CREG

Commission de Régulation
de l'Électricité et du Gaz

Décision

(B)2554
17 mai 2023

Décision abrogeant partiellement la décision (B)2433 du 19 juillet 2022, abrogeant la décision (B)2497 et relative à la demande de modification des T&C BRP

prise en application de l'article 6.3 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique

Non confidentiel

CREG - rue de l'Industrie 26-38, 1040 Bruxelles, Belgique
T +32 2 289 76 11 - www.creg.be

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES 2
INTRODUCTION 3
1. CADRE LEGAL 3
1.1. Droit européen 3
1.2. Décision ACER 6
1.3. Code de bonne conduite électricité 6
2. ANTECEDENTS 7
2.1. Généralités 7
2.2. Consultation 8
3. ANALYSE 9
3.1. Abrogation de la décision (B)2433 9
3.2. Abrogation de la décision (B)2497 9
3.3. Demande de modification des T&C BRP 10
3.3.1. Avant-propos 10
3.3.2. Considérations de fond de la CREG sur les modifications approuvées des articles 16 et 17 des règles d'équilibrage 10
3.3.3. Conclusion 16
4. DECISION 17
Annexe 1 18
Annexe 2 19
Annexe 3 20
Annexe 4 22

INTRODUCTION

Le 19 juillet 2022, le comité de direction de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (« CREG ») a pris la décision (B)2433 concernant la proposition d'ELIA TRANSMISSION BELGIUM portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires.

Le 3 août 2022, Elia Transmission Belgium (ci-après : 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 en vue d'un réexamen de la décision (B)2433.

Le 3 octobre 2022, le comité de direction de la CREG a pris la décision (B)2450, qui déclare la plainte recevable mais non fondée.

Le 2 novembre 2022, Elia a déposé une demande d'annulation de la décision (B)2450 auprès de la Cour des marchés. La Cour des marchés, par arrêt du 3 mai 2023, a annulé la décision (B)2450 (annexe 1 de la présente décision).

Le 9 mars 2023, la CREG a pris la décision (B)2497 sur la révision des méthodologies et des conditions pour le responsable d'équilibre ou « les T&C BRP » dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre en application des articles 4.7 et 6.3 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après : « EBGL »).

Outre l'introduction, la décision contient quatre chapitres : le premier chapitre présente le cadre juridique, le deuxième chapitre décrit les antécédents ; le troisième chapitre traite de l'abrogation partielle de la décision (B)2433, de l'abrogation de la décision (B)2497 et de la demande de soumission d'une proposition de modification des T&C BRP en vertu de l'article 6.3 de l'EBGL et le quatrième chapitre concerne la décision.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG par procédure écrite en date du 17 mai 2023.

1. CADRE LEGAL

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 : « règlement 2019/943 ») prévoit, entre autres, comment le marché d'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. L'EBGL est entré en vigueur le 18 décembre 2017.

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 d'énergie 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 gestionnaires de réseau de transport (ci-après : « GRT ») en matière de publication d'informations notamment sur l'équilibre actuel du système électrique dans sa ou ses zones de programmation, d'informations 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 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 ce qui suit :

> *« 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, au plus tard six mois après l'entrée en vigueur de l'EBGL et pour toutes les zones de programmation de la Belgique, Elia élabore une proposition concernant les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre (ci-après : « T&C BRP »).

6. L'article 18.3 de l'EBGL prévoit qu'aux fins de l'élaboration des propositions de T&C BRP, chaque GRT procède comme suit :

> *« a) il se coordonne avec les GRT et les GRD [gestionnaires de réseau de distribution] susceptibles d'être affectés par ces modalités et conditions ;*
>
> *b) il 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) il 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]. »*

7. Conformément à l'article 18.6 de l'EBGL, les T&C BRP incluent entre autres :

> *« 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 ».*

8. Conformément à l'article 18.7 de l'EBGL, chaque GRT de raccordement peut inclure les éléments suivants dans la proposition de modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage ou dans les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre :

> *« a) l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, de communiquer des informations sur la capacité de production inutilisée et les autres ressources d'équilibrage provenant des fournisseurs de services d'équilibrage, après l'heure de fermeture du guichet du marché journalier et après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones ;*
>
> *b) lorsque cela est justifié, l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, d'offrir les capacités de production inutilisées ou les autres ressources d'équilibrage dans le cadre d'offres d'énergie d'équilibrage ou d'offres de processus de programmation intégré sur les marchés de l'équilibrage après l'heure de fermeture du guichet du marché journalier, sans préjudice de la possibilité, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, de modifier leurs offres d'énergie d'équilibrage avant l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage ou l'heure de fermeture du guichet pour le processus de programmation intégré, du fait des échanges sur le marché infrajournalier ;*
>
> *c) lorsque cela est justifié, l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, d'offrir la capacité de production inutilisée ou les autres ressources d'équilibrage dans le cadre d'offres d'énergie d'équilibrage ou d'offres de processus de programmation intégré sur les marchés de l'équilibrage après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones ;*
>
> *d) des exigences spécifiques concernant la position des responsables d'équilibre soumise après l'échéance du marché journalier, afin de garantir que la somme de leurs programmes d'échanges commerciaux intérieurs et extérieurs soit égale à la somme des programmes de production et de consommation physiques, compte tenu de la compensation des pertes électriques, le cas échéant ;*
>
> *e) une dérogation à l'obligation de publier des informations sur les prix proposés pour les offres d'énergie d'équilibrage ou les offres de capacité d'équilibrage en raison de risques d'abus de marché, en application de l'article 12, paragraphe 4 ;*
>
> *f) une dérogation, pour les produits spécifiques définis à l'article 26, paragraphe 3, point b), en application de l'article 16, paragraphe 6, permettant de prédéterminer le prix des offres d'énergie d'équilibrage dans un contrat de capacité d'équilibrage ;*
>
> *g) le recours à la fixation de deux prix pour tous les déséquilibres sur la base des conditions établies en application de l'article 52, paragraphe 2, point d) i), et la méthodologie de fixation des deux prix en application de l'article 52, paragraphe 2, point d) ii). »*

9. Comme Elia n'applique pas un modèle d'appel centralisé, l'article 18.8 de l'EBGL n'est pas d'application.

10. L'article 18.9 de l'EBGL prévoit que chaque GRT s'assure du respect par toutes les parties, dans sa ou ses zones de programmation, des exigences énoncées dans les modalités et conditions applicables à l'équilibrage.

