

Décision

(B)2755
29 février 2024

Décision relative à la proposition d'Elia Transmission Belgium S.A. de modifications des modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage ou « BSP » (Balancing Service Provider) pour la mFRR

prise conformément à l'article 5.4, c) 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 MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	2
INTRODUCTION	4
1. Cadre légal.....	6
1.1. Droit européen	6
1.2. Décisions de l'ACER	9
2. Antécédents	11
2.1. Généralités	11
3. Consultation publique	13
3.1. Généralités	13
3.2. Discussion relative au rapport de consultation.....	14
3.2.1. Régime de sanctions.....	14
3.2.2. Ajustement du déséquilibre	17
3.2.3. Indemnisation de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage pour le redispatching	18
3.2.4. Obligation d'offre	18
4. Analyse et evaluation des modifications proposees.....	19
4.1. Remarques générales préalables	19
4.2. Discussion	19
4.2.1. Article 1 ^{er} Objet et champ d'application	19
4.2.2. Définitions	20
4.2.3. Article II.2 - Conditions pour le BSP.....	20
4.2.4. Article II.3 - Conditions pour les points de livraison.....	20
4.2.5. Article II.4 - Conditions d'application du transfert d'énergie.....	22
4.2.6. Article II.5 - Conditions de cumul	22
4.2.7. Article II.6 - Exigences de communication.....	22
4.2.8. Article II.7 - Test de préqualification	23
4.2.9. Article II.8 - Achat de capacité mFRR	24
4.2.10. Article II.9 - Transfert d'obligations.....	24
4.2.11. Article II.10 - Dépôt des offres d'énergie mFRR	24
4.2.12. Article II.11 - Activation	28
4.2.13. Article II.12 – Échange d'informations	28
4.2.14. Article II.13 - Contrôle de disponibilité.....	28
4.2.15. Article II.14 - Contrôle d'activation	28
4.2.16. Article II.15 - Rémunération	28
4.2.17. Article II.16 - Incitations.....	28
4.2.18. Article II.17 - Facturation et paiement	29

4.2.19.	Article II.18 - Activation du service mFRR à d'autres fins.....	30
4.2.20.	Annexe 1 - Procédure d'acceptation d'un BSP.....	30
4.2.21.	Annexe 2 - Procédure d'acceptation d'un point de livraison.....	30
4.2.22.	Annexe 3 - Exigences en matière de mesures.....	30
4.2.23.	Annexe 4 - Liste des points de livraison.....	30
4.2.24.	Annexe 5 - Exigences en matière de communication.....	30
4.2.25.	Annexe 6 - Test de préqualification.....	30
4.2.26.	Annexe 7 - Enchères de capacité.....	31
4.2.27.	Annexe 8 - Transfert d'obligations.....	32
4.2.28.	Annexe 9 - Dépôt d'une offre d'énergie mFRR.....	32
4.2.29.	Annexe 10 - Activation.....	32
4.2.30.	Annexe 11 - Test de disponibilité.....	32
4.2.31.	Annexe 12 - Contrôle d'activation.....	32
4.2.32.	Annexe 13 - Indemnisation.....	32
4.2.33.	Annexe 14 - Incitations.....	33
4.2.34.	Annexe 15 - Structure d'imputation.....	35
4.2.35.	Annexe 16 - Coordonnées.....	36
5.	Décision.....	36
	ANNEXE 1.....	37
	ANNEXE 2.....	38
	ANNEXE 3.....	39
	ANNEXE 4.....	40
	ANNEXE 5.....	41

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (ci-après : la « CREG ») examine, conformément à l'article 5.4 (c) 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 »), la proposition du gestionnaire de réseau, Elia Transmission Belgium SA (ci-après : « Elia »), de modifier les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage pour les réserves manuelles de restauration de la fréquence mFRR (ci-après : « proposition de modification de T&C BSP mFRR »), dans le cadre de la participation à la plate-forme européenne pour l'échange de l'électricité d'équilibrage provenant des réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle (ci-après : « plate-forme européenne mFRR »).

Elia a, par lettre du 20 octobre 2023, introduit auprès de la CREG une demande d'approbation d'une proposition de modification des T&C BSP mFRR.

La lettre contient les annexes suivantes :

- Une proposition de modification des T&C BSP mFRR en néerlandais, en français et en anglais, et ce, avec et sans track changes par rapport à la version actuelle approuvée (annexe 1 de la présente décision) ;
- Le rapport de consultation en anglais, y compris toutes les réponses reçues (annexe 2 à la présente décision) ;
- Un avis juridique concernant le système de pénalité (annexe 3 de la présente décision) ;
- Un projet de note sur le produit mFRR, version juillet 2023 (annexe 4 de la présente décision) ;

Elia a simultanément soumis via la même lettre une proposition de modification des règles d'équilibrage. Cette proposition fait l'objet d'une décision distincte de la CREG.

Elia indique également dans sa lettre qu'elle a remplacé le terme « pénalité » par « incitation » à la suite des remarques de la CREG sur l'application du nouveau Code civil. Elia se réfère à l'article 44 de l'EBGL comme base juridique pour l'application des « incitations » et à l'avis juridique qu'elle a jointe à la proposition de modification des T&C BSP mFRR.

Elia déclare également avoir réduit « l'incitation de base » pour le contrôle de l'activation de 25 % à 10 % à la demande de la CREG. Elia s'engage à réévaluer les règles de calcul des incitations et leur impact sur les BSP et le réseau de transport au plus tard en 2025, et ce, en étroite concertation avec la CREG et les acteurs du marché.

Enfin, Elia indique que la mise en œuvre de la connexion à la plate-forme européenne mFRR se fera en deux étapes. Le go-live local débutera au premier trimestre 2024, puis la connexion à la plate-forme européenne mFRR interviendra au deuxième trimestre 2024. Cette deuxième étape est prévue pour le 24 juillet 2024 au plus tard.

