

Document de consultation publique

(PRD)2497

22 décembre 2022

à savoir

Projet de décision 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

REMARQUE PRÉALABLE

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

APERÇU

Objet :

Conformément aux dispositions de son règlement d'ordre intérieur, la CREG organise une consultation publique relative au projet de 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.

Modalités de la consultation :

1) Période de consultation :

Cette période de consultation compte 1 mois et court du 05.01.2023 au 06.02.2023 à 23.59 CET inclus.

2) Mode de transmission des observations :

Par courriel à consult.2497@creg.be

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

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

Marijn Maenhoudt, +32 2 289 76 77, consult.2497@creg.be

Projet de décision

(B)2497

22 décembre 2022

Projet de décision 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

prise 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

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. Cadre légal.....	4
1.1. Droit européen.....	4
1.2. Décision ACER.....	7
1.3. Code de bonne conduite électricité.....	7
2. Antécédents	9
2.1. Généralités	9
2.2. Consultation publique.....	12
3. Explication des révisions proposées.....	15
3.1. Proposition de révision des T&C BRP.....	15
3.1.1. Article 1 Définitions :.....	15
3.1.2. Article 29 des Règles pour le calcul du prix de déséquilibre :.....	16
3.2. Considérations complémentaires	32
3.2.1. Exploitation sûre du réseau.....	32
4. Conclusion.....	34
ANNEXE 1	35
ANNEXE 2	36
ANNEXE 3	37

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : la « CREG ») revoit, 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 »), les méthodologies et les conditions pour le responsable d'équilibre (ci-après : « T&C BRP ») dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre.

Par courrier du 7 avril 2022, la CREG a demandé à Elia, en application de l'article 6.3 de l'EBGL, d'introduire une proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre auprès de la CREG pour approbation au plus tard le 24 mai 2022 (Annexe 2a du présent projet de décision).

Dans sa décision (B)2433 du 19 juillet 2022, la CREG a prolongé jusqu'au 7 octobre 2022 la date d'introduction de la proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre¹.

Attendu que la CREG n'a pas reçu d'Elia de proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre pour le 7 octobre 2022, la CREG revoit dans le présent projet de décision les T&C BRP dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre. On utilise pour cette révision le dernier T&C BRP approuvé par la CREG, comme communiqué par Elia par courrier du 8 novembre 2022 (Annexe 2d du présent projet de décision). Le présent projet de décision comporte quatre parties. Le premier chapitre présente le cadre légal. Le deuxième chapitre porte sur les antécédents et la consultation publique. Le troisième chapitre comprend une proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre. Le dernier chapitre contient le projet proprement dit.

Le présent projet de décision a été adopté par le Comité de direction de la CREG le 22 décembre 2022.

¹ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2433>

1. CADRE LÉGAL

1.1. DROIT EUROPÉEN

1. Conformément à l'article 5.4 c) de l'EBGL, les propositions de conditions relatives à l'équilibrage, telles que définies à l'article 18 de l'EBGL, doivent être présentées à l'autorité de régulation de l'État membre pour approbation, donc la CREG dans le cas présent. Les États membres peuvent rendre un avis à la CREG concernant la proposition.

2. L'article 5.5 de l'EBGL stipule :

« Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies comprennent un calendrier de mise en oeuvre et une description de leur incidence attendue au regard des objectifs du présent règlement. Le calendrier de mise en oeuvre ne dépasse pas douze mois après l'approbation par les autorités de régulation compétentes, sauf lorsque toutes les autorités de régulation compétentes conviennent de prolonger ce calendrier ou que différents calendriers sont stipulés dans le présent règlement. »

3. Conformément à l'article 18.1 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 b) les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre.

4. 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 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. Le 18 décembre 2018, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition à ce sujet. Par sa décision (B)1941 du 19 septembre 2019, la CREG a rejeté cette proposition d'Elia. Au moment de cette décision, Elia n'a pas encore introduit de nouvelle proposition.

5. 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. »

6. Conformément à l'article 18.6 de l'EBGL, les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre contiennent :

« a) la définition de la responsabilité en matière d'équilibrage pour chaque point de connexion, d'une façon qui évite l'absence ou le chevauchement de la responsabilité en matière d'équilibrage entre différents acteurs du marché fournissant des services sur un point de connexion ;

b) les exigences à satisfaire pour devenir responsable d'équilibre ;

- c) l'exigence que tous les responsables d'équilibre soient financièrement responsables de leurs déséquilibres, et que les déséquilibres soient réglés avec le GRT de raccordement ;*
- d) les exigences applicables aux données et informations à fournir au GRT de raccordement aux fins du calcul des déséquilibres ;*
- e) les règles applicables aux responsables d'équilibre aux fins de la modification de leurs programmes avant et après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones, en application de l'article 17, paragraphes 3 et 4 de l'EBGL ;*
- f) les règles relatives au règlement de déséquilibre par les responsables d'équilibre, définies en application du titre V, chapitre 4 de l'EBGL ;*
- g) la définition d'une zone de déséquilibre en application de l'article 54, paragraphe 2, et d'une zone du prix du déséquilibre ;*
- h) un délai maximal pour la finalisation du règlement de déséquilibre avec les responsables d'équilibre pour toute période de règlement de déséquilibre définie en application de l'article 54 ;*
- i) les conséquences en cas de non-conformité avec les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre ;*
- j) une obligation pour les responsables d'équilibre de soumettre aux GRT de raccordement toute modification de la position ; k) les règles relatives au règlement de déséquilibre en application des articles 52, 53, 54 et 55 ;*
- k) les règles relatives au règlement de déséquilibre en application des articles 52, 53, 54 et 55 ;*
- l) s'il en existe, les dispositions concernant l'exclusion du règlement de déséquilibre de certains déséquilibres lorsqu'ils sont associés à l'instauration de restrictions de rampe pour l'atténuation des écarts de fréquence déterministes en application de l'article 137, paragraphe 4, du règlement (UE) 2017/1485 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après : « le SO GL »).*

7. Conformément à l'article 18.7 de l'EBGL, chaque GRT raccordé 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). »

8. Vu qu'Elia ne met pas en œuvre un modèle de dispatching centralisé, l'article 18.8 de l'EBGL ne s'applique pas.

9. 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.

10. L'article 4.7 de l'EBGL stipule que :

« Lorsque les GRT ne soumettent pas aux autorités de régulation compétentes de proposition concernant des modalités et conditions ou des méthodologies dans les délais fixés aux articles 5 et 6 du présent règlement, ils communiquent aux autorités de régulation compétentes et à l'Agence les projets correspondants de modalités et conditions ou de méthodologies, en précisant les raisons pour lesquelles un accord n'a pas été conclu. L'Agence, toutes les autorités de régulation compétentes ou l'autorité de régulation compétente, prennent les mesures appropriées pour définir les modalités et conditions ou des méthodologies requises conformément à l'article 5, par exemple en demandant des modifications ou de réviser et de compléter conformément à ce paragraphe, même si aucun projet n'a été soumis, et de les approuver. »

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

« L'Agence ou les autorités de régulation, lorsqu'elles sont responsables de l'adoption des modalités et conditions ou de méthodologies, peuvent respectivement, conformément à l'article 5, paragraphes 2, 3 et 4, demander des modifications de ces modalités et conditions ou 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 soumettre aux autorités de régulation ou à l'Agence des propositions de modifications de ces modalités et conditions ou méthodologies. Les propositions de modifications des modalités et conditions ou méthodologies font l'objet d'une consultation conformément à la procédure de 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, ACER a pris une décision 18/2020² (ci-après : 'Décision ACER') relative à l'harmonisation en Europe des principales caractéristiques du règlement de déséquilibre. La détermination du prix de déséquilibre pour les déséquilibres positifs et négatifs, y compris les composants additionnels, fait notamment l'objet de la décision ACER.

13. Les articles 9(6) et 12(2) de la décision ACER stipulent que, si le GRT veut appliquer un composant additionnel dans le calcul du prix de déséquilibre pour les déséquilibres positifs ou négatifs, ces composants additionnels doivent être décrits au plus tard dix-huit mois après leur approbation dans les modalités et conditions ou les méthodologies nationales pour les responsables d'équilibre. Le délai de dix-huit mois se terminait le 15 janvier 2022.

1.3. CODE DE BONNE CONDUITE ÉLECTRICITÉ

14. La loi du 21 juillet 2021 ajoute à l'article 11 de la loi électricité un paragraphe 2 qui habilite la CREG, par le biais d'une décision, à rédiger un code de bonne conduite pour la gestion du réseau de transport de l'électricité.

Le code de bonne conduite propose les conditions suivantes :

- le raccordement et l'accès au réseau de transport, sur proposition du gestionnaire du réseau de transport Elia ;
- la dispense de services auxiliaires ;
- l'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et de gestion des congestions.

15. Après consultation publique, la CREG a établi par décision du 20 octobre 2022 un code de bonne conduite pour l'électricité qui est entré en vigueur le 20 octobre 2022. Le 27 octobre 2022, le code de bonne conduite pour l'électricité était publié au Moniteur belge.

16. L'article 119, § 4 du code de bonne conduite électricité stipule que le contrat type de responsable d'équilibre contient au moins les éléments suivants :

« 1° Les conditions pour les BRP 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'article 18.7, d) et g) de la ligne directrice européenne EBGL ;

3° les modalités pour le recouvrement par ou pour le gestionnaire du réseau de transport des impayés éventuels du responsable d'équilibre ;

4° les modalités de paiement, termes et délais concernant les factures adressées au responsable d'équilibre ;

²

[https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20\(ISHP\).pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20(ISHP).pdf)

5° les dispositions relatives à la confidentialité, notamment des informations commerciales sensibles ;

6° le règlement des litiges, y compris le cas échéant, les clauses de conciliation et d'arbitrage ;

7° l'identité et les coordonnées des parties ainsi que celles de leurs représentants respectifs ;

8° les dispositions relatives à la suspension, la résiliation et la fin du contrat de responsable d'équilibre ;

9° la référence aux modalités de résiliation unilatérale de la désignation du responsable d'équilibre dans le contrat type d'accès visée à l'article 102. »

Par ailleurs, la conclusion d'un contrat de responsable d'équilibre est conditionnée à la constitution d'une garantie financière (article 119, § 2 du code de bonne conduite électricité) et le contrat de responsable d'équilibre entre en vigueur au plus tard 10 jours ouvrables après réception par Elia du contrat signé par le BRP, avec la preuve de constitution de la garantie financière (article 119, § 3 du code de bonne conduite électricité).