11. Enfin, l'article 6.3 de l'EBGL prévoit que :

> *« L'Agence ou les autorités de régulation lorsqu'elles sont responsables de l'adoption des modalités et conditions ou des méthodologies en application de l'article 5, paragraphes 2, 3 et 4, peuvent, respectivement, demander des propositions de modification de ces modalités et conditions ou de ces méthodologies et fixer un délai pour la soumission de ces propositions. Les GRT responsables de l'élaboration d'une proposition de modalités et conditions ou de méthodologies peuvent proposer des modifications aux autorités de régulation et à l'Agence. Les propositions de modification des modalités et conditions ou des méthodologies font l'objet d'une consultation conformément à la procédure énoncée à l'article 10 et sont approuvées conformément à la procédure énoncée aux articles 4 et 5. »*

1.2. DÉCISION ACER

12. Le 15 juillet 2020, l'ACER a pris une décision 18/2020[1] (ci-après : « décision ACER ») afin d'harmoniser davantage les principales caractéristiques du règlement des déséquilibres en Europe. La disposition concernant le prix de déséquilibre pour les déséquilibres positifs et négatifs, y compris les composantes additionnelles, fait entre autres l'objet de cette décision de l'ACER.

13. Les articles 9(6) et 12(2) de la décision ACER prévoient ce qui suit :

> *« (6) The connecting TSO or connecting TSOs of an imbalance price area may propose in the Member State's terms and conditions for BRPs the conditions and a methodology to calculate additional components, to be included in the imbalance price calculation. In that case, this TSO or these TSOs shall propose one or more of the following additional components:*
>
> *(a) a scarcity component to be used in nationally defined scarcity situations;*
>
> *(b) an incentivising component to be used to fulfil nationally defined boundary conditions;*
>
> *(c) a component related to the financial neutrality of the connecting TSO."*
>
> *12(2) Each TSO shall implement the Articles of the imbalance settlement harmonisation methodology, relevant to their dispatching model, self-dispatching or central dispatching, in accordance with Article 52(4) of the EB Regulation, no later than eighteen months after approval. »*

Ou : si le GRT souhaite appliquer une composante additionnelle lors du calcul du prix de déséquilibre pour les déséquilibres dans le sens positif ou négatif, ces composantes additionnelles doivent être décrites dans les T&C BRP au plus tard 18 mois après leur approbation. Le délai de 18 mois a expiré le 15 janvier 2022.

1.3. CODE DE BONNE CONDUITE ÉLECTRICITÉ

14. Par la loi du 21 juillet 2021, un paragraphe 2 a été ajouté à l'article 11 de la loi électricité, qui habilite la CREG à établir, par décision, un code de bonne conduite pour la gestion du réseau de transport d'électricité.

Le code de bonne conduite électricité définit les conditions pour :

- le raccordement et l'accès au réseau de transport, sur proposition du gestionnaire de réseau de transport Elia ;
- la fourniture de services auxiliaires ;
- l'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

15. Après consultation publique, la CREG a adopté un code de bonne conduite électricité par décision du 20 octobre 2022, qui est entré en vigueur le 20 octobre 2022. L'établissement du code de bonne conduite électricité a été publié par avis au Moniteur belge le 27 octobre 2022.

16. L'article 119, § 4 du code de bonne conduite électricité prévoit que le contrat-type de BRP contient au moins les éléments suivants :

[1] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual decisions/ACER Decision 18-2020 on the harmonisation of the main features of imbalance settlement (ISHP).pdf

« 1° les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre en application des articles 5.5, 18.1, et 18.6 de la ligne directrice européenne EBGL ;

2° le cas échéant, l'application de l'art. 18.7, d) et g), de la ligne directrice européenne EBGL ;

.... »

17. Conformément à l'article 212 du code de bonne conduite électricité, et sans préjudice de l'application des codes de réseau et lignes directrices européens, Elia 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 internet du gestionnaire du réseau transport après approbation par la CREG.

Le § 2 de l'article 212 du code de bonne conduite électricité énumère le contenu des règles d'équilibrage (soulignage ajouté) :

§ 2. Les règles d'équilibrage visées au paragraphe 1er 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.

Le soulignage signifie que les règles d'équilibrage ne doivent pas répéter, ni développer ce qui doit être repris dans les documents approuvés par la CREG conformément à l'EBGL. Tout au plus, une référence au document approuvé peut être incluse dans les règles d'équilibrage.

2. ANTECEDENTS

2.1. GÉNÉRALITÉS

18. Le 19 juillet 2022, par décision (B)2433, la CREG a approuvé la proposition d'Elia portant modification des règles d'équilibrage, en application de l'article 200 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

L'approbation incluait les articles 16 et 17 car la CREG ne voulait pas compromettre l'adhésion prévue à la plate-forme européenne aFRR en septembre 2022. En outre, la décision demandait également à Elia de soumettre à la CREG, en application de l'article 6.3 de l'EBGL, une proposition de modification des T&C BRP, après consultation publique, pour le 7 octobre 2022.

19. L'adhésion à la plateforme européenne aFRR a été reportée par Elia à avril 2024, comme elle l'a communiqué dans le Working Group Balancing du 2 février 2023[2].

20. Le 3 août 2022, Elia a déposé une plainte contre cette décision en application de l'article 28 de la loi électricité en vue d'un réexamen.

21. Le 3 octobre 2022, la CREG a statué sur la plainte dans sa décision (B)2450. La plainte a été déclarée recevable mais non fondée.

22. Le 2 novembre 2022, Elia a déposé une demande d'annulation de la décision (B)2450 auprès de la Cour des marchés. La Cour des marchés a annulé la décision (B)2450 par arrêt du 3 mai 2023.