Dans un courriel du 16 février 2024, la CREG a demandé une modification du libellé de l'article II.4 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. La CREG estimait que la description des règles applicables aux transferts d'énergie ne décrit pas suffisamment clairement les différentes situations de marché dans lesquelles les transferts d'énergie sont observés. Dans un courriel du 21 février 2024, la CREG a reçu la formulation adaptée de l'article II.4, ainsi que les adaptations et/ou clarifications supplémentaires nécessaires à la suite de l'inclusion explicite des différentes situations de marché dans lesquelles le transfert d'énergie est observé (annexe 5 de la présente décision).

La présente décision comprend cinq chapitres. Le premier chapitre présente le cadre légal. Le deuxième chapitre énonce les antécédents. Le troisième chapitre aborde la consultation publique. Le quatrième chapitre examine la proposition de modification des T&C BSP mFRR. Le dernier chapitre contient la décision proprement dite.

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

1. CADRE LÉGAL

1.1. DROIT EUROPÉEN

1. Conformément à l'article 5.4, c) de l'EBGL, les propositions de modalités et conditions relatives à l'équilibrage, telles que définies à l'article 18, doivent faire l'objet d'une approbation par l'autorité de régulation de l'État membre, soit 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 œuvre et une description de leur effet attendu au regard des objectifs du présent règlement. Le calendrier de mise en œuvre 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 a) les modalités et conditions applicables aux BSP.

4. L'article 18(2) de l'EBGL précise que ces modalités et conditions couvrent également les règles de suspension et de rétablissement des activités de marché conformément à l'article 36 de l'E&R NC et les règles relatives au règlement en cas de suspension des activités de marché conformément à l'article 39 de l'E&R NC dès qu'elles sont approuvées conformément à l'article 4 de l'E&R NC. Le 18 décembre 2018, Elia a soumis une proposition à l'approbation de la CREG. Le CD de la CREG a pris une décision à ce sujet le 19 septembre 2019 et n'a pas approuvé la proposition d'Elia.

5. L'article 18(3) de l'EBGL prévoit en outre que, pour l'élaboration des propositions de modalités et conditions applicables aux BSP, chaque gestionnaire de réseau de transport (ci-après : GRT) :

« a) se coordonne avec les GRT et les 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 l'application des articles 19, 20, 21 et 22 de l'EBGL ;

c) associe les autres gestionnaires de réseau de distribution (ci-après : « 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(4) de l'EBGL, les modalités et conditions applicables aux BSP :

« a) définissent des exigences raisonnables et justifiées applicables à la fourniture de services d'équilibrage ;

b) autorisent l'agrégation d'installations de consommation, d'installations de stockage d'énergie et d'installations de production d'électricité dans une zone de programmation en vue d'offrir des services d'équilibrage, sous réserve des conditions visées au paragraphe 5, point c) ;

c) autorisent les propriétaires d'installation de consommation, les tiers et les propriétaires d'installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie conventionnelles et

renouvelables ainsi que les propriétaires d'unités de stockage d'énergie à devenir fournisseurs de services d'équilibrage ;

d) exigent que chaque offre d'énergie d'équilibrage émanant d'un fournisseur de services d'équilibrage (BSP) soit assignée à un ou plusieurs responsables d'équilibre (BRP) afin de permettre le calcul d'une correction du déséquilibre en application de l'article 49. »

7. Conformément à l'article 18.5, les modalités et conditions applicables aux BSP contiennent :

« a) les règles applicables au processus de qualification comme fournisseur de services d'équilibrage conformément à l'article 16 ;

b) les règles, exigences et délais applicables à l'acquisition et au transfert de capacités d'équilibrage en application des articles 32, 33 et 34 ;

c) les règles et les conditions applicables à l'agrégation d'installations de consommation, d'installations de stockage d'énergie et d'installations de production d'électricité dans une zone de programmation afin de devenir fournisseur de services d'équilibrage ;

d) les exigences relatives aux données et aux informations à fournir au GRT de raccordement et, le cas échéant, au GRD de raccordement des réserves au cours du processus de préqualification et du fonctionnement du marché de l'équilibrage ;

e) les règles et les conditions pour l'assignation de chaque offre d'énergie d'équilibrage émanant d'un fournisseur de services d'équilibrage à un ou plusieurs responsables d'équilibre en application du paragraphe 4, point d) ;

f) les exigences relatives aux données et informations à fournir au GRT de raccordement et, le cas échéant, au GRD de raccordement des réserves, afin d'évaluer la fourniture de services d'équilibrage en application de l'article 154, paragraphes 1 et 8, de l'article 158, alinéa 1, point e), et alinéa 4, point b), de l'article 161, alinéa 1, point f), et alinéa 4, point b), du règlement (UE) 2017/1485 ;

g) la définition d'une localisation pour chaque produit standard et chaque produit spécifique, compte tenu de l'alinéa 5, point c) ;

h) les règles relatives à la détermination du volume d'énergie d'équilibrage à régler avec le fournisseur de services d'équilibrage en application de l'article 45 ;

i) les règles relatives au règlement des fournisseurs de services d'équilibrage en application du Titre V, chapitres 2 et 5 ;

j) un délai maximal pour la finalisation du règlement de l'énergie d'équilibrage avec un fournisseur de services d'équilibrage conformément à l'article 45, applicable à toute période de règlement des déséquilibres ;

k) les conséquences en cas de non-conformité avec les modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage. »

8. Conformément à l'article 18(7) de l'EBGL, chaque GRT de raccordement peut inclure les éléments suivants dans la proposition de modalités et conditions applicables BSP ou dans les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre (ci-après : « BRP ») :

« 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 intrajournalier 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 intrajournalier ;

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 intrajournalier 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 l'application de l'article 12, alinéa 4 ;

f) une dérogation, pour les produits spécifiques définis à l'article 26, alinéa 3, point b), en l'application de l'article 16, alinéa 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 l'application de l'article 52, alinéa 2, point d) i), et la méthodologie de fixation des deux prix en l'application de l'article 52, alinéa 2, point d) ii). »

9. Étant donné qu'Elia ne met pas en œuvre un modèle d'appel centralisé, l'article 18(8) de l'EBGL ne s'applique pas.