2. ANTÉCÉDENTS

2.1. GÉNÉRALITÉS

17. Les méthodologies et les conditions pour le responsable d'équilibre ou T&C BRP approuvées par la CREG comprennent :

- Partie 1 : le calendrier de mise en œuvre, l'objet et le champ d'application, une description de l'incidence attendue à l'égard des objectifs de l'EBGL et la langue ;
- Partie 2 : le contrat BRP, divisé en 14 sections (conditions générales et spécifiques) et comportant 6 annexes.

18. Le 18 juin 2018, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation de la proposition pour T&C BRP. Le 28 mars 2019, la CREG a demandé à Elia de modifier sa proposition. Le 14 mai 2019, la CREG a reçu une proposition modifiée que la CREG a approuvée le 27 mai 2019 par sa décision (B)1913/2³. La CREG formule néanmoins quelques demandes à Elia à prendre en compte dans la prochaine version de T&C BRP.

19. Le 3 décembre 2019 la CREG a reçu d'Elia une proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de l'intégration de la procédure pour la gestion de tempête en mer. La CREG a approuvé cette proposition le 20 décembre 2019 par sa décision (B)2013⁴.

20. Le 18 décembre 2020, la CREG a reçu d'Elia la proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de l'implémentation du transfert d'énergie pour les marchés day-ahead et intraday, ainsi qu'une deuxième proposition de contrat fournisseur de services de flexibilité Day Ahead/ Intraday (FSP DA/ID). Ces deux propositions interviennent dans le cadre de l'extension du transfert d'énergie aux marchés Day-Ahead et Intraday.

Le contrat FSP DA/ID décrit les droits et obligations d'Elia et du fournisseur de services de flexibilité qui souhaite valoriser leur flexibilité sur le marché Day-Ahead et/ou Intraday. Cette proposition a été approuvée par la CREG le 29 avril 2021⁵.

La proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de l'implémentation du transfert d'énergie pour les marchés day-ahead et intraday vise à intégrer dans les T&C BRP l'extension des règles de transfert d'énergie aux marchés précités. Dans un premier temps, la CREG a approuvé cette proposition à l'exception de l'article 9.1 du contrat BRP.

Le 7 mai 2021, Elia a introduit une nouvelle proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de l'implémentation du transfert d'énergie pour les marchés day-ahead et intraday. La CREG a approuvé cette proposition modifiée par décision du 17 février 2021 (B)2204/1⁶.

Le 7 mai 2021, Elia a présenté une nouvelle proposition concernant l'article 9.1 du contrat BRP et cette proposition a été approuvée par décision de la CREG (B)2204/2 le 20 mai 2021⁷.

³ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b1913/2>

⁴ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2013>

⁵ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B2222FR.pdf>

⁶ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2204/1>

⁷ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B2204-2FR.pdf>

21. Le 17 septembre 2021, Elia a soumis une proposition de modification des modalités et conditions applicables au responsable d'équilibre (T&C BRP), proposition intervenant dans le cadre de la mise en œuvre de l'assouplissement progressif de l'obligation d'équilibre journalier des BRP. La CREG a approuvé cette proposition le 21 octobre 2021 par sa décision (B)2287⁸.

22. Par sa décision (B)658E/77⁹ la CREG approuve la proposition tarifaire actualisée d'Elia qui modifie le paramètre alpha du tarif de déséquilibre. Ce paramètre alpha vise à augmenter les tarifs de déséquilibre en cas de déséquilibres importants afin d'inciter les responsables d'équilibre à fournir davantage d'efforts pour équilibrer leur portefeuille. Dans le contexte actuel de prix de l'électricité très élevés, ceux-ci constituent déjà par eux-mêmes un grand incitant pour les BRP, sans que l'alpha soit nécessaire. La proposition d'Elia, soutenue par la majorité des acteurs de marché, revient donc à réduire l'impact du paramètre alpha en cas de prix de déséquilibre élevés.

Au point 3.7 de la décision (B)658E/77 du 3 février 2022 la CREG mentionne qu'à terme, tout composant additionnel qui est ajouté au tarif en compensation du déséquilibre, sur la base de la réglementation européenne, ne doit pas être repris dans une proposition tarifaire mais bien dans les méthodologies et conditions du responsable d'équilibre (T&C BRP).

23. En vertu de cette décision (paragraphe 22 du présent projet de décision), la CREG a transmis à Elia le 7 avril 2022 un courrier demandant, en application de l'article 6(3) de l'EBGL, de soumettre à la CREG après consultation publique une proposition de modification des méthodologies et des conditions pour le responsable d'équilibre (T&C BRP). Cette proposition doit tenir compte du calcul du prix de déséquilibre, en ce compris les composants additionnels, comme repris à l'article 9 de l'annexe 1 de la décision ACER N°18/2020 du 15 juillet 2020 d'une part et conformément aux articles 5(4)(c) et 18(6)(k) de l'EBGL, d'autre part. La CREG a invité Elia à soumettre cette proposition de modification des T&C BRP à la CREG au plus tard le 24 mai 2022 (Annexe 2a du présent projet de décision).

24. Par courrier du 16 mai 2022 (Annexe 2b du présent projet de décision), Elia a répondu que : *« En ce qui concerne votre demande de rédaction et d'intégration d'une proposition de modification du calcul du prix de déséquilibre, nous vous renvoyons aux discussions en cours concernant l'adaptation des règles d'équilibrage dans le cadre de la connexion à la plateforme Picasso. Nous comprenons que la CREG estime que les composants additionnels devraient être intégrés dans les T&C BRP. Elia ne voit cependant pas l'urgence de traiter cette question de modification administrative à court terme. Compte tenu des nombreuses autres actions de la CREG qui doivent être traitées en parallèle (p. ex. les composants additionnels susmentionnés) et des limites de nos experts disponibles pour réaliser cela, Elia propose d'en reparler lors d'une prochaine version des T&C BRP. »*

25. Dans sa décision (B)2433 du 19 juillet 2022¹⁰, la CREG répète au paragraphe 47 sa demande de donner suite à sa requête de modification du 7 avril 2022. Un nouveau délai est accordé à Elia et la date du 24 mai 2022 est prolongée jusqu'au 7 octobre 2022.

Le 3 août 2022, la CREG a reçu d'Elia une plainte pour révision de la décision (B)2433. Le 22 septembre 2022, la CREG a reçu un courrier d'Elia lui demandant de pouvoir venir expliquer son objection à la CREG. L'explication par Elia s'est déroulée le 29 septembre 2022.

Le 29 septembre 2022, la CREG a pris une décision (B)2450 concernant la plainte en vue d'une nouvelle étude introduite par Elia contre la décision (B)2433 (Annexe 3 du présent projet de décision). Par cette décision, la CREG rejette la plainte.

⁸ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B2287FR.pdf>

⁹ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B658E77FR.pdf>

¹⁰ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B2433FR.pdf>

Elia a fait appel de la décision (B)2450 par courrier recommandé du 2 novembre 2022 auprès de la Cour des Marchés de Bruxelles. L'appel a pour objet : d'annuler la décision (B)2450 de la CREG du 3 octobre 2022 relative à la plainte de révision introduite par la NV Elia Transmission Belgium contre la décision (B)2433 du 19 juillet 2022 concernant la proposition d'Elia Transmission Belgium de modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires.

26. Attendu que le 7 octobre 2022, Elia n'a pas présenté à la CREG pour approbation de proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre, le 25 octobre 2022 (Annexe 2c du présent projet de décision), la CREG a demandé à Elia, en application de l'article 4.7 de l'EBGL, de communiquer tous les projets pertinents de proposition de modification des T&C BRP à la CREG de manière à ce que la CREG, conformément à l'article 5.4, c) de l'EBGL, puisse approuver les modifications demandées des T&C BRP. À tout le moins, la CREG a demandé à Elia de communiquer à la CREG la version approuvée la plus récente des T&C BRP au format Word.

La CREG mentionne en outre dans ce courrier qu'après réception des documents demandés, mais aussi à défaut de cela, elle élaborera une proposition de modification des T&C BRP qui comprendra les dispositions relatives au calcul du prix de déséquilibre, telles qu'approuvées par la CREG par sa décision (B)2433, à déplacer dans un nouveau chapitre intitulé 'Calcul du prix de déséquilibre' dans les T&C BRP.

Ce même courrier mentionne également comment la CREG va donner corps à la proposition de révision des T&C BRP, à savoir : « *Outre le déplacement de ces articles, la CREG a l'intention d'apporter encore deux corrections dans le calcul du prix de déséquilibre. Concrètement, cela signifie donc que les articles 14, 15, 16 et 17 des règles approuvées pour la compensation des déséquilibres quart-horaires (ci-après : « les règles d'équilibrage ») sont déplacé dans un nouveau chapitre des T&C BRP. La CREG supprimera en outre dans le projet de proposition qu'elle élaborera les articles 16.1, a), 16.1, b), ii) et 17.1, a) et 17.1.b), ii). En vertu de l'article 9(6) de la décision ACER 18/2020 relative à l'harmonisation des principales caractéristiques du règlement de déséquilibre, la CREG va également définir les composants additionnels pour le calcul du prix de déséquilibre dans les T&C BRP. Les définitions pertinentes seront également reprises.*

Les collaborateurs de la CREG entameront ensuite des concertations avec les collaborateurs d'Elia concernant leur projet de proposition avec suivi des modifications. L'objectif de la CREG est d'arriver pour le début de 2023 à une décision définitive pour que dans la nouvelle méthodologie tarifaire concernant le prix de déséquilibre (article 55 de l'EBGL), il ne soit plus fait référence aux règles d'équilibrage mais aux T&C BRP, comme le requiert l'EBGL.