La Cour des marchés arrive à la conclusion que la date du 7 octobre 2022, fixée dans la décision (B)2433, n'est pas un délai raisonnable pour permettre à Elia, en application de l'article 6.3 de l'EBGL, de soumettre à la CREG une proposition de modification des T&C BRP, après consultation publique, au regard du délai que la CREG a elle-même utilisé pour adopter, en application de l'article 4.7 de l'EBGL, une modification des T&C BRP par la décision (B)2497.

23. Etant donné que le 7 octobre 2022, la CREG n'avait pas reçu d'Elia de proposition de modification des T&C BRP, la CREG a révisé, par décision (B)2497 du 9 mars 2023, les T&C BRP dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre, conformément aux articles 4.7 et 6.3 de l'EBGL.

24. Le 24 mars 2023, Elia a déposé une plainte contre cette décision, en application de l'article 28 de la loi électricité, en vue d'un réexamen.

2.2. CONSULTATION

25. Par la présente décision, la CREG abroge partiellement la décision (B)2433, plus précisément la demande de la CREG adressée à Elia de soumettre pour approbation le 7 octobre 2022, après consultation publique, une proposition de modification des T&C BRP.

26. En outre, la décision (B)2497 est également abrogée dans son intégralité.

27. Ces deux abrogations sont basées sur l'arrêt de la Cour des marchés du 3 mai 2023, qui a jugé irréaliste le délai du 7 octobre 2022 pour qu'Elia soumette à la CREG une proposition de modification des T&C BRP après consultation.

28. L'abrogation a pour effet que les décisions (B)2433 sur la demande de modification des T&C BRP pour le 7 octobre 2022 et (B)2497 sont réputées n'avoir jamais existé.

29. Outre l'abrogation, la CREG formule dans la présente décision une demande à Elia de soumettre une proposition de modification des T&C BRP après consultation pour le 18 septembre 2023, en application de l'article 6.3 de l'EBGL.

30. Compte tenu de ce qui précède, la CREG est d'avis qu'il n'y a pas lieu d'organiser une consultation sur la présente décision conformément à l'article 39, 5° du règlement d'ordre intérieur de la CREG. L'abrogation partielle de la décision (B)2433 et l'abrogation de la décision (B)2497 ne privent pas non plus Elia ou les acteurs du marché de leurs droits. La demande visée au paragraphe 29 de la présente décision ne prive pas non plus Elia de ses droits. Par souci d'exhaustivité, la CREG renvoie à cet effet

[2] Voir entre autres le slide 19 de la présentation donnée lors du Working Group Balancing, disponible sur le site d'Elia : https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/ug/wg-balancing/2022/20230202/20230202_wg-bal-slides.pdf

aux paragraphes 73 et 74 de l'arrêt de la Cour des marchés du 3 mai 2023 (annexe 1 de la présente décision).

3. ANALYSE

3.1. ABROGATION DE LA DÉCISION (B)2433

31. La décision (B)2433 se compose de deux volets : d'une part, la CREG statue sur la proposition d'Elia portant modification des règles d'équilibrage, soumise à la CREG le 13 mai 2022. D'autre part, en vertu de l'article 6.3 de l'EBGL, la CREG réitère sa demande à Elia de soumettre une proposition de modification des T&C BRP à l'approbation de la CREG pour le 7 octobre 2022.

32. Bien que la CREG ait émis des critiques sur les modifications proposées aux articles 16 et 17 des règles d'équilibrage, la CREG a approuvé l'ensemble des modifications des règles d'équilibrage afin de ne pas empêcher l'adhésion à la plate-forme européenne aFRR, prévue pour septembre 2022. Cette adhésion est actuellement reportée au deuxième trimestre 2024 (paragraphe 19 de la présente décision).

33. Par arrêt du 3 mai 2023, la Cour des marchés a jugé que la plainte déposée par Elia contre la décision (B)2433 était fondée et a donc annulé la décision (B)2450.

Pour parvenir à cette conclusion, la Cour des marchés explique aux paragraphes 111-117 (annexe 1 de la présente décision) que la date du 7 octobre 2022 fixée dans la décision (B)2433 n'était pas un délai raisonnable dans lequel Elia pouvait soumettre une proposition de modification des T&C BRP à l'approbation de la CREG après consultation publique. Par conséquent, la décision (B)2450 aurait dû en tenir compte puisque c'était l'un des griefs soulevés par Elia dans sa plainte du 3 août 2022.

Pour ces raisons, la CREG retire cet aspect de sa décision (B)2433.

3.2. ABROGATION DE LA DÉCISION (B)2497

34. La décision (B)2497 prise par la CREG le 9 mars 2023 est la conséquence du fait qu'Elia n'a pas soumis à l'approbation de la CREG, le 7 octobre 2022, une proposition de modification des T&C BRP.

Comme la Cour des marchés a décidé par arrêt du 3 mai 2023 que le délai du 7 octobre 2022 n'était pas réaliste pour qu'Elia soumette une proposition de modification des T&C BRP pour approbation de la CREG après consultation, la décision (B)2497 du 9 mars 2023 est retirée.

3.3. DEMANDE DE MODIFICATION DES T&C BRP

3.3.1. Avant-propos

35. Comme indiqué ci-dessus, la proposition de modification des règles d'équilibrage a été approuvée par la décision (B)2433 dans son intégralité, y compris les articles 16 et 17, et ce alors que la CREG estime que les modifications des articles 16 et 17 n'ont pas leur place dans les règles d'équilibrage mais dans les T&C BRP. En outre, la CREG n'est pas d'accord avec Elia sur le contenu des modifications proposées. On peut se référer à la décision (B)2433 à cet effet.

Néanmoins, afin de ne pas empêcher la participation à la plate-forme européenne aFRR, prévue pour septembre 2022, la CREG a également approuvé les modifications des articles 16 et 17 des règles d'équilibrage.

36. En ce qui concerne la proposition de modification des règles d'équilibrage, Elia a organisé une consultation publique du 23 décembre 2021 au 2 février 2022.

37. Selon le rapport de consultation (annexe 2 de la présente décision), Elia a reçu deux réponses non confidentielles de la FEBEG et Febeliec.