10. Enfin, l'article 18(9) de l'EBGL prévoit que chaque GRT garantit le respect par toutes les parties, dans sa ou ses zone(s) de programmation, des exigences énoncées dans les modalités et conditions applicables à l'équilibrage.

11. L'article 30 de l'EBGL sur la tarification de l'énergie d'équilibrage et de la capacité interzonale utilisée pour l'échange d'énergie d'équilibrage ou le processus de gestion des déséquilibres, prévoit que la méthodologie de tarification de l'énergie d'équilibrage résultant de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage pour le processus de rétablissement de la fréquence conformément aux articles 143 et 147 du règlement (UE) 2017/1485, et pour le processus de remplacement de la réserve conformément aux articles 144 et 148 du règlement (UE) 2017/1485, fournit des signaux de prix corrects et des incitations aux acteurs du marché.

12. De plus, l'article 44 relatif aux principes de règlement stipule que les processus de règlement doivent fournir des incitations aux fournisseurs de services d'équilibrage afin de proposer et de fournir des services d'équilibrage au GRT de raccordement. Toutefois, ces incitations ne peuvent pas induire d'effets perturbateurs.

13. Conformément à l'article 6(1) de l'EBGL, la CREG peut demander une modification des modalités et conditions ou méthodologies soumises avant de les approuver en application de l'article 5(4) de l'EBGL. Elia dispose alors d'un délai de deux mois à compter de la date de réception de la demande de modification pour soumettre à l'approbation de la CREG une proposition de modalités et conditions ou de méthodologies modifiées. La CREG dispose ensuite de deux mois pour approuver par décision les propositions ou méthodologies modifiées.

1.2. DÉCISIONS DE L'ACER

14. Les décisions suivantes de l'ACER sont importantes pour la présente décision.

15. Décision ACER 01/2020 (texte corrigé le 10 août 2021) du 24 janvier 2020 : *on the methodology to determine prices for the balancing energy that results from the activation of balancing energy bids*¹.

Les articles 5 et 6 de l'annexe I de la décision ACER 01/2020 définissent les modalités de détermination du prix des offres d'énergie d'équilibrage mFRR. L'article 5 stipule que le prix de l'offre d'énergie d'équilibrage mFRR avec un type d'activation programmé est égal au prix calculé par la fonction d'optimisation de l'activation de la plate-forme européenne mFRR. L'article 6 stipule que le prix de l'offre d'énergie d'équilibrage mFRR avec activation directe est égal au maximum (minimum) entre le prix déterminé à l'article 5 et le prix d'offre le plus élevé (le plus bas) des offres d'énergie d'équilibrage mFRR positives (négatives) sélectionnées avec activation directe pendant l'unité de temps de marché concernée. En outre, les considérants (37) et (51) de la décision de l'ACER stipulent que la tarification marginale et le *pay-as-cleared* doivent être appliqués séparément à chaque produit ayant un type d'activation différent. L'ACER a également expliqué et confirmé ce raisonnement dans un courriel qu'elle a adressé le 6 février 2024 à l'équipe de projet au sein de l'ENTSO-E qui surveille et facilite la surveillance et l'entrée des GRT dans la plate-forme européenne mFRR (annexe 5 de la présente décision).

16. Décision ACER 03/2020 (texte corrigé le 10 août 2021) du 24 janvier 2020 : *on the Implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with manual activation*².

Le considérant (136) stipule que :

The Agency added a new paragraph (4) to Article 9 of the Proposal, where the cases for changing the bids are listed. The changes of bids are limited to cases related (a) to violations of operational security limits or frequency limits within the TSO or DSO control areas, and (b) to activation of bids, which are conditional on bids that have been activated outside the mFRR-Platform in other balancing processes. The first case allows changes to bids, when not allowing such changes could lead to violation of operational security limits or frequency limits. This could be either because the TSO would not be able to fulfil his required reserve capacity or because there is a technical unavailability of the reserve providing unit. In this case, BSPs have to report any unavailable volumes even after the balancing energy gate closure time to the TSO without undue delay in accordance with Article 24(4) of the EB Regulation and in accordance with Article 158(4)(b) of the SO Regulation¹¹. Since BSPs, in accordance with Article 24(3) of the EB Regulation, shall not update their submitted bids after the balancing energy gate closure time and because they also would not have the technical ability, the TSO instead should make the changes under the condition that this is necessary for maintaining operational security. The second case allows BSPs to submit conditional bids for different balancing processes, among them being also standard mFRR balancing energy product to the mFRR-Platform, in order to allow them to arbitrage between different platforms. Since the balancing energy gate closure time for the aFRR-Platform and the mFRR-Platform are both at 25 minutes before real-time, this does not allow for sequential bidding, so the BSPs should choose where to bid or bid in both platforms with

¹ chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2001-2020%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy_0.pdf

² chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2003-2020%20on%20the%20Implementation%20framework%20for%20mFRR%20Platform_0.pdf

the risk of not being activated. In order to increase the possibility for BSPs to get an activation for a submitted bid, the possibility of submitting conditional bids is introduced and is handled via Article 9(4)(b) of the amended Proposal by the Agency, with a change to the availability status.