Pour éviter les incohérences en raison du déplacement des articles 14, 15, 16 et 17 des règles d'équilibrage vers le T&C BRP, il a été demandé à Elia d'élaborer un projet de proposition de modification des règles d'équilibrage consistant à remplacer le contenu des articles 14, 15, 16 et 17 des règles d'équilibrage par un texte qui renvoie au T&C BRP. La CREG invite Elia à communiquer le projet de proposition à la CREG dans les dix jours ouvrables suivant la réception du présent courrier, pour pouvoir poursuivre les discussions avec la CREG. À défaut, la CREG élaborera un projet de proposition de modification des règles d'équilibrage qui sera discutée avec les collaborateurs d'Elia en même temps que son projet de proposition de modification du T&C BRP.

Par souci d'efficacité, la CREG est prête à organiser une consultation publique sur les deux propositions (T&C BRP et règles d'équilibrage) à l'aide d'un projet de décision, afin de pouvoir arriver à une décision définitive sur les deux propositions d'ici le début de 2023. »

27. Le 8 novembre 2022 (Annexe 2d du présent projet de décision), Elia a réagi au courrier de la CREG du 7 octobre 2022. En annexe de ce courrier, Elia a transmis à la CREG les derniers T&C BRP approuvés par la CREG en français, en néerlandais et en anglais, ainsi que les règles d'équilibrage en néerlandais et en français.

28. Le 2 décembre 2022, la CREG a réagi au courrier d'Elia du 8 novembre 2022 (Annexe 2e du présent projet de décision).

D'une part, la CREG transmet à Elia une proposition de révision des T&C BRP dans le cadre du calcul du prix de déséquilibre dont le contenu pratique est basé sur : (1) la demande de modification de la CREG du 7 avril 2022 adressée à Elia, avec comme date limite le 24 mai 2022 ; (2) la décision (B) 2433 du 19 juillet 2022, paragraphe 47, ainsi que les paragraphes 71 et 74 ; et (3) le courrier de la CREG du 25 octobre 2022, en particulier la page 3, deuxième alinéa. La CREG informe Elia qu'avant de procéder à une consultation publique, Elia a la possibilité d'envoyer à la CREG ses remarques sur la proposition au plus tard pour le 16 décembre 2022.

D'autre part, la CREG réagit dans son courrier du 2 décembre 2022 aux arguments de fond d'Elia, repris dans son courrier du 8 novembre 2022.

Le 16 décembre 2022, la CREG a reçu ses commentaires d'Elia par lettre. Ces commentaires sont examinés ci-dessous (voir les paragraphes 30 et suivants du présent projet de décision).

2.2. CONSULTATION PUBLIQUE

29. Avant d'organiser une consultation publique, la CREG a offert la possibilité à Elia de formuler des remarques sur la proposition de modification des T&C BRP (paragraphe 28 du présent projet de décision).

30. La CREG a reçu les remarques d'Elia par lettre le 16 décembre 2022 (ANNEXE 2 du présent projet de décision). A l'exception de ce qui suit, la CREG a tenu compte des remarques d'Elia.

31. Dans sa lettre, Elia indique d'abord que le plan de mise en œuvre et la manière dont les T&C BRP révisées entrent en vigueur ne seraient pas suffisamment clairs. Elia fait valoir que l'entrée en vigueur des T&C BRP révisées avant une révision des règles d'équilibrage et/ou de la proposition tarifaire entraînera une incohérence juridique manifeste. Selon Elia, il est essentiel de maintenir la cohérence entre les différents documents réglementaires et de définir un plan de mise en œuvre coordonné.

Elia signale également qu'une approche séquentielle de la révision des documents réglementaires (c'est-à-dire la proposition tarifaire, les règles d'équilibrage et les T&C BRP) compromet la planification des évolutions du marché, qui nécessitent une modification des T&C BRP. Elia évoque ainsi des retards dans la mise en œuvre du projet MARI et du projet « Icaros ». Elia demande donc que la CREG soit transparente dans son approche.

La CREG réaffirme que la révision des T&C BRP par la CREG est inévitable étant donné qu'elle n'a pas reçu de proposition de modification des T&C BRP le 7 octobre 2022 suite à la demande de modification de la CREG du 7 avril 2022. Si Elia avait donné suite à la demande de modification, cela aurait eu moins d'impact sur la planification des évolutions du marché.

La CREG indique qu'une modification de la proposition tarifaire ou des règles d'équilibrage ne peut être proposée à la CREG que par Elia. La CREG ne peut pas adapter unilatéralement ces documents réglementaires. En d'autres termes, Elia, en tant que seule entité, a la capacité d'atténuer les risques qu'elle décrit dans sa lettre.

La CREG clarifie la proposition d'entrée en vigueur des T&C BRP révisées en les décrivant dans l'article « Plan de mise en œuvre » des T&C BRP révisées. Selon la CREG, l'entrée en vigueur du calcul du prix du déséquilibre dans les T&C BRP révisées dépend d'une modification de la proposition tarifaire. En l'absence de modifications, la proposition tarifaire continuera de faire référence aux règles d'équilibrage pour le calcul du tarif de déséquilibre. Par conséquent, l'entrée en vigueur des T&C BRP dépend d'une proposition tarifaire qui doit encore être approuvée par la CREG, dans laquelle la référence aux règles d'équilibrage est remplacée par une référence aux T&C BRP révisées. Bien que la CREG préfère une modification de la proposition tarifaire, elle permet également que les règles d'équilibrage soient modifiées entre-temps.

La CREG fait remarquer à Elia qu'elle ne trouve aucune incohérence juridique suite à la révision des T&C BRP. La révision des T&C BRP intègre le calcul du prix de déséquilibre dans les T&C BRP sans modifier les autres documents réglementaires, et donc sans modifier le calcul du tarif de déséquilibre actuellement applicable. Enfin, la CREG constate que les modifications de fond ne concernent que la suppression des interventions relatives au signal de prix calculé par la plateforme européenne aFRR. Étant donné que le délai légal pour participer à la plateforme européenne aFRR tombe en juillet 2024, la CREG considère qu'il y a suffisamment de flexibilité pour modifier les autres documents réglementaires afin qu'ils fassent référence aux T&C BRP révisées avant que le calcul du prix de déséquilibre dans les T&C BRP révisées n'entre effectivement en vigueur.

32. Deuxièmement, Elia renvoie dans sa lettre à des échanges antérieurs entre elle et la CREG au sujet de la suppression des *cap*, *floor* et *dead band*.

Elia note que les T&C BRP révisées visent à supprimer la composante alpha. Elia rappelle à la CREG que la composante alpha fait partie du cadre tarifaire prévu par la législation nationale. Elia indique qu'une modification de la composante alpha nécessite une modification de la proposition tarifaire, et ne peut se faire par le biais d'une modification des T&C BRP. Par conséquent, Elia estime que la composante alpha de la proposition de révision des T&C BRP ne peut être supprimée. À cet égard, Elia renvoie dans sa lettre à l'annexe 2 pour les arguments de fond contre la suppression de la composante alpha.

La CREG renvoie à des échanges antérieurs entre elle et Elia dans lesquels elle a formulé une réponse aux arguments avancés par Elia au sujet de la suppression des interventions concernant les prix mentionnées par Elia. La partie 3.2 du présent projet de décision développe l'argument de la sécurité du système.

La CREG fait remarquer à Elia que la composante alpha reste d'application dans le cadre de la proposition tarifaire approuvée par la CREG. Les T&C BRP révisées ne modifient pas le tarif de déséquilibre, et ne suppriment donc pas la composante alpha, puisque la proposition tarifaire en vigueur ne change pas. Par conséquent, les T&C BRP révisées ne peuvent également contenir de composante additionnelle, afin de ne pas appliquer de double composante additionnelle aux BRP. La CREG considère donc que la suppression de la composante alpha dépasse le cadre de la révision des T&C BRP par la CREG.

33. Troisièmement, Elia fait des commentaires textuels sur la révision effectuée par la CREG.

La CREG constate que les commentaires portent principalement sur la clarté et l'exhaustivité du texte et a intégré ces commentaires.

34. Enfin, Elia fait référence au Working Group Balancing du 9 décembre 2022, dans lequel les acteurs du marché ont exprimé leurs préoccupations quant à l'intention de la CREG d'adapter le tarif de déséquilibre par une révision des T&C BRP.

La CREG fait remarquer à Elia que le présent projet de décision est soumis à la consultation des acteurs du marché. Les acteurs du marché peuvent formuler des commentaires sur les T&C BRP révisées et leur plan de mise en œuvre. La CREG fait référence au numéro 31 du présent projet de décision concernant le plan de mise en œuvre et au numéro 32 du présent projet de décision concernant l'impact de la révision du tarif de déséquilibre.

35. Conformément à l'article 33, §1 du règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG, la CREG organise une consultation publique avant de prendre une décision. Une consultation publique est organisée par le biais du site Web de la commission.

La période de consultation est fixée à un mois, conformément à l'article 10.1 de l'EBGL.

3. EXPLICATION DES RÉVISIONS PROPOSÉES

3.1. PROPOSITION DE RÉVISION DES T&C BRP

36. Dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre, la CREG revoit les T&C BRP suivants :

3.1.1. Article 1 Définitions :

37. La CREG reprend la terminologie et les définitions de la proposition des règles d'équilibrage d'Elia approuvées par la CREG dans sa décision (B)2433 du 19 juillet 2022. Il s'agit des termes : « aFRR satisfied demand », « aFRR Requested », « Prix marginal transfrontalier », « Plateforme IN », « Cycle d'optimisation », « Time Step », et « VoAA ».