38. Par ailleurs, Elia a reçu une réaction d'une entité individuelle qui soutient la proposition dans sa globalité.

En réponse aux réactions des parties prenantes à la consultation publique, Elia a apporté un certain nombre de modifications aux règles d'équilibrage, en particulier en ce qui concerne le calcul du prix de déséquilibre, ou les articles 16 et 17 des règles d'équilibrage. Selon Elia, l'inclusion de la fonction objective de calcul du prix de déséquilibre dans les règles d'équilibrage est essentielle pour équilibrer la zone de réglage belge au coût le plus bas possible tout en assurant la sécurité du réseau. À cette fin, selon Elia, les avantages liés à l'intégration du marché européen, par le biais d'une tarification au niveau de l'UE, devraient être intégrés autant que possible sans donner aux BRP un incitant (financier) qui pourrait mettre en péril la sécurité du réseau.

Le rapport de consultation (annexe 2 de la présente décision) contient une explication détaillée de toutes les modifications apportées à la formule. La formule adaptée est basée sur une formule proposée par la FEBEG lors de la consultation publique, et a été modifiée pour tenir compte des exigences de sécurité du réseau et des intérêts des autres acteurs du marché.

3.3.2. Considérations de fond de la CREG sur les modifications approuvées des articles 16 et 17 des règles d'équilibrage

3.3.2.1. Deadband / cap and floor

39. La CREG estime que les *dead band* / *cap and floor* pour le calcul du prix de déséquilibre ne doivent pas être repris dans les règles d'équilibrage, étant donné que ces modifications ne relèvent pas du champ d'application de l'article 212 du code de bonne conduite électricité.

Le champ d'application de l'article 212, § 2 du code de bonne conduite électricité est limité à l'établissement d'une liste des moyens dont dispose Elia pour le maintien de l'équilibre. En ce qui concerne le calcul du déséquilibre du système et du prix de déséquilibre, l'article 212, §2 du code de bonne conduite électricité prévoit que les règles d'équilibrage peuvent uniquement fournir une description de l'impact sur celui-ci de l'utilisation d'un moyen de la liste et ce, tant que cette description ne doit pas être reprise conformément à la législation applicable dans les documents approuvés par la CREG en application des lignes directrices européennes EBGL.

C'est pourquoi les modifications approuvées sur la *dead band* et les *cap and floor*, insérés dans les articles 16 et 17 des règles d'équilibrage, doivent être déplacés dans les T&C BRP.

40. Outre le déplacement, la CREG fait valoir que l'article 16 des règles d'équilibrage semble être en conflit sur le fond avec les articles 6.5 du règlement 943/2019, 44.1, b) de l'EBGL, ainsi qu'avec les articles 3.1, b), f) et g) de l'EBGL pour les raisons suivantes :

Selon la CREG, l'assimilation du prix de déséquilibre (hors composantes additionnelles) à la valeur de l'activation évitée lorsque le déséquilibre du bloc RFP d'Elia se situe entre -25 MW et +25 MW (ci-après : « *dead band* ») est difficilement compatible avec l'article 44.1, b) de l'EBGL et l'article 9 de la décision de l'ACER.

- La lecture combinée des deux articles impose une condition connexe à la formation du prix de déséquilibre, à savoir que, en cas d'énergie d'équilibrage activée positive (négative), le prix de déséquilibre ne doit pas être inférieur (supérieur) au prix moyen pondéré par le volume des prix transfrontaliers formés sur les plates-formes européennes FRR. L'application d'un *dead band* peut conduire à un écart par rapport à cette condition connexe.
- En supposant qu'Elia n'active que l'aFRR, les deux exemples suivants illustrent le problème.
  - Comme premier exemple, on suppose que le déséquilibre du bloc RFP d'Elia se situe entre -25 MW et 0 MW, et qu'en même temps le déséquilibre d'un bloc RFP voisin, avec lequel Elia est interconnectée, est négatif à tel point qu'au moins les deux offres d'énergie d'équilibrage positives les moins chères dans le bloc RFP d'Elia ont été activées pendant toute la période de règlement du déséquilibre. Si de la capacité de transport transfrontalière est toujours disponible entre les deux blocs RFP, le même prix marginal transfrontalier s'appliquera dans les deux blocs RFP. Ce prix marginal transfrontalier est supérieur à la valeur de l'activation évitée. Étant donné que le prix de déséquilibre appliqué dans le bloc RFP est inférieur au prix marginal transfrontalier moyen pondéré en fonction du volume pendant la période de règlement du prix de déséquilibre, selon la proposition d'Elia, la condition connexe imposée par l'article 44.1, b) de l'EBGL et l'article 9 de la décision de l'ACER n'est donc pas remplie.
  - Dans un deuxième exemple, le bloc RFP d'Elia est considéré comme une zone isolée. En supposant que l'offre d'énergie d'équilibrage positive la moins chère soit un volume V inférieur à 25 MW, une offre d'énergie d'équilibrage positive plus chère sera activée pour chaque déséquilibre dans le bloc RFP d'Elia qui est compris entre -V et 0 MW. Par conséquent, dans cet exemple également, selon la proposition d'Elia, le prix de déséquilibre appliqué dans le bloc RFP d'Elia sera inférieur au prix moyen pondéré en fonction du volume, ce qui ne satisfait pas à la condition connexe imposée par l'article 44.1, b) de l'EBGL et l'article 9 de la décision de l'ACER.
- Dans la mesure où l'application du *dead band* ne permet pas de garantir à tout moment que les conditions connexes de l'article 44.1, b) de l'EBGL et de l'article 9 de la décision de l'ACER sont remplies, la CREG ne peut accepter l'application du *dead band* ;

Le prix de déséquilibre (hors composantes additionnelles) est également assimilé à la valeur de l'activation évitée lorsque le calcul du prix de déséquilibre basé sur les prix marginaux transfrontaliers est inférieur à la valeur de l'activation évitée (ci-après : « *cap and floor* »).