Les articles et considérants suivants de la décision Acer 03/2020 sont pertinents pour la présente décision :

Article 7 Definition of the standard mFRR balancing energy product

(4) The following standard mFRR balancing energy product bid characteristics shall be defined in the terms and conditions for BSPs, including, but not limited to:

Location	More detailed locational information, compared to what stated in Article 6(4), is defined in terms and conditions for BSPs
Preparation Period	Defined in terms and conditions for BSPs as long as it is compliant with the requirements set on the FAT in Article 7(1)
Ramping Period	Defined in terms and conditions for BSPs as long as it is compliant with the requirements set on the FAT in Article 7(1)
Deactivation Period	Defined in terms and conditions for BSPs as long as it is compliant with the requirements set on the FAT and on the minimum duration of delivery period in Article 7(1)
Maximum duration of delivery period	Defined in terms and conditions for BSPs due to different requirements on preparation period, ramping period and deactivation period
Indivisible Bids	Maximum size of indivisible bids is defined according to terms & conditions for BSPs
Minimum duration between the end of deactivation and the following activation	Defined in terms and conditions for BSPs

Table 3: Standard mFRR balancing energy product bid characteristics defined in terms and conditions for BSPs

Article 8 Balancing energy gate opening and gate closure times for the standard mFRR balancing energy product bids:

(2) The balancing energy gate closure time for the submission of a standard mFRR balancing energy product bid by BSPs to the participating TSO shall be 25 minutes before the beginning of the mFRR MTU of the respective standard mFRR balancing energy product bid. The same balancing energy gate closure time applies for specific product bids converted into standard mFRR balancing energy product bids.

Article 9: TSO energy bid submission gate closure time and changes of the standard mFRR balancing energy product bids

(4) The changes pursuant to paragraph 2 shall be limited to the following two cases:

a) where the connecting TSO, or the appointed TSO as described in Article 1(2) reasonably expects that in the absence of these changes the activation of such bids would lead to violations of operational security limits or specifically frequency limits, when the expected violation would be caused by insufficiency of required reserve capacity or by technical unavailability of specific reserve providing unit(s) within the TSO or DSO control areas; and

b) where the bid is conditional on the bids submitted outside the mFRR-Platform and needs to be changed at the request of the BSP, who submitted it, in order to reflect the activation(s)

of conditional bid(s) outside of the mFRR-Platform, which have occurred after the mFRR balancing energy gate closure time.

(5) In case of frequency limits and the required reserve capacity referred to in paragraph 4 where frequency limits are expected to be violated, only if these bids would be activated by TSOs other than connecting TSOs, the connecting TSOs or the appointed TSO as described in Article 1(2) may apply the changes pursuant to paragraph 4(a) only with respect to activation by other TSOs.

(7) When changing the bids pursuant to paragraph 2, the connecting TSO or the appointed TSO as described in Article 1(2) shall provide to the mFRR platform the reasons for such changes, which shall include at least:

a) the party requesting the change, i.e. a TSO, a DSO or a BSP;

b) in case of changes requested by a TSO or a DSO pursuant to paragraph (4)(a), the name of the TSO or a DSO and the exact operational security limit expected to be violated;

c) in case of changes requested by a TSO pursuant to paragraph (4)(a): (i) in case of thermal limits the concerned network element(s); and (ii) in case of frequency limits, whether the expected violation would be caused by insufficiency of required reserve capacity or by technical unavailability of specific reserve providing unit(s);

d) in case of changes requested by a BSP, the information that the bid has been modified due to activation(s) of conditional bid(s) pursuant to paragraph (4)(b).

(8) Changes of bids to respect operational security limits as referred to in paragraph 7(c) shall only be possible for the most expensive standard mFRR balancing energy product bids of the connecting TSO having an impact on the concerned operational security limit(s) and taking into account their relative impact on the concerned operational security limit(s).

(9) The information pursuant to paragraph 7 shall become available to all other TSOs, communicated to the affected BSP(s) by 30 minutes after the end of the relevant mFRR MTU and published in accordance with Article 12(3)(b)(v) of the EB Regulation. The information pursuant to paragraph 7 shall be reported in an aggregated form in the report referred to in Article 13.

2. ANTÉCÉDENTS

2.1. GÉNÉRALITÉS

17. Les T&C BSP mFRR se composent de deux parties, à savoir :

- Partie 1 : objectif, champ d'application et plan de mise en œuvre ;
- Partie 2 : le contrat BSP mFRR, comportant des conditions générales et spécifiques, et comptant 7 annexes.

18. Le 18 juin 2018, Elia a soumis une proposition de T&C BSP mFRR à l'approbation de la CREG. La CREG a rejeté cette proposition le 3 octobre 2019 via la décision (B)2000.

19. Le 3 décembre 2019, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition modifiée de T&C BSP. La CREG a approuvé cette proposition le 20 décembre 2019 par la décision (B)2000/2. Ces conditions entrent en vigueur un mois après la date de leur approbation par la CREG, mais au plus tôt le 3 février 2020. À la demande d'Elia, datée du 18 janvier 2022, la CREG a approuvé, par sa décision

(B) 2405 du 2 juin 2022, la proposition de dérogation à la date limite pour l'utilisation de la plate-forme européenne d'énergie d'équilibrage mFRR. La demande de dérogation se fonde sur les difficultés de mise en œuvre, chez Elia et parmi les acteurs du marché, en termes de développement des solutions techniques nécessaires à l'utilisation efficace de la plate-forme européenne mFRR. Cette proposition prévoit une durée maximale de dérogation de deux ans. Néanmoins, Elia s'y engage à participer à la plate-forme européenne mFRR dès que les solutions techniques auront été mises en œuvre et testées avec succès.

20. La proposition d'Elia de modifier les conditions générales des contrats types pour la responsabilité de la programmation sur le réseau de transport (OPA), la responsabilité de la planification des indisponibilités sur le réseau de transport (SA), les services d'équilibrage FCR, les services d'équilibrage mFRR et les services de rétablissement (RSP) a été approuvée en vertu de la décision (B)2527 du 30 mars 2023.

