées sur une base mensuelle, mais que la CREG doit au moins pouvoir recevoir quotidiennement des offres d'énergie d'équilibrage individuelles, sous une forme non



anonymisée, afin de pouvoir continuer à remplir efficacement ses missions de monitoring. Par conséquent, la CREG accepte les modifications, mais demande à Elia de donner suite à cette observation dans le cadre d'une prochaine proposition de modification des règles d'équilibrage.

La CREG précise également que les caractéristiques des offres d'énergie d'équilibrage aFRR et mFRR changent suite à l'adhésion aux plates-formes européennes. Etant donné que toutes les nouvelles caractéristiques doivent être communiquées à la CREG à partir du moment où Elia participe à la plate-forme européenne aFRR (ou à la plate-forme européenne mFRR), la CREG demande à Elia de coordonner les modalités pratiques avec elle en temps utile afin que la CREG dispose toujours de toutes les informations relatives aux offres d'énergie d'équilibrage.

57. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler au sujet des autres modifications proposées.

### **3.2.17. Article 21 - Plateformes européennes**

58. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

### **3.2.18. Article 22 - Volumes d'énergie d'équilibrage activés pour le Bloc RFP d'ELIA**

59. Elia propose d'établir un rapport, après raccordement à la fois à la plateforme européenne aFRR et mFRR, de la mFRR Satisfied Demand, de l'aFRR Satisfied Demand et des volumes échangés via la plateforme IN.

La CREG constate qu'aucun rapport n'est prévu sur les volumes aFRR et mFRR importés. Après clarification par Elia, ces données sont publiées sur l'ENTSO-E Transparency platform.

60. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler au sujet des autres modifications proposées.

### **3.2.19. Article 23 - Prix de Déséquilibre**

61. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

### **3.2.20. Article 25 - Monitoring de l'utilisation du mécanisme par les BRP**

62. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées.

### **3.2.21. Article 26 - Monitoring du filtrage**

63. La CREG n'a pas de remarques à formuler au sujet des modifications proposées. Avant l'établissement du rapport, la CREG invite Elia à en discuter les modalités détaillées avec elle.

### **3.3. AUTRES REMARQUES**

64. Au paragraphe 52 de la décision (B)2433 du 19 juillet 2022, la CREG a demandé à Elia d'aligner trois termes sur la terminologie utilisée dans l'EBGL ou dans les décisions de l'ACER.

Concrètement, la CREG a demandé à Elia de remplacer le terme « Area Control Error (ACE) » par « écart de réglage dans la restauration de la fréquence (FRCE) ».

La CREG a également demandé que le terme « evenwichtsverantwoordelijke » soit remplacé par le terme « balanceringsverantwoordelijke » tel que défini à l'article 2(7) de l'EBGL. Le terme « evenwichtsverantwoordelijke » peut encore être inclus dans la définition car il est toujours utilisé dans la législation nationale.

Enfin, le terme « offres d'énergie » est défini, tandis que le terme « offres d'énergie d'équilibrage » est utilisé dans l'EBGL et dans les décisions de l'ACER.

La CREG constate que toutes les modifications demandées n'ont pas été mises en œuvre par Elia. Aucune justification n'a non plus été donnée quant à la raison pour laquelle ces modifications n'ont pas été apportées. Par conséquent, la CREG réitère sa demande de remplacer le terme « ACE » par le terme « FRCE ». En effet, le terme « FRCE » est utilisé plus fréquemment dans le SOGL. De même, le terme « FRCE » est utilisé dans l'accord d'exploitation du bloc RFP au lieu de « ACE ». L'utilisation cohérente des termes permet d'éviter toute confusion. Ce commentaire est le même que celui formulé au paragraphe 555 de la présente décision.

## 4. DÉCISION

En application de l'article 212 du code de bonne conduite du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions, la CREG approuve la proposition de la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM modifiant les règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires telle que soumise par Elia le 20 octobre 2023, à l'exception de la modification proposée à l'article 13.4 et tel que discuté au paragraphe 47 de la présente décision.

En outre, la CREG demande à ELIA TRANSMISSION BELGIUM de donner suite aux remarques formulées aux paragraphes 31, 34 et 52 de la présente décision.

Ces adaptations et améliorations doivent être communiquées à la CREG avant que la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM ne procède à la publication sur son site Web des règles d'équilibrage approuvées par la CREG.

Enfin, la CREG demande à Elia de donner suite à ses remarques formulées aux paragraphes 37, 43, 44, 53, 55, 56 et 64 de la présente décision.



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

Laurent JACQUET  
Directeur

Ilse TANT  
Directrice

Koen LOCQUET  
Président du Comité de direction

# **ANNEXE 1**

**Proposition de modification des Règles d'équilibrage destinées à la compensation des déséquilibres quart-horaires, en langue néerlandaise, française et anglaise – 20 octobre 2023- version clean**

## **ANNEXE 2**

**Rapport de consultation comportant tous les commentaires individuels, en langue anglaise – version non confidentielle- 20 octobre 2023**