- La CREG ne peut pas accepter cette intervention dans la formation du prix de déséquilibre qui vise à éviter les réactions du BRP à un signal de prix européen. Un prix de déséquilibre sans *cap and floor* génère un signal de prix européen si la capacité de transport transfrontalière est disponible. Les BRP (i) ne répondront que si des ressources d'équilibrage ayant un coût opérationnel inférieur à celles déployées par les GRT pour équilibrer le système européen (et dont le coût est reflété dans le prix de déséquilibre auquel les BRP répondent) peuvent être activées, et (ii) si une capacité de transport suffisante est disponible pour voir le signal de prix transfrontalier appliqué dans le bloc RFP d'Elia.

  En ce qui concerne le point (i), la CREG ne peut que constater que les réactions BRP sont nécessaires pour respecter les principes de gestion des marchés de l'électricité énoncés dans le règlement 2019/943. En effet, ces réactions BRP font partie de l'offre de ressources d'équilibrage en temps réel, de sorte que la formation des prix en temps réel est basée sur l'offre et la demande (cf. article 3, a) du règlement 2019/943 et considérant 8 de l'EBGL). Limiter ou éviter ces réactions BRP est une action qui empêche la formation des prix basée sur l'offre et la demande, ce qui va à l'encontre du principe de libre formation des prix (cf. article 3, b) du règlement 2019/943). Faire obstacle aux réactions BRP pour aider à équilibrer le système européen de manière rentable entrave également les flux d'électricité transfrontaliers/les échanges de services d'équilibrage (cf. article 3.h) du règlement 2019/943 et article 3.1. c) de l'EBGL), et va également à l'encontre du principe selon lequel les règles du marché permettent un dispatching efficace des ressources (cf. article 3.m) du règlement 2019/943 et article 3.1. b) de l'EBGL).

  En ce qui concerne le point (ii), la CREG note que les réactions BRP visant à contribuer à l'équilibre du système européen donneront lieu à un règlement des déséquilibres. Le règlement des déséquilibres permet d'éviter l'activation d'une énergie d'équilibrage plus coûteuse, ce qui augmente l'efficacité de l'équilibrage. Le règlement des déséquilibres conduit également à l'utilisation de capacité de transport transfrontalière. Si cette capacité de transport est entièrement utilisée, le signal de prix européen ne s'appliquera plus au bloc RFP d'Elia. Le prix marginal transfrontalier reflète la situation locale (nationale) en cas de frontières saturées. Par conséquent, le prix d'équilibre reflétera également cette situation locale (nationale) et les réactions BRP optimales à la suite du signal de prix européen convergeront vers les réactions optimales basées sur la situation nationale.

Tant le *dead band* que le *cap and floor* font que le prix de déséquilibre s'écarte du prix de déséquilibre qui serait formé sur la base du prix marginal transfrontalier.

- L'article 44(1)(b) de l'EBGL exige que les déséquilibres soient réglés à un prix qui reflète la valeur en temps réel de l'énergie. Dans un système européen, avec des blocs RFP interconnectés, où l'énergie d'équilibrage est échangée par le biais d'échanges transfrontaliers en temps réel, la valeur de l'énergie d'équilibrage est déterminée sur la base de l'offre, de la demande et des prix transfrontaliers qui en résultent au sein de ce système européen. Ce principe est d'ailleurs également appliqué dans d'autres marchés couplés, comme le marché journalier. En outre, l'application du *dead band* et/ou du *cap and floor* peut avoir des effets indésirables sur le fonctionnement des marchés infrajournaliers, des marchés journaliers et des marchés *forward*, en raison

de la *backpropagation*[3] du prix de déséquilibre vers les marchés précédents. Par conséquent, la CREG estime que l'application du *dead band* et des *cap and floor* ne respecte pas l'objectif de l'article 3(2) e) de l'EBGL.

- L'article 44.1.i) de l'EBGL exige également que la neutralité financière de tous les GRT reste garantie. A cet égard, la CREG constate que toute l'énergie d'équilibrage échangée entre les GRT et entre les GRT et les BSP est réglée aux prix marginaux transfrontaliers. Afin de garantir autant que possible la neutralité financière d'Elia, les règlements entre les GRT et les BRP devraient également être effectués à l'aide d'un prix de déséquilibre qui suit autant que possible les prix marginaux transfrontaliers. La CREG fait remarquer dans ce cadre que l'application des *cap and floor* se traduit toujours par un revenu net pour Elia et un coût d'opportunité pour les BRP. Par conséquent, la CREG constate que l'application des *cap and floor* ne semble pas respecter la neutralité financière.

41. Pour Elia, les principaux arguments en faveur de l'inclusion des *cap and floor* dans le calcul du prix de déséquilibre sont, d'une part, de ne pas augmenter la capacité de réserve requise sous la forme de FRR du bloc RFP suite à des réactions BRP à un signal de prix transfrontalier et, d'autre part, d'assurer la sécurité de l'exploitation du système. Les deux arguments reposent sur la même hypothèse, à savoir que les BRP aggraveront le déséquilibre du bloc RFP d'Elia pour aider le système européen. L'exacerbation du déséquilibre dans le bloc RFP d'Elia, selon le raisonnement, conduit à une augmentation de l'écart de réglage dans la restauration de la fréquence (ci-après : « FRCE ») et donc à une augmentation des besoins en réserves et/ou des surcharges des lignes de transport transfrontalières ou intérieures. La CREG note que les réactions BRP ne sont encouragées que si la capacité de transport transfrontalière est disponible et que les réactions BRP sont rentables. À partir du moment où cette capacité de transport transfrontalière est pleinement utilisée, le signal de prix européen ne sera plus applicable dans le bloc RFP d'Elia, de sorte que les BRP adapteront de manière optimale leurs réactions à la situation locale (nationale) plutôt qu'au système européen couplé. La CREG ne nie pas que la transition mentionnée de la réaction optimale européenne des BRP à la réaction optimale nationale des BRP entraînera des FRCE ou des surcharges transitoires. La CREG note néanmoins que ces effets sont également présents dans le calcul du déséquilibre local (national) et qu'ils ont été jugés acceptables par Elia du point de vue de la sécurité du système.