21. Elia a, par lettre du 20 octobre 2023, introduit auprès de la CREG une demande d'approbation pour :

- i. une proposition de modification des modalités et conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage de la réserve manuelle de rétablissement de fréquence (mFRR) dans le cadre du projet MARI et
- ii. de modification des règles de compensation des déséquilibres quart-horaire dans le cadre des projets MARI et PICASSO et de transfert aux conditions des responsables d'équilibre des dispositions tarifaires relatives aux déséquilibres

Dans sa lettre, Elia souligne que :

« La proposition de modification des T&C BSP mFRR est soumise aux fins de la préparation de la connexion du bloc LFC d'Elia à la plate-forme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage provenant des réserves de rétablissement de fréquence avec activation manuelle (ci-après « plate-forme MARI »), qui a été développée par tous les GRT européens conformément à l'article 20 de l'EBGL. De plus, dans sa proposition de modification des T&C BSP mFRR faisant suite aux commentaires de la CREG sur l'application du (nouveau) Code civil en ce qui concerne l'application des « pénalités », Elia a précisé la base juridique et l'objectif de ces « pénalités ». Pour ce faire, le terme « pénalité » a été remplacé par « incitations », conformément à l'article 44 de l'EBGL et une référence explicite à cet article a été insérée. Lors d'une concertation organisée le 17 octobre 2023 entre Elia et le personnel de la direction administrative de la CREG, Elia a déjà informé que la validité de l'approche proposée est étayée par une analyse juridique, qui est jointe à l'annexe 1 de la présente lettre. Sur la base de cette analyse juridique et après plusieurs contacts avec la CREG, Elia a défini - conformément à l'article 44 de la EBGL - des « incitations » pour stimuler le comportement approprié des acteurs du marché. Si la CREG estime que la base légale susmentionnée ne peut être appliquée, Elia est disposée à examiner plus avant la question posée et relative aux « pénalités » et aux « clauses d'indemnisation » dans une prochaine phase et à discuter avec la CREG d'une approche sur la manière d'aborder systématiquement cette question, qui est plus large que la seule T&C BSP mFRR et a un impact potentiel sur de multiples documents (réglementés). De plus, « incitations de base » a, à la demande de la CREG et dans le cadre des incitations pour les contrôles d'activation, été réduit de 25 % à 10 % et Elia s'est engagée à réévaluer les règles de calcul des incitations et leur impact sur les BSP et le réseau (par exemple sur l'ACE) pour 2025 au plus tard, et ce, en étroite concertation avec la CREG et les acteurs du marché. Cela doit offrir à Elia l'opportunité d'adapter les règles si cela s'avère nécessaire après consultation des participants au marché et de la CREG ».

La demande d'approbation a été introduite en néerlandais.

Les documents suivants et afférents à la présente décision sont annexés à la lettre susmentionnée :

- 1) Un avis juridique concernant le système de pénalité (annexe 3 de la présente décision)
- 2) Un projet de note sur le produit mFRR, version juillet 2023 (FR, NL et EN) (annexe 4 de la présente décision)
- 3) Proposition de modification des T&C BSP mFRR (FR, NL et EN) (annexe 1 de la présente décision)
- 4) Proposition de modification des T&C BSP mFRR sans track changes (FR, NL et EN) (annexe 1 de la présente décision)
- 5) Le rapport de consultation, y compris toutes les réponses reçues (annexe 2 à la présente décision).

3. CONSULTATION PUBLIQUE

3.1. GÉNÉRALITÉS

22. Conformément à l'article 10.1 de l'EBGL, Elia est tenue d'organiser une consultation publique concernant la proposition de modification des T&C BSP mFRR. Elia a organisé une consultation publique du 28 juillet 2023 au 30 août 2023.

Elia souhaite participer à la plate-forme européenne mFRR via cette proposition de modification des T&C BSP mFRR.

23. Simultanément à la consultation publique sur la proposition de modification des T&C BSP mFRR, Elia a également organisé une consultation sur :

- les T&C BRP dans le cadre de la demande de modification de la CREG telle que formulée dans la décision (B)2554 et
- les règles d'équilibrage dans le cadre de la participation aux plates-formes européennes mFRR et aFRR.

24. Elia a reçu trois réactions non confidentielles à la proposition de modification des T&C BSP mFRR :

- i. de la FEBEG (en anglais) ;
- ii. de Febeliec (en anglais) ;
- iii. de Centrica (en anglais).

25. Les réponses originales figurent dans le rapport de consultation (annexe 2 à la présente décision) et sont disponibles sur le site Internet d'Elia.

Les réactions reçues ont été fusionnées dans le rapport de consultation et Elia répond pourquoi elle a ou non pris en considération les opinions exprimées pendant la consultation.

26. Compte tenu de ce qui précède, le comité de direction de la CREG décide, en vertu de l'article 23, § 1^{er} de son règlement d'ordre intérieur, de ne pas organiser, conformément à l'article 40, 2° de son règlement d'ordre intérieur, une consultation publique, vu la consultation publique d'Elia organisée du 28 juillet 2023 au 30 août 2023. La CREG considère que cette consultation publique est effective, étant donné qu'elle a été organisée sur le site Internet d'Elia, qu'elle était facilement accessible aux acteurs du marché depuis la page d'accueil de ce site Internet, et qu'elle était suffisamment documentée. De plus, Elia a envoyé un courriel à toutes les personnes enregistrées sur son site Internet. La consultation a duré 33 jours civils. Compte tenu de la nature des modifications proposées, la CREG estime que la durée de la consultation était suffisamment longue.

3.2. DISCUSSION RELATIVE AU RAPPORT DE CONSULTATION

27. Les principales réactions des acteurs du marché susmentionnés, auxquelles la CREG souhaite répondre, qu'il s'agisse de la réaction elle-même ou de la réponse d'Elia, sont les suivantes.