38. La CREG ajoute en outre les termes suivants :

- « *Règles d'équilibrage* » : signifie les règles telles que visées dans le Code de bonne conduite électricité.

Cet ajout facilite les renvois vers les termes qui sont déjà définis dans les règles d'équilibrage ;

- « *Code de bonne conduite électricité* » : signifie le code de bonne conduite électricité tel que défini par la CREG par la décision (B)2409 du 20 octobre 2022 établissant le code de bonne conduite relatif aux conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et relatif aux 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, et approuvant, dans ce cadre, la proposition d'Elia relative aux procédures de raccordement au réseau de transport.

Par cette modification, la CREG actualise le cadre réglementaire dans lequel sont fixées les règles d'équilibrage. Ce cadre réglementaire a été modifié le 20 octobre 2022, du Règlement technique fédéral au Code de bonne conduite électricité.

- « *Plate-forme européenne mFRR* » : signifie la plate-forme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage provenant du mFRR conformément au cadre de mise en œuvre du même nom dans le cadre de l'EBGL ;

Cette modification permet d'encadrer les critères à partir desquels le calcul du prix du déséquilibre change.

39. La CREG a harmonisé avec la terminologie européenne les termes suivants qui sont déjà utilisés dans la réglementation européenne : « offre d'énergie d'équilibrage aFRR » au lieu de « offre d'énergie aFRR », « Plateforme aFRR européenne » au lieu de « Plateforme aFRR » et « offre d'énergie d'équilibrage mFRR » au lieu de « offre d'énergie mFRR ».

La CREG choisit provisoirement de conserver les termes connus mais estime nécessaire d'utiliser la terminologie déjà connue dans la réglementation européenne pour éviter toute confusion.

3.1.2. Article 29 des Règles pour le calcul du prix de déséquilibre :

40. La CREG ajoute aux T&C BRP une nouvelle section XIV, à savoir l'article 29. Cet article décrit les règles de calcul du prix de déséquilibre et répond dès lors à l'exigence de l'article 18.6(k) de l'EBGL, à savoir l'intégration des règles pour le calcul du prix de déséquilibre en vertu de l'article 55 de l'EBGL. Cette révision fait partie de la demande de modification du 7 avril 2022 de la CREG.

3.1.2.1. Article 29.1 du T&C BRP revu : Généralités

41. L'article 29.1 décrit le calcul du prix de déséquilibre de manière générale. L'article revu commence par un renvoi à la législation et à la réglementation en vigueur :

« Les règles pour le calcul du prix de déséquilibre sont fixées conformément à l'article 55 de l'EBGL et conformément au Titre III de la Décision ACER du 15 juillet 2020 sur la méthodologie pour l'harmonisation des principales caractéristiques du règlement de déséquilibre conformément à l'article 52, alinéa 2 de l'EBGL. »

42. L'article 29.1 révisé spécifie l'application du prix de déséquilibre unique, où pour une période de règlement de déséquilibre donnée dans la zone de prix de déséquilibre, le prix de déséquilibre pour le règlement de déséquilibres négatifs et le prix de déséquilibre pour le règlement de déséquilibres positifs est exactement le même :

« Un prix unique pour tous les déséquilibres est appliqué, où un seul prix est fixé pour les déséquilibres positifs et les déséquilibres négatifs pour chaque zone de prix de déséquilibre dans le bloc LFC d'Elia, conformément à l'article 13 de ce contrat BRP, dans une période de règlement de déséquilibre. »

43. L'article 29.1 révisé stipule en outre que le calcul du prix de déséquilibre comprend deux composants. Le premier composant du prix de déséquilibre est déterminé à l'aide de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres. Le deuxième composant du prix de déséquilibre est un composant de prix de déséquilibre additionnel. Le mode de calcul des deux composants du prix de déséquilibre dépend de la direction du déséquilibre du système :

« Le prix du déséquilibre est calculé par période de compensation du prix du déséquilibre comme étant la somme de la composante du prix de déséquilibre due à l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de fréquence et de la compensation des déséquilibres, et de la composante supplémentaire du prix du déséquilibre.

Le composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres est calculé à l'aide des modalités visées à l'article 29.2 dans le cas où le déséquilibre du système est négatif pendant la période de compensation et à l'aide des modalités visées à l'article 29.3 dans le cas où le déséquilibre du système est positif pendant la période de compensation.

Le composant additionnel du prix de déséquilibre est calculé à l'aide des modalités visées à l'article 29.4 dans le cas où le déséquilibre du système est négatif et à l'aide des modalités visées à l'article 29.5 dans le cas où le déséquilibre du système est positif.

Le déséquilibre du système sera déterminé conformément à l'article 29.6 du présent Contrat BRP.. »

3.1.2.2. Article 29.2 du T&C BRP révisé : La composante du prix du déséquilibre due à l'activation de l'énergie d'équilibrage provenant des réserves de restauration de fréquence et de la compensation du déséquilibre dans le cas où le déséquilibre du système est négatif

44. L'article 29.2 décrit le calcul détaillé du composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres dans le cas où le déséquilibre du système est négatif. En l'absence de certitude concernant la date de participation à la plateforme aFRR européenne, cet article décrit le calcul du composant du prix de déséquilibre dans la situation sans participation à la plateforme aFRR européenne et dans la situation de participation à la plateforme aFRR européenne.

45. L'article 29.2.1 décrit le calcul du composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres avant participation à la plateforme aFRR européenne. La CREG reprend à l'article 29.2.1 le calcul du prix marginal d'activation de l'énergie d'équilibrage positive, conformément aux règles d'équilibrage approuvées par la CREG le 18 juin 2020¹¹, qui sont encore d'application au moment du présent projet de décision.

L'article 29.2.1 révisé est le suivant :

« La composante du prix de déséquilibre due à l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de fréquence et de la compensation des déséquilibres dans le cas où le déséquilibre du système est négatif correspond au maximum entre les prix respectifs des différents moyens d'équilibrage pour le règlement, comme décrit à l'alinéa suivant, utilisé par Elia, pendant la période de règlement du déséquilibre, afin de maintenir l'équilibre du bloc RFP d'Elia : Ces moyens d'équilibrage peuvent être

1. Importation d'énergie via compensation des déséquilibres ;
2. aFRR
 - a. Offres d'énergie d'équilibrage aFRR non contractuelles dans le sens positif
 - b. Offres d'énergie d'équilibrage aFRR contractuelles dans le sens positif
3. mFRR
 - a. Offres d'énergie d'équilibrage mFRR non contractuelles dans le sens positif
 - b. Offres d'énergie d'équilibrage mFRR contractuelles dans le sens positif de « mFRR Standard » et « mFRR Flex »
 - c. Contrats concernant l'échange de mFRR
4. Unités avec contraintes techniques

Le prix pour le règlement de chacun de ces moyens d'équilibrage est déterminé comme suit :

1. Le prix pour le règlement dans le sens positif pour la compensation des déséquilibres est égal au prix pour le règlement d'aFRR, comme décrit au point suivant de cette liste ;

¹¹ Voir la décision de la CREG (B)2085 : <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2085>

2. Le prix pour le règlement aFRR est égal à :

- a. Une moyenne pondérée des prix pour le règlement aFRR, calculée comme suit :

$$\frac{\sum_{k=\text{activated bids}_{ISP=qh}} (aFRR Requested_{pos,act,k,ISP} * Time_{pos,act,k,ISP} * aFRR Price_{pos,act,k,ISP})}{\sum_{k=\text{activated bids}_{ISP=qh}} (aFRR Requested_{pos,act,k,ISP} * Time_{pos,act,k,ISP})}$$

Où

- $aFRR Requested_{pos,act,k,ISP}$ l'aFRR Requested pour le règlement dans le sens positif par offre d'énergie d'équilibrage aFRR k pendant la période de règlement de déséquilibre ISP, exprimé en MW ;
 - $Time_{pos,act,k,ISP}$: la durée pendant laquelle l'offre d'énergie d'équilibrage aFRR k est activée pour le règlement dans le sens positif pendant la période de compensation du déséquilibre ISP, exprimée en heure ;
 - $aFRR Price_{pos,act,k,ISP}$: le prix d'activation de l'offre d'énergie d'équilibrage aFRR k pour le règlement dans le sens positif pendant la période de règlement de déséquilibre ISP, exprimée en €/MWh ;
- b. Le prix de la première offre d'énergie d'équilibrage aFRR disponible pour règlement dans le sens positif, selon le classement des offres en vertu de l'article 9 des Règles d'équilibrage, si aucune offre d'énergie d'équilibrage aFRR pour le règlement dans le sens positif n'a été activée pendant cette période de règlement de déséquilibre ;
3. Le prix pour le règlement mFRR dans le sens positif est égal au prix marginal des offres d'énergie mFRR activées dans le sens positif, comme défini dans le T&C BSP mFRR.

Le prix du règlement dans le sens positif des contrats en matière d'échange de mFRR entre les GRT est le prix convenu de l'énergie échangée, telle que définie dans les contrats bilatéraux avec les autres GRT

4. Le prix du règlement dans le sens positif pour les Unités avec contraintes techniques, comme défini dans les Règles d'équilibrage, est égal au prix d'activation le plus élevé, compte tenu des coûts de démarrage tels que décrits à l'article 13(1)(b) des Règles d'équilibrage, de l'énergie activée dans le sens positif sur une Unité avec contraintes techniques aux fins d'équilibrage¹²

Les offres d'énergie d'équilibrage activées dans le cadre du redispatching ne sont pas incluses dans le calcul du Prix marginal incrémental et n'ont donc aucun impact direct sur le Prix d'équilibre.

L'activation des FCR n'a aucune influence sur le Prix marginal incrémentiel.