A titre de premier exemple, la CREG constate que la méthode de calcul actuellement applicable du prix de déséquilibre, si seul l'aFRR est activée, correspond à un calcul pondéré en fonction du volume. Supposons que le prix moyen pondéré soit égal à 500 euros/MWh pendant les 12 premières minutes de la période de calcul du prix de déséquilibre pour compenser un déséquilibre de -150 MW dans le bloc RFP d'Elia et égal à 50 euros/MWh pour compenser un déséquilibre de +100 MW dans le bloc RFP pendant les trois minutes restantes. Le prix du déséquilibre qui en résulte est alors égal à 500 €/MWh ($\frac{12*150*500}{12*500}$) avec un déséquilibre moyen du bloc RFP de -100 MW. Ce prix déclencherait également des réactions BRP qu'Elia considère comme « indésirables » et « à éviter » dans le cadre de sa proposition. Pourtant, ces réactions BRP ne sont pas empêchées dans le calcul du déséquilibre actuellement applicable, et Elia n'a pas proposé de modification à cet effet.

Comme deuxième exemple, la CREG constate, sur la base des données publiées par Elia, que durant tous les trimestres de 2022, alors qu'aucune capacité d'importation ou d'exportation n'était disponible, 5 % du temps, le FRCE dans le bloc RFP d'Elia était supérieur à +400 MW ou inférieur à -490 MW, sans qu'Elia ne le signale à la CREG comme un effet inacceptable sur la sécurité du système en raison d'une surcharge des capacités de transport intérieures ou transfrontalières.

[3] Voir W. Hogan, Electricity Market Design : Optimization and Market Equilibrium , 2016: https://scholar.harvard.edu/whogan/files/hogan_ucla_011316.pdf

Comme troisième exemple, la CREG note que le modèle d'équilibrage cible est un modèle de marché fondé sur les flux conformément à l'article 37 de l'EBGL, contrairement au modèle ATC actuellement appliqué dans la fenêtre de temps d'équilibrage, qui fait l'objet d'un large consensus[4] et qui est moins efficace que le modèle fondé sur les flux. Dans le cas de l'application d'un modèle fondé sur les flux, la congestion transfrontalière est créée par les réactions « souhaitées » du BRP indiquées par Elia. Un exemple illustratif figure à l'annexe 3 de la présente décision.

Comme quatrième exemple, la CREG constate que l'activation des ressources d'équilibrage, même via des *loop flows*, peut provoquer une congestion, et ce tant dans le bloc RFP d'Elia que dans un bloc RFP voisin.

Selon la CREG, ces quatre exemples confirment que les risques cités par Elia comme argument pour l'application des *cap and floor* sont déjà présents actuellement sans avoir conduit à une insécurité du système. La CREG n'est donc pas convaincue, à l'heure actuelle, que l'application des *cap and floor* sera au minimum nécessaire pour garantir la sécurité du système. Les exemples montrent également que, même s'il existait des risques réellement inacceptables pour la sécurité du système, les *cap and floor* constituent une garantie insuffisante pour gérer efficacement ces risques.

42. La CREG note également qu'Elia peut développer des alternatives pour gérer ce qu'elle considère comme des réactions indésirables de BRP. La CREG émet un certain nombre de suggestions :

(i) offrir des produits d'équilibrage qui permettent aux acteurs du marché d'autoriser toutes les ressources d'équilibrage à participer aux marchés d'équilibrage au lieu de les autoriser à participer uniquement via des réactions au prix de déséquilibre,
(ii) définir des zones de prix de déséquilibre en tenant compte des congestions internes des capacités de transport,
(iii) supprimer les éléments qui encouragent les acteurs du marché à ne pas proposer de ressources d'équilibrage à Elia[5] (cf. pénalités, composante alpha[6], activation d'offres d'énergie d'équilibrage aFRR coûteuses pendant de longues périodes alors que des offres d'énergie d'équilibrage mFRR nettement moins chères sont disponibles),
(iv) le déploiement proactif de ressources d'équilibrage mFRR pour réduire des déséquilibres inacceptablement élevés ou des prix de déséquilibre extrêmes dans le bloc RFP d'Elia,[7]
(v) la publication en temps réel des capacités de transport transfrontalières et intérieures disponibles
(vi) la recherche d'une utilisation coordonnée de ressources d'équilibrage par tous les GRT participant aux plates-formes FRR européennes afin d'éviter des activations FRR simultanées dans des directions opposées.

---

[4] « *From a theoretical and practical point of view, it seems impossible to set up a coordinated and automatic ATC calculation method that, at the same time, fully ensures network security and provides an efficient use of the technical capability of the transmission system* » (Central West Europe Regional Energy Market Common communication from the TSOs and the Regulators to the Support Group 1 of the Pentalateral Energy Forum).

[5] Cette participation directe aux marchés de l'énergie d'équilibrage est considérée comme plus efficace pour le fonctionnement du système que si les BRP utilisent leurs ressources d'équilibrage pour gérer leur propre position (cfr. W. Hogan, "RESTRUCTURING THE ELECTRICITY MARKET: INSTITUTIONS FOR NETWORK SYSTEMS", 1999)

[6] Voir également les paragraphes 25 à 28 de la décision (B)658E/77 de la CREG du 2 février 2022

[7] En effet, l'activation d'une offre d'énergie d'équilibrage mFRR contribuera à déterminer le prix du déséquilibre. Dans l'hypothèse d'un déséquilibre négatif dans le bloc RFP d'Elia et d'un déséquilibre positif élevé dans les blocs RFP voisins, la compensation des déséquilibres se traduira par un flux de l'étranger vers Elia. On peut donc supposer que l'activation d'une offre d'énergie d'équilibrage positive mFRR en cas de congestion aux frontières suite à des réactions BRP via la compensation des déséquilibres correspond à l'activation de l'offre d'énergie d'équilibrage positive mFRR la moins chère disponible localement pour Elia. L'effet sur le prix du déséquilibre est donc similaire à l'application de la valeur de l'activation évitée, mais limité aux situations où un risque pour la sécurité du système est effectivement observé par Elia, et peut donc être démontré par Elia.