3.2.1. Régime de sanctions

28. La Febeg, dont la grande majorité des membres assument le rôle de BSP, considère la proposition comme un compromis acceptable, à l'exception du régime de sanctions.

29. La Febeg comprend le recours aux contrôles, mais souligne également qu'il n'est pas toujours possible de soumettre des offres d'énergie d'équilibrage mFRR précises à l'heure de la fermeture du guichet, voire même après. Febeg fait d'abord référence à l'augmentation de l'énergie éolienne dans le système, combinée à l'obligation de soumettre ces ressources en tant qu'offres d'énergie d'équilibrage. Deuxièmement, la Febeg fait référence à la réduction du temps d'activation complet à 12,5 minutes, au lieu de 15 minutes. Par conséquent, la Febeg estime que les contrôles devraient être moins stricts et/ou que l'impact du régime des sanctions devrait être atténué.

La Febeg s'interroge également sur les analyses en possession d'Elia, qui démontrent une livraison incorrecte des offres d'énergie d'équilibrage mFRR par les BSP. La Febeg précise que des pénalités plus élevées engendreront des prix d'offre plus élevés, et donc des coûts d'équilibrage globaux plus élevés. La Febeg fait valoir que l'ajout d'une pénalité/d'une incitation afin d'éviter l'arbitrage entre des prix de déséquilibre bas et des prix d'énergie d'équilibrage plus élevés est déjà suffisant pour induire un bon comportement. Selon la Febeg, tout ajout de coûts supplémentaires engendre une pénalité plutôt qu'une incitation. Par conséquent, la Febeg estime que le facteur de pénalité de 25 % est excessif et injustifié. La Febeg demande que ce facteur de pénalité, ainsi que les éventuelles marges de tolérance, soit implémenté en tant que paramètre et qu'Elia calibre ce paramètre après des analyses approfondies démontrant un besoin clair.

30. Febeliec, dont les membres n'assument généralement pas le rôle de BSP, estime qu'il conviendrait de trouver un compromis équilibré entre la garantie d'un service solide et les charges inutiles pour le BSP. Febeliec estime qu'il est important que les volumes activés soient effectivement livrés afin d'éviter que les volumes contractuels n'augmentent sans cesse. D'autre part, Febeliec ne souhaite pas créer de barrières à l'entrée.

31. Elia a répondu que les offres d'énergie d'équilibrage sont des offres fixes. Selon Elia, cela signifie donc que les offres d'énergie d'équilibrage doivent être fiables. Par conséquent, Elia estime qu'un échec de l'activation de l'offre ne devrait pas être financièrement neutre pour l'acteur du marché. De plus, Elia estime qu'un BSP ne devrait pas être encouragé à offrir un volume mFRR dont la livraison est incertaine. Selon Elia, la « pénalité de base » avec un facteur de pénalité de 25 % a donc pour objet de

décourager le BSP à soumettre des offres non fiables. Elia renvoie à l'article 44(1)(h) de l'EBGL qui prévoit des incitations aux BSP afin de proposer et de fournir des services d'équilibrage au GRT de raccordement.

32. La CREG constate d'abord que la Febeg considère la modification des offres d'énergie d'équilibrage après l'heure de fermeture des guichets comme une facilitation d'Elia. La CREG rappelle que l'article 2(27) de l'EBGL, qui définit l'heure de clôture pour l'énergie d'équilibrage, interdit clairement la soumission ou l'actualisation d'offres pour l'énergie d'équilibrage après cette heure de clôture. L'article 29(9) de l'EBGL permet uniquement au GRT de connexion de modifier les offres d'énergie d'équilibrage de la mFRR, et uniquement jusqu'à l'heure de clôture de la soumission des offres d'énergie par un GRT à la plate-forme européenne de la mFRR. Les modifications après cette heure de fermeture par un GRT sont uniquement possibles si de nouvelles informations sont mises à la disposition du GRT. Enfin, l'article 29(14), de l'EBGL autorise seulement le GRT de connexion à déclarer les offres d'énergie d'équilibrage mFRR indisponibles pour l'activation par d'autres GRT, à condition que ces offres soient restreintes en raison d'une congestion interne ou de considérations de sécurité opérationnelle dans la zone de programmation du GRT de connexion.

Les deux conditions visées à l'article 29(14), de l'EBGL, sont clarifiées par l'article 9.4 de l'annexe I de la décision ACER 03/2020 par deux cas concrets : (i) dans le cas où le GRT de connexion prévoit raisonnablement que l'activation des offres d'énergie d'équilibrage mFRR engendrera des violations de la sécurité opérationnelle, y compris un manque de volume nécessaire de capacité de réserve ou une indisponibilité technique de l'unité ou du groupe d'approvisionnement de réserve concerné et (ii) dans le cas où l'offre d'énergie d'équilibrage mFRR doit être ajustée à la suite de l'activation, après l'heure de clôture du marché de l'énergie d'équilibrage mFRR, d'offres soumises en dehors de la plate-forme européenne mFRR.

La facilitation d'Elia devrait être évaluée dans ce cadre réglementaire européen plutôt que sur la base d'un besoin résultant de choix nationaux. Se référant à l'observation de la Febeg selon laquelle la possibilité d'adapter les offres d'énergie d'équilibrage est nécessaire en raison (i) de l'obligation d'offre nationale, (ii) de l'orientation nationale vers un modèle d'équilibrage réactif et (iii) des pénalités déterminées au niveau national pour les offres d'énergie d'équilibrage non contractées, la CREG peut seulement conclure que, dans un avenir proche, ces trois éléments du design de marché devront être atténués autant que possible, voire supprimés.