Si Elia active des offres d'énergie mFRR dans le sens positif à la demande d'un GRT voisin, cela n'est pas pris en compte dans le calcul du prix marginal incrémental pour le bloc RFP d'Elia. »

¹² Dans le contexte de la procédure pour la gestion des tempêtes, les coûts liés au démarrage ex ante d'une Unité avec contraintes techniques (procédure fallback) ne sont pas pris en compte pour la composition du prix du règlement dans le sens positif.

46. L'article 29.2.2 décrit le calcul du composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres après participation à la plateforme aFRR européenne. La CREG reprend à l'article 29.2.2 le calcul comme dans les règles d'équilibrage approuvées par la CREG le 19 juillet 2022¹³, à l'exception de deux modifications.

Ces deux modifications sont (i) la suppression du maximum de la VoAA dans le sens positif et négatif comme limite inférieure pour la définition du composant du prix de déséquilibre à la suite de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres, et (ii) la suppression de l'application d'un *dead band*.

47. En ce qui concerne le point (i) au paragraphe 46 de ce projet de décision, la CREG estime cette modification nécessaire pour garantir que le prix de déséquilibre pour les déséquilibres négatifs ne soit pas inférieur au prix moyen pondéré pour l'énergie d'équilibrage activée positive des réserves de restauration de la fréquence, conformément à l'article 55(4) de l'EBGL.

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 (ci-après : « ISH »)¹⁴ affirme que cette condition annexe doit être calculée sur la base de tous les prix disponibles et volumes respectifs pour l'énergie d'équilibrage positive activée, comme repris aux paragraphes 3 et 5 de l'article 9 de l'ISH.

Comme le déséquilibre par période de règlement de déséquilibre est défini comme la moyenne des déséquilibres instantanés mesurés pendant la période de règlement de déséquilibre, la moyenne pondérée des prix marginaux transfrontaliers reflète, à la suite de la sélection des offres d'énergie d'équilibrage aFRR standard pour compenser ces déséquilibres instantanés, la valeur de l'énergie en temps réel la plus précise, conformément à l'article 44(1)(b) de l'EBGL et à l'article 9(5) du Règlement 2019/943. Ces articles indiquent que les déséquilibres doivent être réglés à un prix reflétant la valeur en temps réel de l'énergie. En vertu du point (17) de l'EBGL et du point (15) du Règlement 2019/943 le reflet de la valeur en temps réel de l'énergie par le prix de déséquilibre est jugé nécessaire pour préparer les marchés d'équilibrage et le système dans son ensemble à l'intégration de plus en plus de sources d'énergie renouvelables variables.

La CREG estime par conséquent que le calcul résultant de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage aFRR standard, comme la moyenne des prix marginaux transfrontaliers, pondéré avec la *satisfied aFRR balancing energy demand*, indique les signaux de prix les plus précis aux BRP pour équilibrer le système.

La suppression du maximum de la VoAA dans le sens positif et négatif comme limite inférieure pour la définition du composant du prix de déséquilibre à la suite de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres est dès lors justifiée.

¹³ Voir la décision de la CREG (B)2433 : <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2433>

¹⁴ [https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20\(ISHP\).pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20(ISHP).pdf)

48. En ce qui concerne le point (ii) du paragraphe 46 du projet de décision, la CREG constate que l'application du *dead band* implique un écart par rapport aux exigences de l'article 44(1)(b) de l'EBGL, de l'article 55(4) de l'EBGL et de l'article 9(5) du Règlement 2019/943 (voir paragraphe 47 du projet de décision). Dans le cas où un prix marginal transfrontalier est la conséquence d'un faible déséquilibre négatif dans le bloc LFC d'Elia et d'un déséquilibre négatif élevé dans un autre bloc LFC, avec une capacité transfrontalière suffisante pour échanger les offres d'énergie d'équilibrage aFRR nécessaires, l'application du *dead band* dans un prix de déséquilibre inférieur fera que le prix de déséquilibre sera équivalent au prix moyen pondéré pour une énergie d'équilibrage positive activée des réserves de restauration de la fréquence. En outre, le prix de déséquilibre ne reflète plus le prix marginal transfrontalier résultant de l'offre et de la demande.

La suppression de l'application du *dead band* pour la définition du composant du prix de déséquilibre à la suite de l'activation de l'énergie d'équilibrage positive des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres est dès lors justifiée.

Vu ce qui précède, l'article 29.2.2 révisé est le suivant :

« La composante du prix de déséquilibre due à l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de fréquence et de la compensation des déséquilibres dans le cas où le déséquilibre du système est négatif correspond au maximum entre les prix respectifs des différents moyens d'équilibrage pour le règlement, comme décrit à l'alinéa suivant de l'article 3.1.2.2 de ce contrat BRP, utilisé par Elia, pendant la période de règlement du déséquilibre: Ces moyens d'équilibrage peuvent être

1. *Importation d'énergie via compensation des déséquilibres ;*
2. *aFRR*
 - a. *L'aFRR Satisfied Demand calculé par la plateforme européenne aFRR*
 - b. *Lorsqu'elles sont dissociées de la plateforme européenne aFRR, les offres d'énergie d'équilibrage aFRR dans le sens positif disponibles dans le bloc RFP d'Elia*
3. *mFRR*
 - a. *Offres d'énergie d'équilibrage mFRR non contractuelles dans le sens positif*
 - b. *Offres d'énergie d'équilibrage mFRR contractuelles dans le sens positif de « mFRR Standard » et « mFRR Flex »*
 - c. *Contrats concernant l'échange de mFRR*

Le prix pour le règlement de chacun de ces moyens d'équilibrage est déterminé comme suit :

1. *Le prix pour le règlement dans le sens positif pour la compensation des déséquilibres est égal au prix pour le règlement d'aFRR, comme décrit au point suivant de cette liste ;*
2. *Le prix pour le règlement aFRR est égal à :*
 - a. *Une moyenne pondérée des prix pour le règlement aFRR, calculée comme suit :*

$$\frac{\sum_{CC \text{ ISP=qh}} (abs(aFRR SD_{OC,ISP}) * CBMP_{OC,ISP})}{\sum_{CC \text{ ISP=qh}} (abs(aFRR SD_{OC,ISP}))}$$

Où

- Cycle d'optimisation ou « OC » défini dans la Section I.1 de ce contrat BRP ;
 - $aFRR SD_{OC,ISP}$: l'aFRR Satisfied Demand, telle que définie dans la Section I.1 du présent Contrat BRP, du Cycle d'Optimisation OC pendant la période de compensation des déséquilibres « ISP » concernée, exprimée en MW.
 - $CBMP_{OC,ISP}$: le CBMP, tel que défini dans la Section I.1 de ce contrat BRP, du cycle d'optimisation OC pendant la période de compensation du déséquilibre concernée « ISP », exprimé en €/MWh.
- b. En l'absence d'aFRR Satisfied Demande pendant la période de règlement de déséquilibre concernée, le maximum entre la VoAA dans le sens positif et la VoAA dans le sens négatif de la période de règlement de déséquilibre concernée ;
- c. Si Elia est dissocié de la plateforme européenne aFRR, comme décrit au §11.5.c des Règles d'équilibrage, une moyenne pondérée du prix pour le règlement dans le sens positif, calculée comme suit :

$$\frac{\sum_{ts \text{ avec } Global CT > 0_{ISP=qh}} (Global CT_{ts,ISP} * LMP_{ts,pos,ISP})}{\sum_{ts \text{ avec } Global CT > 0_{ISP=qh}} (Global CT_{ts,ISP})}$$

Où :

- Time Step ou « ts » : tel que défini dans la Section I.1 du présent Contrat BRP ;
 - $Global CT_{ts,ISP}$: l'objectif global de contrôle (« global control targets »), tel que décrit à l'article 11(5)(a) des Règles d'Équilibrage, pour le Time Step « ts » pendant la période de règlement du déséquilibre « ISP » concernée, exprimé en MW.
 - $LMP_{ts,pos,ISP}$: le Prix Marginal Local, tel que défini à l'article 14 des T&C BSP aFRR, pour le Time Step « ts » pendant la période de règlement du déséquilibre « ISP » concernée, dans le sens positif, exprimé en €/MWh.
- d. Si Elia est déconnectée de la Plate-forme européenne aFRR, comme décrit au §11.5.c des Règles d'Équilibrage, et si l'objectif de contrôle global pendant la période de règlement des déséquilibres concernée n'excède jamais 0 MW, le maximum entre la VoAA dans le sens positif et la VoAA dans le sens négatif de la période de règlement des déséquilibres concernée ;
- e. Si Elia est connectée à la Plate-forme européenne aFRR pendant une partie de la période de règlement des déséquilibres concernée et déconnectée de la Plate-forme européenne aFRR pendant l'autre partie de la période de règlement des déséquilibres concernée, la moyenne pondérée du prix de la régulation aFRR pour la première partie (cf. point a. de la présente liste) et la moyenne pondérée du prix

de la régulation dans le sens positif pendant la dernière partie (cf. point c. de la présente liste).

3. *Le prix pour le règlement mFRR dans le sens positif est égal au prix marginal des offres d'énergie mFRR activées dans le sens positif, comme défini dans le T&C BSP mFRR.*

Le prix du règlement dans le sens positif des contrats en matière d'échange de mFRR entre les GRT est le prix convenu de l'énergie échangée, telle que définie dans les contrats bilatéraux avec les autres GRT

Les offres d'énergie d'équilibrage activées dans le cadre du redispatching ne sont pas incluses dans le calcul de la composante du prix du déséquilibre due à l'activation de l'énergie d'équilibrage provenant des réserves de restauration de fréquence et de la compensation du déséquilibre et n'ont donc aucun impact direct sur le Prix d'équilibre.

L'activation des FCR n'a aucune influence sur la composante du prix du déséquilibre due à l'activation de l'énergie d'équilibrage provenant des réserves de restauration de fréquence et de la compensation du déséquilibre.