La CREG invite Elia à examiner et à développer les suggestions ci-dessus avant de recourir à des interventions sur le marché dans le cadre du calcul des prix de déséquilibre.

43. En ce qui concerne l'article 17 de la proposition de modification des règles d'équilibrage, la CREG fait valoir que cet article envisage également l'application de la *dead band* et des *cap and floor* et semble donc être en conflit de contenu avec l'article 6.5 du règlement 943/2019, 44.1, b) de l'EBGL, ainsi que l'article 3.1(b), (f) et (g) de l'EBGL. La CREG renvoie au paragraphe 40 de la présente décision.

44. Sur la base des contributions des parties prenantes disponibles sur son site Web (annexe 4), la CREG constate qu'il existe un consensus[8], y compris de la part d'Elia, pour appliquer des *cap and floor*, complétés par un processus qui assouplit progressivement ces *cap and floor* au fil du temps. Sur cette base, la CREG pourrait accepter l'application temporaire des *cap and floor* dans les T&C BRP.

L'objectif de ce processus d'assouplissement est d'objectiver et d'évaluer, sur la base d'expériences réelles, le risque de sécurité du système cité par Elia dans son argumentation en faveur du maintien des *cap and floor*, à savoir le risque de surcharge de lignes de transport en raison de réactions intentionnelles de BRP à un signal de prix européen.

Si, à un moment donné du processus d'assouplissement, il est constaté que le risque pour la sécurité du système est réel, le processus d'assouplissement est suspendu. Il s'agit de donner du temps à Elia pour développer des alternatives qui améliorent le fonctionnement du marché, y compris, mais sans s'y limiter, celles décrites au paragraphe 42 de la présente décision, de sorte que les *cap and floor* puissent disparaître à terme.

3.3.2.2. *Calcul du prix de déséquilibre :*

45. L'inclusion du calcul du prix du déséquilibre dans les règles d'équilibrage est contraire à la décision de l'ACER et à l'article 18.6 de l'EBGL.

46. Dans le cadre de l'harmonisation des principales caractéristiques du règlement des déséquilibres au titre de l'article 52, deuxième paragraphe de l'EBGL, la décision de l'ACER a été prise, comme indiqué au paragraphe 1.2 de la présente décision.

Dans l'article 9 de cette décision, l'ACER harmonise les principales caractéristiques concernant le calcul du prix de déséquilibre. Les articles 9(6) et 9(7) de la décision de l'ACER indiquent que les composantes additionnelles du prix du déséquilibre doivent être proposées par le GRT dans le cadre des T&C BRP. L'application de ces composantes additionnelles n'est pas obligatoire.

47. Aujourd'hui, les T&C BRP n'incluent ni les règles de règlement des déséquilibres, ni les règles de règlement des BRP. Par conséquent, le règlement des déséquilibres appliqué dans la zone de déséquilibre d'Elia n'est pas conforme au cadre régulatoire européen, compte tenu de la date d'entrée en vigueur de la décision de l'ACER, le 15 janvier 2022. La CREG demande à Elia de se conformer au cadre réglementaire.

[8] Voir en annexe 4a la conclusion de la deuxième étude jointe à la réponse d'Elia ainsi que le quatrième paragraphe du chapitre 1er à la page 15 de la réponse d'Elia, et voir en annexe 4b la proposition faite par Febeliec dans le cadre de sa réaction.

3.3.3. Conclusion

48. L'adhésion à la plateforme européenne aFRR exige que les T&C BRP soient conformes à ce qui est prévu dans le titre V, chapitre 4 de l'EBGL.

49. L'article 18.6 de l'EBGL précise les modalités que doivent contenir les T&C BRP.

L'article 18.6 f) de l'EBGL prévoit que les T&C BRP doivent contenir les règles de règlement des BRP conformément au chapitre 4 du titre V de l'EBGL.

L'article 18.6 k) de l'EBGL prévoit que les T&C BRP doivent contenir les règles de règlement prévues aux articles 52, 53, 54 et 55.

Les articles 52, 53, 54 et 55 de l'EBGL couvrent le règlement des déséquilibres. Par exemple, l'article 55 de l'EBGL précise les règles relatives au calcul du prix de déséquilibre.

50. Cela montre que les modifications des articles 16 et 17 des règles d'équilibrage approuvées par la décision (B)2433 n'ont pas leur place dans les règles d'équilibrage mais seulement dans une proposition de modification des T&C BRP.

51. Compte tenu de ce qui précède, la CREG demande à Elia, en application de l'article 6.3 de l'EBGL, de soumettre pour approbation, après consultation publique, une proposition de modification des T&C BRP qui tienne compte, d'une part, des remarques formulées par la CREG aux paragraphes 40 à 44 de la présente décision *(dead band / cap and floor)*, et d'autre part, aux paragraphes 45 à 47 de la présente décision (prix de déséquilibre y compris les composantes additionnelles). Si Elia n'est pas d'accord avec les commentaires formulés par la CREG dans ces paragraphes, qui ne concernent qu'une première évaluation provisoire et ne peuvent donc pas être qualifiés de décision au sens de l'article 29*bis* de la loi électricité, la CREG demande une réponse motivée et approfondie.

52. Pour l'introduction de la proposition, la CREG avance la date du 18 septembre 2023. Cette date donne à Elia quatre mois pour soumettre à l'approbation de la CREG une proposition de modification des T&C BRP, y compris une consultation d'au moins un mois conformément à l'article 10 de l'EBGL.

4. DECISION

Vu le titre 3.1 de la présente décision, la CREG décide d'abroger partiellement la décision (B)2433 relative à la proposition d'ELIA TRANSMISSION BELGIUM portant modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires du 19 juillet 2022, en particulier le dernier paragraphe de la décision, qui dit :

> *S'agissant des articles 16 et 17 des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires, Elia doit soumettre à la CREG une proposition de modification des T&C BRP, après consultation publique, pour le 7 octobre 2022 au plus tard, compte tenu des paragraphes 71 et 74 de la présente décision.*

Vu le titre 3.2 de la présente décision, la CREG décide d'abroger la décision (B)2497 sur la révision des méthodologies et des conditions pour le responsable d'équilibre ou « les T&C BRP » par la CREG dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre du 9 mars 2023.