33. Deuxièmement, la CREG nuance certains éléments de la réponse d'Elia.

Tout d'abord, le fait qu'une « offre fixe » ne puisse plus être ajustée par le BSP après l'heure de fermeture du guichet ne signifie pas que l'offre soit fiable. En effet, il ne peut être garanti que les offres présentées, de la fenêtre temporelle *forward* à la fenêtre temporelle d'équilibrage, puissent être effectivement activées en temps réel, ne serait-ce qu'en raison de problèmes techniques encore inconnus au stade de l'activation. Il est donc pratiquement impossible qu'un BSP puisse garantir une offre fixe de façon permanente et complète. En effet, une « offre fixe » implique un engagement de résultat du BSP de livrer le volume d'offre correspondant ou, en cas de non-livraison, d'assumer la responsabilité financière de la non-livraison par le biais des processus de règlement.

La CREG note toutefois que les T&C BSP mFRR ne prévoient pas d'exigences minimales de fiabilité en ce qui concerne la livraison mFRR. La CREG se réfère au paragraphe 135 de cette décision, qui précise que toute incitation injustifiée peut avoir un impact négatif sur la concurrence, la liquidité et le bon fonctionnement du marché. Une observation similaire peut être faite si des exigences minimales trop strictes sont fixées pour la fourniture de services mFRR.

34. En effet, en cas d'échec de la fourniture du service d'équilibrage mFRR, le BSP est déjà exposé à un impact financier via des processus de règlement. Toutefois, afin d'inciter les BSP à fournir le service

d'équilibrage, conformément à l'article 44.1(h) de l'EBGL, cet impact financier doit être négatif ou neutre, c'est-à-dire que le coût du règlement du déséquilibre doit être supérieur ou égal aux revenus perçus par le BSP à la suite de la sélection de l'offre d'énergie d'équilibrage par la plate-forme européenne mFRR. Plus l'impact financier est négatif, moins la participation au marché de l'énergie d'équilibrage est attrayante et moins les fournisseurs de services d'équilibrage seront incités à offrir des services d'équilibrage, ce qui est également contraire à l'article 44.1(h) de l'EBGL. Par conséquent, l'application de l'article 44(1)(h) de l'EBGL n'est pas une base suffisante pour maximiser la certitude de la fourniture du service de mFRR. La CREG renvoie aux paragraphes 129 à 135 de la présente décision.

35. Elia fait également référence à une pratique courante en Europe qui consiste à appliquer des incitations supplémentaires en sus du prix du déséquilibre. Toutefois, le Monitoring Report de l'ACER, auquel Elia se réfère dans sa réponse à la consultation publique, démontre que six GRT sur les 20 GRT utilisant le service mFRR et pour lesquels des données étaient disponibles dans le rapport, n'appliquent pas d'incitation supplémentaire en sus du prix du déséquilibre. En d'autres termes, l'application d'une incitation n'est pas une nécessité absolue.

36. Enfin, Elia déclare que, si le service d'équilibrage mFRR n'est pas fourni correctement, Elia devra activer de l'énergie d'équilibrage aFRR et pourrait devoir acheter de la capacité d'équilibrage aFRR supplémentaire.

D'une part, la CREG constate que l'activation de l'énergie d'équilibrage aFRR engendre des coûts pour le BSP qui fournit le service d'équilibrage mFRR de manière incorrecte, et ce, en raison de l'imputation des coûts d'activation de l'énergie d'équilibrage aFRR via le règlement du prix de déséquilibre. Par conséquent, cet argument d'Elia démontre que le règlement du déséquilibre de l'énergie d'équilibrage aFRR incite déjà le BSP à respecter autant que possible une livraison correcte du service mFRR. Par ailleurs, la CREG renvoie à ses commentaires aux paragraphes 42 à 44 de la décision 2726 du 29 février 2024, dans lesquels la CREG explique que le dimensionnement FRR doit être dynamique, en tenant compte de toutes les ressources, y compris les offres d'énergie d'équilibrage FRR non contractées, la compensation des déséquilibres et, le cas échéant, également les ressources d'équilibrage qui peuvent réagir via le *reactive balancing*. À défaut de cette analyse, il est prématuré d'affirmer qu'actuellement seuls les volumes minimums de capacité d'équilibrage FRR sont achetés et qu'Elia devrait acheter de la capacité d'équilibrage aFRR supplémentaire. En outre, il n'a pas été démontré que d'éventuels achats d'une capacité d'équilibrage aFRR supplémentaire entraînerait des coûts supérieurs à l'impact négatif des exigences minimales trop strictes pour la fourniture de services mFRR sur la concurrence, la liquidité et le bon fonctionnement du marché de l'énergie d'équilibrage mFRR.

3.2.2. Ajustement du déséquilibre

37. La Febeg estime qu'une activation correcte ne doit pas induire une exposition financière et des pénalités. Plus précisément, la Febeg demande que le règlement des quarts d'heure avec régulation à la hausse (à la baisse) soit basé sur le maximum (minimum) du prix de déséquilibre et du prix marginal transfrontalier pour l'activation mFRR au cours de ce quart d'heure.

Centrica recommande également à Elia d'envisager un ajustement du déséquilibre sur la base du profil d'activation supposé. Centrica estime que l'ajustement proposé par Elia via un profil de bloc aura un impact financier excessif sur les coûts de déséquilibre.

38. Elia répond que l'ajustement du déséquilibre sort du périmètre de la proposition de modification des T&C BSP mFRR, et renvoie à l'incitant qui a examiné les changements possibles pour l'ajustement du périmètre BRP en cas d'activation des offres d'énergie pour le mFRR ou le redispatching au cours de l'année 2023 .