Si Elia active des offres d'énergie mFRR dans le sens positif à la demande d'un GRT voisin, cela n'est pas pris en compte dans le calcul de la composante du prix du déséquilibre due à l'activation de l'énergie d'équilibrage provenant des réserves de restauration de fréquence et de la compensation du déséquilibre pour le bloc RFP d'Elia. »

3.1.2.3. *Article 29.3 du T&C BRP révisé : La composante du prix du déséquilibre due à l'activation de l'énergie d'équilibrage provenant des réserves de restauration de fréquence et de la compensation du déséquilibre dans le cas où le déséquilibre du système est positif*

49. L'article 29.3 décrit le calcul détaillé du composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres dans le cas où le déséquilibre du système est positif. En l'absence de certitude concernant la date de participation à la plateforme aFRR européenne, cet article décrit le calcul du composant du prix de déséquilibre dans la situation sans participation à la plateforme aFRR européenne et dans la situation de participation à la plateforme aFRR européenne.

50. L'article 29.3.1 décrit le calcul du composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres avant participation à la plateforme aFRR européenne. La CREG reprend à l'article 29.3.1 le calcul du prix marginal d'activation de l'énergie d'équilibrage négative, conformément aux règles d'équilibrage approuvées par la CREG le 18 juin 2020¹⁵, qui sont encore d'application au moment du présent projet de décision.

L'article 29.3.1 révisé est le suivant :

« Le composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres dans le cas où le déséquilibre du système est positif correspond au minimum entre les prix respectifs des différents moyens d'équilibrage pour le règlement, comme décrit à l'alinéa suivant de l'article 29.3.1 de ce contrat BRP, utilisé par Elia,

¹⁵ Voir la décision de la CREG (B)2085 : <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2085>

pendant la période de règlement du déséquilibre: Ces moyens d'équilibrage peuvent être

1. Exportation d'énergie via compensation des déséquilibres ;
2. aFRR
 - a. Offres d'énergie d'équilibrage aFRR non contractuelles dans le sens négatif
 - b. Offres d'énergie d'équilibrage aFRR contractuelles dans le sens négatif
3. mFRR
 - a. Offres d'énergie d'équilibrage mFRR non contractuelles dans le sens négatif
 - b. Contrats concernant l'échange de mFRR
4. Unités avec contraintes techniques

Le prix pour le règlement de chacun de ces moyens d'équilibrage est déterminé comme suit :

1. Le prix pour le règlement dans le sens négatif pour la compensation des déséquilibres est égal au prix pour le règlement d'aFRR, comme décrit au point suivant de cette liste ;
2. Le prix pour le règlement aFRR est égal à :
 - a. Une moyenne pondérée des prix pour le règlement aFRR, calculée comme suit :

$$\frac{\sum_{k=\text{activated bids}_{ISP=qh}} (aFRR \text{ Requested}_{neg,act,k,ISP} * Time_{neg,act,k,ISP} * aFRR \text{ Price}_{neg,act,k,ISP})}{\sum_{k=\text{activated bids}_{ISP=qh}} (aFRR \text{ Requested}_{neg,act,k,ISP} * Time_{neg,act,k,ISP})}$$

Où

- $aFRR \text{ Requested}_{neg,act,k,ISP}$ l'aFRR Requested pour le règlement dans le sens négatif par offre d'énergie d'équilibrage aFRR k pendant la période de règlement de déséquilibre ISP, exprimé en MW ;
 - $Time_{neg,act,k,ISP}$: la durée pendant laquelle l'offre d'énergie d'équilibrage aFRR k est activée pour le règlement dans le sens négatif pendant la période de règlement de déséquilibre ISP, exprimée en heure ;
 - $aFRR \text{ Price}_{neg,act,k,ISP}$: le prix d'activation de l'offre d'énergie d'équilibrage aFRR k pour le règlement dans le sens négatif pendant la période de règlement de déséquilibre ISP, exprimée en €/MWh ;
- b. Le prix de la première offre d'énergie d'équilibrage aFRR disponible pour règlement dans le sens négatif, selon le classement des offres en vertu de l'article 9 des Règles d'équilibrage, si aucune offre d'énergie d'équilibrage aFRR pour le règlement dans le sens négatif n'a été activée pendant cette période de règlement de déséquilibre ;

3. *Le prix pour le règlement mFRR dans le sens négatif est égal au prix marginal des offres d'énergie mFRR activées dans le sens négatif, comme défini dans le T&C BSP mFRR.*

Le prix du règlement dans le sens négatif des contrats en matière d'échange de mFRR entre les GRT est le prix convenu de l'énergie échangée telle que définie dans les contrats bilatéraux avec les autres GRT.

4. *Le prix du règlement dans le sens négatif pour les Unités avec contraintes techniques est égal au prix d'activation le plus bas de l'énergie activée dans le sens négatif sur une Unité avec contraintes techniques aux fins d'équilibrage.*

Les offres d'énergie d'équilibrage activées dans le cadre du redispatching ne sont pas reprises dans le calcul du Prix marginal décrémental et n'ont donc pas d'impact direct sur le prix de déséquilibre.

L'activation des FCR n'a aucune influence sur le Prix marginal décrémental.

Si Elia active des offres d'énergie mFRR dans le sens négatif à la demande d'un GRT voisin, cela n'est pas pris en compte dans le calcul du Prix marginal décrémental pour le bloc RFP d'Elia. »

51. L'article 29.3.2 décrit le calcul du composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres après participation à la plateforme aFRR européenne. La CREG reprend à l'article 29.3.2 le calcul comme dans les règles d'équilibrage approuvées par la CREG le 19 juillet 2022¹⁶, à l'exception de deux modifications.

Ces deux modifications sont (i) la suppression du minimum de la VoAA dans le sens positif et négatif comme limite supérieure pour la définition du composant du prix de déséquilibre à la suite de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres, et (ii) la suppression de l'application d'un *dead band*.

52. En ce qui concerne le point (i) au paragraphe 51 de ce projet de décision, la CREG estime cette modification nécessaire pour garantir que le prix de déséquilibre pour les déséquilibres positifs ne soit pas supérieur au prix moyen pondéré pour l'énergie d'équilibrage activée négative des réserves de restauration de la fréquence, conformément à l'article 55(5) de l'EBGL.

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 (ci-après : « ISH »)¹⁷ affirme que cette condition annexe doit être calculée sur la base de tous les prix disponibles et volumes respectifs pour l'énergie d'équilibrage négative activée, comme repris aux paragraphes 3 et 5 de l'article 9 de l'ISH.

Comme le déséquilibre par période de règlement de déséquilibre est défini comme la moyenne des déséquilibres instantanés mesurés pendant la période de règlement de déséquilibre, la moyenne pondérée des prix marginaux transfrontaliers reflète, à la suite de la sélection des offres d'énergie d'équilibrage aFRR standard pour compenser ces déséquilibres instantanés, la valeur de l'énergie en temps réel la plus précise, conformément à l'article 44(1)(b) de l'EBGL et à l'article 9(5) du Règlement 2019/943. Ces articles indiquent que les déséquilibres doivent être réglés à un prix

¹⁶ Voir la décision de la CREG (B)2433 : <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2433>

¹⁷

[https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20\(ISHP\).pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20the%20harmonisation%20of%20the%20main%20features%20of%20imbalance%20settlement%20(ISHP).pdf)

reflétant la valeur en temps réel de l'énergie. En vertu du point (17) de l'EBGL et du point (15) du Règlement 2019/943 le reflet de la valeur en temps réel de l'énergie par le prix de déséquilibre est jugé nécessaire pour préparer les marchés d'équilibrage et le système dans son ensemble à l'intégration de plus en plus de sources d'énergie renouvelables variables.

La CREG estime par conséquent que le calcul résultant de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage aFRR standard comme la moyenne des prix marginaux transfrontaliers, pondéré avec la *satisfied aFRR balancing energy demand*, indique les signaux de prix les plus précis aux BRP pour équilibrer le système.

La suppression du minimum de la VoAA dans le sens positif et négatif comme limite supérieure pour la définition du composant du prix de déséquilibre à la suite de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres est dès lors justifiée.

53. En ce qui concerne le point (ii) du paragraphe 51 de ce projet de décision, la CREG constate que l'application du *dead band* implique un écart par rapport aux exigences de l'article 44(1)(b) de l'EBGL, de l'article 55(5) de l'EBGL et de l'article 9(5) du Règlement 2019/943 (voir paragraphe 52 du projet de décision). Dans le cas où un prix marginal transfrontalier est la conséquence d'un faible déséquilibre positif dans le bloc LFC d'Elia et d'un déséquilibre positif élevé dans un autre bloc LFC, avec une capacité transfrontalière suffisante pour échanger les offres d'énergie d'équilibrage aFRR nécessaires, l'application du *dead band* dans un prix de déséquilibre supérieur fera que le prix de déséquilibre sera équivalent au prix moyen pondéré pour une énergie d'équilibrage négative activée des réserves de restauration de la fréquence. En outre, le prix de déséquilibre ne reflète plus le prix marginal transfrontalier résultant de l'offre et de la demande.

La suppression de l'application du *dead band* pour la définition du composant du prix de déséquilibre à la suite de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres est dès lors justifiée.