En application de l'article 6.3 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant des lignes directrices pour l'équilibrage de l'électricité, la CREG invite ELIA TRANSMISSION BELGIUM à lui soumettre, après consultation publique, une proposition de modification des T&C BRP au plus tard le 18 septembre 2023, en tenant compte des commentaires formulés sous les titres 3.3.2.1 et 3.3.2.2 de la présente décision.

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

Andreas TIREZ	Laurent JACQUET	Koen LOCQUET
Directeur	Directeur	Président f.f. du comité de direction

ANNEXE 1

Arrêt de la Cour des marchés du 3 mai 2023

ANNEXE 2

Rapport de consultation comprenant tous les commentaires individuels, en anglais - version non confidentielle - 13 mai 2022

ANNEXE 3

Exemple illustrant l'incompatibilité des *cap and floor* dans un modèle fondé sur les flux

Dans cet exemple, 3 blocs RFP (ci-après dénommés « zones » dans l'exemple) sont pris en considération. Les hypothèses suivantes sont faites : i) la capacité entre la zone 2 et la zone 3 est de 600 MW ; ii) la capacité entre la zone 2 et la zone 1 est de 600 MW ; ii) la capacité entre la zone 1 et la zone 3 est de 100 MW ; iii) il y a un déséquilibre de 300 MW dans la zone 1, de -900 MW dans la zone 2 et de 600 MW dans la zone 3. (iv) Chaque zone avait une position d'équilibre nette après le marché infrajournalier.

Il en résulte les flux illustrés à la figure 10. Notez que ces flux sont conformes aux exigences du réseau.

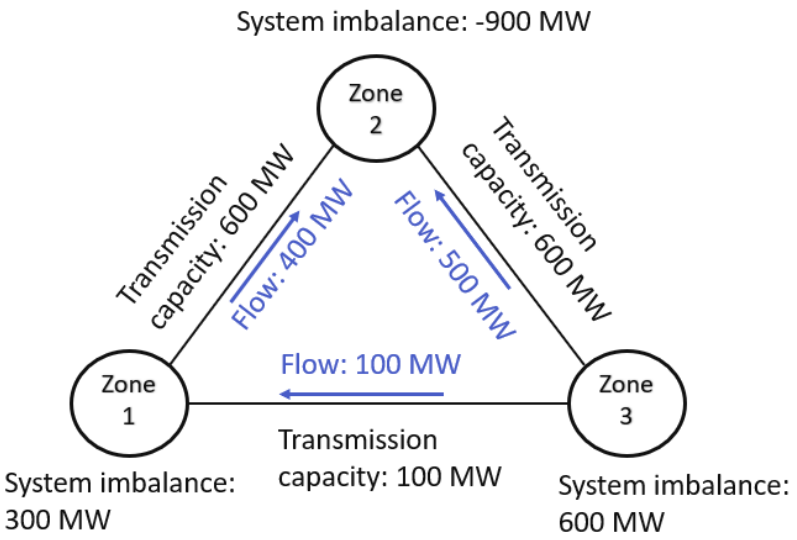

Figure : Flux initiaux au début de l'intervalle.

Supposons maintenant que les BRP de la zone 1 réduisent leur capacité de 100 MW et que ceux de la zone 2 augmentent leur capacité de 100 MW. On notera que cela réduirait le déséquilibre des BRP dans leurs zones respectives. Il en résulterait les flux indiqués à la figure 11. Cette figure montre que la capacité de la ligne entre la zone 1 et la zone 3 n'est pas respectée. Cet exemple montre que, dans un modèle fondé sur les flux, même si chaque zone réduit son déséquilibre, cela peut potentiellement conduire à une congestion du réseau. La CREG ne voit pas clairement comment le raisonnement d'Elia peut être adapté à cette situation.

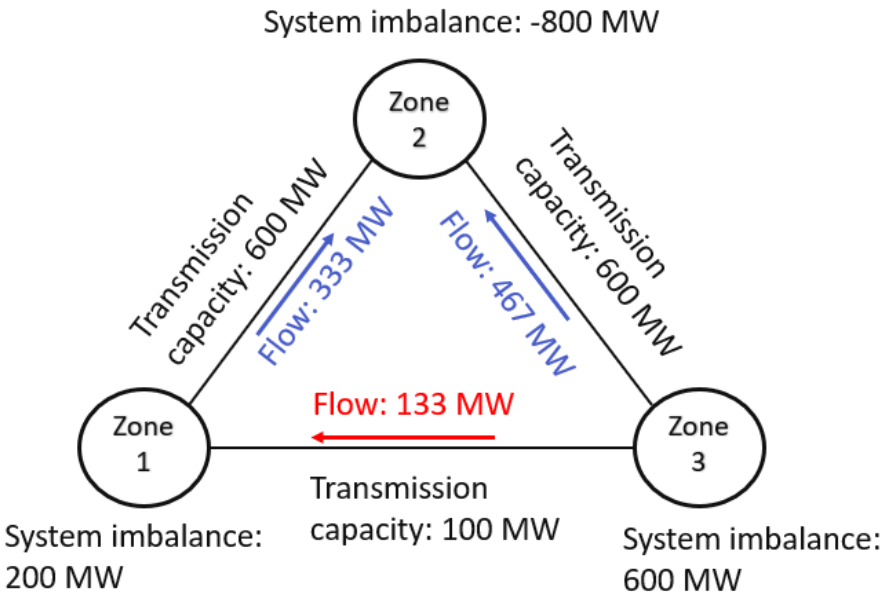

Figure : Flux après la réaction des BRP.

ANNEXE 4

Réaction d'Elia du 27 janvier 2023 :

https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230127_elia-answer-to-creg-public-consultation-regarding-modifications-in-the-tc-brp-by-the-creg?csrt=300128644142909156

4b : réaction de Febeliec du 6 février 2023 :

http://www.febeliec.be/data/1675759070FEBEG%20-%20FEBELIEC%20joined%20comments%20on%20the%20TandC%20BRP%20DL_20230206.pdf