Vu ce qui précède, l'article 29.3.2 révisé est le suivant :

« Le composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres en cas de déséquilibre du système positif correspond au minimum entre les prix respectifs des différents moyens d'équilibrage pour le règlement, comme décrit à l'alinéa suivant de l'article 3.1.2.3 de ce contrat BRP, utilisé par Elia, pendant la période de règlement du déséquilibre: Ces moyens d'équilibrage peuvent être

1. Exportation d'énergie via compensation des déséquilibres ;
2. aFRR
 - a. L'aFRR Satisfied Demand calculé par la plateforme européenne aFRR
 - b. Lorsqu'elles sont dissociées de la plateforme européenne aFRR, les offres d'énergie d'équilibrage aFRR dans le sens négatif disponibles dans le bloc RFP d'Elia
3. mFRR
 - a. Offres d'énergie d'équilibrage mFRR non contractuelles dans le sens négatif
 - b. Contrats concernant l'échange de mFRR

Le prix pour le règlement de chacun de ces moyens d'équilibrage est déterminé comme suit :

1. Le prix pour le règlement dans le sens négatif pour la compensation des déséquilibres est égal au prix pour le règlement d'aFRR, comme décrit au point suivant de cette liste ;
2. Le prix pour le règlement aFRR est égal à :
 - a. Une moyenne pondérée des prix pour le règlement aFRR, calculée comme suit :

$$\frac{\sum_{CC_{ISP=qh}} (abs(aFRR SD_{OC,ISP}) * CBMP_{OC,ISP})}{\sum_{CC_{ISP=qh}} (abs(aFRR SD_{OC,ISP}))}$$

Où

- Cycle d'optimisation ou « OC » défini dans la Section I.1 de ce contrat BRP ;
 - $aFRR SD_{OC,jISP}$: l'aFRR Satisfied Demand, telle que définie dans Section I.1 du présent Contrat BRP, du Cycle d'Optimisation OC pendant la période de compensation des déséquilibres "ISP" concernée, exprimée en MW.
 - $CBMP_{OC,ISP}$: le CBMP, tel que défini dans la Section I.1 de ce contrat BRP, du cycle d'optimisation OC pendant la période de compensation du déséquilibre concernée « ISP », exprimé en €/MWh.
- b. En l'absence d'aFRR Satisfied Demande pendant la période de règlement de déséquilibre concernée, le minimum entre la VoAA dans le sens positif et la VoAA dans le sens négatif de la période de règlement de déséquilibre concernée ;
 - c. Si Elia est dissocié de la plateforme européenne aFRR, comme décrit au §11.5.c des Règles d'équilibrage, une moyenne pondérée du prix pour le règlement dans le sens négatif, calculée comme suit :

$$\frac{\sum_{ts \text{ avec } Global CT < 0_{ISP=qh}} (Global CT_{ts,ISP} * LMP_{ts,neg,ISP})}{\sum_{ts \text{ avec } Global CT < 0_{ISP=qh}} (Global CT_{ts,ISP})}$$

Où :

- Time Step ou « ts » : tel que défini dans la Section I.1 du présent Contrat BRP ;
- $Global CT_{ts,ISP}$: l'objectif global de contrôle (« *global control targets* »), tel que décrit à l'article 11(5)(a) des Règles d'Equilibrage, pour le Time Step « ts » pendant la période de règlement du déséquilibre « ISP » concernée, exprimé en MW.
- $LMP_{ts,neg,ISP}$: le prix marginal local, tel que défini à l'article 14 du T&C BSP aFRR, pour Time Step « ts » pendant la période de règlement des déséquilibre concernée « ISP », dans le sens négatif, exprimé en €/MWh.

- d. Si Elia est dissociée de la plateforme européenne aFRR, comme décrit au §11.5.c des Règles d'équilibrage, et si l'objectif de règle global pendant la période de règlement des déséquilibres concernée n'est jamais inférieur à 0 MW, le minimum entre la VoAA dans le sens positif et la VoAA dans le sens négatif de la période de règlement de déséquilibre concernée ;
 - e. Si Elia est connectée à la Plate-forme européenne aFRR pendant une partie de la période de règlement des déséquilibres concernée et déconnectée de la Plate-forme européenne aFRR pendant l'autre partie de la période de règlement des déséquilibres concernée, la moyenne pondérée du prix de la régulation aFRR pour la première partie (cf. point a. de la présente liste) et la moyenne pondérée du prix de la régulation dans le sens positif pendant la dernière partie (cf. point c. de la présente liste).
3. Le prix pour le règlement mFRR dans le sens négatif est égal au prix marginal des offres d'énergie mFRR activées dans le sens négatif, comme défini dans le T&C BSP mFRR.

Le prix du règlement dans le sens négatif des contrats en matière d'échange de mFRR entre les GRT est le prix convenu de l'énergie échangée telle que définie dans les contrats bilatéraux avec les autres GRT

Les offres d'énergie d'équilibrage activées dans le cadre du redispatching ne sont pas reprises dans le calcul du composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres et n'ont donc pas d'impact direct sur le prix de déséquilibre.

L'activation des FCR n'a aucune influence sur le composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres.

Si Elia active des offres d'énergie mFRR dans le sens négatif à la demande d'un GRT voisin, cela n'est pas pris en compte dans le calcul du composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres pour le bloc RFP d'Elia. »

3.1.2.4. Article 29.4 du T&C BRP révisé : Composant du prix de déséquilibre additionnel au composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence en cas de déséquilibre du système négatif

54. L'article 29.4 définit le composant du prix de déséquilibre additionnel qui est ajouté au composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence. La CREG constate que le composant de prix de déséquilibre additionnel est actuellement établi dans le cadre des tarifs pour le déséquilibre, mieux connu comme le « composant alpha ». Dans l'attente d'une proposition de modification de la proposition tarifaire par Elia, la CREG ne définit pas de composante de prix de déséquilibre supplémentaire sur la composante de prix de déséquilibre due à l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de fréquence afin d'éviter une double application potentielle d'une composante de prix de déséquilibre supplémentaire.

55. L'article 29.4 révisé est le suivant :

« Aucun composant de prix de déséquilibre additionnel n'est appliqué. »

3.1.2.5. Article 29.5 du T&C BRP révisé : Composant du prix de déséquilibre additionnel au composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence en cas de déséquilibre du système positif

56. L'article 29.5 définit le composant du prix de déséquilibre additionnel qui est ajouté au composant du prix de déséquilibre résultant de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence. La CREG constate que le composant de prix de déséquilibre additionnel est actuellement établi dans le cadre des tarifs pour le déséquilibre, mieux connu comme le « composant alpha ». Dans l'attente d'une proposition de modification de la proposition tarifaire par Elia, la CREG ne définit pas de composante de prix de déséquilibre supplémentaire sur la composante de prix de déséquilibre due à l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de fréquence afin d'éviter une double application potentielle d'une composante de prix de déséquilibre supplémentaire.

57. L'article 29.5 révisé est le suivant :

« Aucun composant de prix de déséquilibre additionnel n'est appliqué. »

3.1.2.6. Article 29.6 du T&C BRP révisé : Détermination du sens du déséquilibre système

58. L'article 29.6 décrit la détermination du sens du déséquilibre système. Le sens du déséquilibre système détermine quels articles sont d'application dans le calcul de chacun des composants du prix de déséquilibre. En l'absence de certitude concernant la date de participation à la plateforme aFRR européenne, cet article décrit la détermination du sens du déséquilibre système dans la situation sans participation à la plateforme aFRR européenne et dans la situation de participation à la plateforme aFRR européenne.

59. L'article 29.6.1 décrit la détermination du sens du déséquilibre système avant la participation à la plateforme européenne aFRR. La CREG reprend à l'article 29.6.1 la détermination du sens du déséquilibre système tel qu'appliqué dans les règles d'équilibrage approuvées par la CREG le 18 juin 2020¹⁸, qui sont encore d'application au moment du présent projet de décision.

L'article 29.6.1 révisé est le suivant :

« Le déséquilibre système (« SI ») est déterminé pour chaque période de règlement de déséquilibre et est égal à l'écart de réglage dans la restauration de la fréquence (« FRCE ») moins le volume de réglage net (NRV) :

$$SI = FRCE - NRV$$

Où :

- *FRCE : tel que défini à l'article 3 de la SOGL.*
- *NRV : égal à la différence entre le volume de réglage brut à la hausse et le volume de réglage brut à la baisse pendant la même période de règlement de déséquilibre.*

Le volume de réglage brut à la hausse pendant une période de règlement de déséquilibre (« GUV ») est la somme de toutes les activations pour le règlement dans

¹⁸ Voir la décision de la CREG (B)2085 : <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2085>

le sens positif demandées par Elia pendant la période de règlement de déséquilibre, exprimée en MW :

$$\begin{aligned}
 &GUV_{ISP} \\
 &= IMP_{IGCC,ISP} + \sum_{k=\text{activated bids } ISP} \int aFRR_{Requested_{pos,act,k,ISP}} dt \\
 &+ \sum_{k=\text{activated bids } ISP} \int mFRR_{pos,act,k,ISP} dt \\
 &+ \sum_{k=\text{activated bids } ISP} \int \text{Unités avec contraintes techniques}_{pos,act,k,ISP} dt
 \end{aligned}$$

Où :

- $IMP_{IGCC,ISP}$: le volume importé par Elia dans le cadre de la compensation des déséquilibres pendant la période de règlement de déséquilibre ISP, exprimé en MW
- $\int_{ISP} aFRR_{Requested_{pos,act,k,ISP}} dt$: l'ensemble de l'aFRR Requested pour le règlement dans le sens positif, par offre k, pendant la période de règlement de déséquilibre ISP, exprimé en MW
- $\int_{ISP} mFRR_{pos,act,k,ISP} dt$: l'ensemble du volume demandé pour l'énergie d'équilibrage mFRR pour le règlement dans le sens positif, par offre k, activé par Elia, pendant la période de règlement de déséquilibre ISP, en ce compris l'échange de mFRR avec d'autres GRT, exprimé en MW ;
- $\int_{ISP} \text{Unités avec contraintes techniques}_{pos,act,k,ISP} dt$: l'ensemble du volume demandé pour l'offre d'énergie d'équilibrage k d'une Unité avec contraintes techniques, activé par Elia dans le sens positif¹⁹, pendant la période de règlement de déséquilibre ISP, exprimé en MW.

Le volume de réglage à la baisse brut pendant une période de règlement de déséquilibre (« GDV ») est la somme de toutes les activations pour le règlement dans le sens négatif demandées par Elia pendant la période de règlement de déséquilibre, exprimée en MW :

¹⁹ Dans le contexte de la procédure de gestion de tempête, le volume entre 0 MW et Pmin activé ex-ante sur les Unités avec contraintes techniques dans le cadre de la procédure de fallback n'est pas pris en considération pour la composition du GUV.

$$\begin{aligned}
& GDV_{ISP} \\
& = EXP_{IGCC,ISP} + \sum_{k=\text{activated bids}_{ISP}} \int aFRR_{Requested_{neg,act,k,ISP}} dt \\
& + \sum_{k=\text{activated bids}_{ISP}} \int mFRR_{neg,act,k,ISP} dt \\
& + \sum_{k=\text{activated bids}_{ISP}} \int \text{Unités avec contraintes techniques}_{neg,act,k,ISP} dt
\end{aligned}$$

Où :

- $EXP_{IGCC,ISP}$: le volume exporté par Elia dans le cadre de la compensation des déséquilibres pendant la période de règlement de déséquilibre ISP, exprimé en MW
- $\int_{ISP} aFRR_{Requested_{neg,act,k,ISP}} dt$: l'ensemble de l'aFRR Requested pour le règlement dans le sens négatif, par offre k, pendant la période de règlement de déséquilibre ISP, exprimé en MW
- $\int_{ISP} mFRR_{pos,act,k,ISP} dt$: l'ensemble du volume demandé pour l'énergie d'équilibrage mFRR pour le règlement dans le sens négatif, par offre k, activé par Elia, pendant la période de règlement de déséquilibre ISP, en ce compris l'échange de mFRR avec d'autres GRT, exprimé en MW ;
- $\sum_{k=\text{activated bids}_{ISP}} \int_{ISP} \text{Unités avec contraintes techniques}_{neg,act,k,ISP} dt$: l'ensemble du volume demandé pour l'offre d'énergie d'équilibrage k d'une Unité avec contraintes techniques, activé par Elia dans le sens négatif, pendant la période de règlement de déséquilibre ISP, exprimé en MW

Les offres d'énergie d'équilibrage activées dans le contexte de la gestion des congestions au sein du bloc LFC d'Elia ne sont pas prises en considération dans le volume de réglage brut à la hausse et le volume de réglage brut à la baisse. »

60. L'article 29.6.2 décrit la détermination du sens du déséquilibre système après la participation à la plateforme européenne aFRR. La CREG reprend à l'article 29.6.2 la détermination du sens du déséquilibre système tel que définie dans les règles d'équilibrage approuvées par la CREG le 19 juillet 2022²⁰.

L'article 29.6.2 révisé est le suivant :

« Le déséquilibre système (« SI ») est déterminé pour chaque période de règlement de déséquilibre et est égal à la valeur moyenne sur la période de règlement de déséquilibre du SI instantané, calculé comme suit :

$$SI_t = \Delta Pt + k \Delta ft - (aFRR_{requestedt} + mFRR_{requestedt})$$

Où :

²⁰ Voir la décision de la CREG (B)2433 : <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2433>

- ΔPt : la différence entre les flux transfrontaliers mesurés et programmés, exprimée en MW.
- $k\Delta ft$: l'écart de réglage de fréquence, exprimé en MW.
- $aFRR_{requestedt}$: comme défini à l'article II.1 du T&C BSP aFRR, exprimé en MW.
- $mFRR_{requestedt}$: comme défini à l'article II.1 du T&C BSP mFRR, exprimé en MW.

ΔPt est la différence entre les flux transfrontaliers mesurés et programmés, exprimée en MW.

$$\Delta Pt = P_{measured,t} - P_{scheduled,t}$$

Où

- $P_{measured,t}$: la somme des flux mesurés sur les interconnexions entre Elia et les GRT voisins. Un flux exporté est considéré comme positif, un flux importé comme négatif. La valeur est exprimée en MW.
- $P_{scheduled,t}$: la somme des flux programmés sur les interconnexions entre Elia et les GRT voisins. Ce terme ne comprend pas les flux transfrontaliers qui découlent de la plateforme IN et de la plateforme européenne aFRR. Un flux exporté est considéré comme positif, un flux importé comme négatif. La valeur est exprimée en MW.

L'écart de réglage de fréquence $k\Delta ft$ est l'estimation de la quantité réelle de puissance active adaptée dans la zone LFC comme réaction à la fréquence du système. En d'autres termes, cela correspond à la réaction attendue des unités fournissant des réserves de stabilisation de la fréquence dans le bloc LFC d'Elia. »

3.2. CONSIDÉRATIONS COMPLÉMENTAIRES

61. Dans cette partie, la CREG s'arrête sur l'impact de la suppression du *dead band* et la suppression du maximum (minimum) de la VoAA dans le sens positif et négatif comme limite inférieure (supérieure) pour la définition du composant du prix de déséquilibre à la suite de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres, dans le cas où le déséquilibre du système est négatif (positif), sur la sécurité du système.

3.2.1. Exploitation sûre du réseau

62. La CREG n'est pas d'accord de dire que les modifications mentionnées au paragraphe 61 génèrent une exploitation plus dangereuse du réseau que si les modifications n'étaient pas effectuées.

63. Dans le cas où les BRP, en raison d'un prix de déséquilibre faible, créent ou aggravent un déséquilibre négatif dans le bloc LFC d'Elia, Elia peut à tout moment supprimer cette cause en activant une offre d'énergie d'équilibrage mFRR dans le sens positif. Étant donné que le prix de déséquilibre dans une direction négative du déséquilibre système est déterminé par le prix maximal des activations de l'énergie d'équilibrage positive, le prix de déséquilibre correspondra au prix de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage mFRR positives. Le raisonnement est similaire lorsque les BRP créent ou aggravent un déséquilibre positif dans le bloc LFC d'Elia.

64. L'activation de l'offre d'énergie d'équilibrage mFRR la moins chère seulement génère un même incitant que celui visé par l'application d'une limite inférieure (supérieure), et ce sans limiter l'efficacité du fonctionnement des marchés de l'énergie d'équilibrage européens, en ce compris la compensation des déséquilibres. La CREG estime qu'une exploitation sûre du système d'électricité peut être garantie sans intervention dans la fixation des prix de gros par l'application du maximum (minimum) de la VoAA dans le sens positif et négatif comme limite inférieure (supérieure) pour la définition du composant du prix de déséquilibre à la suite de l'activation de l'énergie d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et de la compensation des déséquilibres dans le cas où le déséquilibre du système est négatif (positif). Au lieu d'une intervention dans la fixation des prix, une évolution dans la manière dont les GRT activent les moyens d'énergie d'équilibrage, d'un contexte national vers un contexte associé, offre une réponse.

65. La CREG reconnaît que les BRP pourraient ne pas pouvoir anticiper avec précision l'évolution des prix transfrontaliers, comme par exemple une diminution soudaine de la capacité transfrontalière disponible ou un changement dans le déséquilibre des blocs LFC voisins à la suite des réactions des BRP dans ces mêmes blocs LFC. Bien que la publication transparente des données en temps réel relative aux déséquilibres et prix de déséquilibre en Europe du bloc LFC ne puisse pas apporter de réponse, la CREG estime que seules les plateformes européennes peuvent tenir compte effectivement de toutes les variables qui peuvent se produire en temps réel. Pour toute autre solution proposée, un BRP est exposé à des risques de coûts de déséquilibre résultant d'un apport non coordonné de moyens d'équilibrage via les plateformes européennes. Tant que ces risques sont présents, les moyens d'équilibrage disponibles seront utilisés de manière conservative dans le système pour réagir au prix de déséquilibre. Faciliter une participation directe de ces moyens d'équilibrage à la plateforme européenne aFRR conduit à un apport sûr et coordonné de moyens et évite également des coûts plus importants que nécessaire pour la compensation des déséquilibres.

66. Compte tenu de l'application du couplage de marchés *flow-based* dans la fenêtre temporelle d'équilibrage comme modèle cible pour le calcul de la capacité transfrontalière et compte tenu d'une attitude plus active du consommateur final pour valoriser sa flexibilité, selon la CREG, les GRT doivent faciliter un accès plus rapide de tous les moyens d'équilibrage présents dans le système pour participer à ces plateformes européennes, au lieu de limiter la fixation des prix des plateformes européennes. En effet, si les moyens d'équilibrage disponibles et bon marché, avec une capacité suffisamment importante pour entraîner des problèmes pour l'exploitation sûre du réseau, ne peuvent se frayer un chemin jusqu'aux marchés d'équilibrage organisés, leur participation à ces marchés, et donc également la fixation des prix, doit être facilitée plutôt que rendue plus complexe via une intervention dans la fixation du prix.

4. CONCLUSION

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, la CREG revoit les méthodologies et les conditions pour le responsable d'équilibre ou « T&C BRP » dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre, en particulier les définitions visées aux paragraphes 37, 38 et 39 du présent projet de décision et aux articles 29.1, 29.2, 29.3, 29.4, 29.5 et 29.6 comme expliqué dans le présent projet de décision.

Avant d'approuver ces modifications révisées, la CREG organise en application de l'article 33 du règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG une consultation publique sur son site Web et ce, pendant une durée d'un mois.

////

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

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction

ANNEXE 1

Proposition de révision des méthodologies et des conditions pour le responsable d'équilibre ou « T&C BRP » dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre

Version française et néerlandaise - 22 décembre 2022

ANNEXE 2

Annexe 2a : courrier de la CREG du 7 avril 2022

Annexe 2b : courrier d'Elia du 16 mai 2022

Annexe 2c : courrier de la CREG du 25 octobre 2022

Annexe 2d : courrier d'Elia du 8 novembre 2022

Annexe 2e : courrier de la CREG du 2 décembre 2022

Annexe 2f : courrier d'Elia du 16 décembre 2022

ANNEXE 3

Décision (B)2450 relative à la plainte pour une nouvelle étude introduite par la NV Elia Transmission Belgium contre la décision (B)2433 du 19 juillet 2022 concernant la proposition d'Elia Transmission Belgium de modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires.

29 septembre 2022