39. La CREG tient à souligner que rien n'empêchait Elia d'aligner le processus de l'incitant sur le processus de la présente proposition de modification des T&C BSP mFRR. L'ajustement du déséquilibre est un élément essentiel des processus de règlement et, par conséquent, devrait être évalué dans le cadre de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. Dans ce cadre, Elia a remis le rapport d'incitant à la CREG le 27 octobre 2023, soit 1 semaine seulement après l'introduction de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. La CREG estime donc qu'il était possible pour Elia d'intégrer les conclusions de l'incitant dans la proposition actuelle de modification des T&C BSP mFRR.

40. La CREG souligne dans le rapport de l'incitant qu'Elia préfère l'ajustement de déséquilibre via un profil de bloc (ci-après également appelé « block approach ») en raison de ce qu'elle considère comme un faible impact pour les BSP en termes de coûts de déséquilibre par rapport à ce qu'elle considère comme des coûts d'implémentation élevés pour Elia si un ajustement de déséquilibre sur la base du profil d'activation supposé devait être appliqué.

Cet argument d'Elia est insuffisant pour la CREG, car Elia ne tient pas compte des risques. Par exemple, une analyse de sensibilité fixant la limite à laquelle les bénéfices dépasseraient les coûts, fait défaut. Par conséquent, Elia ne dispose d'aucun critère clair pour lancer la mise en œuvre de l'ajustement du déséquilibre via le profil supposé. Les acteurs du marché sont donc confrontés à un risque financier potentiellement élevé sans disposer d'un plan d'action clair en cas de matérialisation du risque. Il est demandé à Elia de tenir compte des commentaires ci-dessus dans une proposition ultérieure de modification des T&Cs BSP mFRR.

41. La CREG note que, d'une part, le BSP est rémunéré pour la *mFRR Requested*, à savoir la capacité que le GRT demande de livrer (c'est-à-dire une rémunération par « bloc »), mais que, d'autre part, l'activation est considérée comme réussie si le BSP livre le volume conformément au profil d'activation. Si le règlement du déséquilibre règle la différence entre les deux au prix perçu par le BSP pour le service mFRR, aucun impact financier négatif n'est observé pour le BSP s'il n'est pas en mesure de fournir la puissance demandée par le GRT. Dans le même temps, le BSP est incité à fournir la puissance demandée par le GRT dans le cadre de la « block approach ».

Compte tenu de ce qui précède, la CREG s'attend à ce qu'un ajustement du déséquilibre via un profil de bloc incitera le mieux les BSP à fournir l'énergie d'équilibrage mFRR demandée pendant le quart d'heure durant lequel le besoin est constaté. La CREG comprend toutefois que cela augmente le risque de marché pour les BSP qui nécessitent d'une plus longue période de réglage à la hausse et à la baisse afin de fournir l'énergie d'équilibrage mFRR au cours du quart d'heure. Les BSP peuvent compenser ce

risque dans le prix de l'offre. Les ressources flexibles sont donc plus compétitives que les ressources moins flexibles.

3.2.3. Indemnisation de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage pour le redispatching

42. La Febeg estime que l'attribution prioritaire de l'énergie au redispatching, lorsqu'une offre d'énergie d'équilibrage est activée de manière combinée pour l'équilibrage et le redispatching, est injustifiée. En effet, selon la Febeg, l'activation dans la même direction pour les deux objectifs indique l'absence de contraintes locales du système. La Febeg demande donc que les volumes activés pour le redispatching soient également rémunérés au prix marginal transfrontalier des activations mFRR afin de rendre l'allocation prioritaire de l'énergie acceptable.

43. Elia n'abonde pas dans le sens de la Febeg et renvoie aux règles d'activation du redispatching.

44. La CREG constate toutefois qu'Elia ne justifie pas la raison pour laquelle la rémunération est différente selon que l'unité est activée pour le redispatching par le biais d'offres d'énergie d'équilibrage mFRR ou par le biais d'offres de redispatching. En effet, les offres d'énergie d'équilibrage mFRR activées à des fins de redispatching peuvent toujours recevoir le prix marginal transfrontalier pour l'énergie d'équilibrage mFRR conformément à l'article II.18.10 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. La CREG reprend la discussion de ce commentaire dans la décision (B)2752 relative aux règles de gestion de la congestion.

45. La Febeg constate également que, si une offre d'énergie d'équilibrage mFRR est activée à des fins de redispatching, cette offre d'énergie d'équilibrage mFRR doit être exposée au prix marginal transfrontalier fixé tant par les offres avec un type d'activation programmé que par celles avec un type d'activation direct.

46. Elia se réfère aux règles européennes qui fixent le montant de l'indemnisation.

47. La CREG renvoie au paragraphe 126 de cette décision.

3.2.4. Obligation d'offre

48. La Febeg estime que l'obligation d'offre peut seulement mener à ce que des offres d'énergie d'équilibrage mFRR non contractées avec activation directe soient soumises.

49. Elia répond qu'elle reprend l'article 142 du Code de bonne conduite dans la proposition de modification des T&C BSP mFRR. Elia précise que les BSP doivent toujours offrir la flexibilité des unités de production d'une capacité de 25 MW ou plus et des unités de stockage de type C ou D, sous la forme d'énergie d'équilibrage FRR. Elia justifie l'obligation de soumission d'offres d'énergie d'équilibrage mFRR avec activation directe par la poursuite des objectifs suivants : (i) viser le rétablissement de la fréquence dans les 15 minutes, et (ii) obtenir la meilleure image possible des volumes attendus d'énergie d'équilibrage non contractée disponibles.

50. La CREG considère qu'une obligation de soumission ne peut être que temporaire. Entre-temps, Elia doit œuvrer afin que les marchés de l'énergie d'équilibrage FRR soient plus attractifs, de telle sorte que les BSP soient intrinsèquement motivés à y participer. La CREG renvoie aux paragraphes 34 et 59 de la présente décision, ainsi qu'aux commentaires des acteurs du marché sur la procédure de préqualification, les redevances, les contrôles et le régime de sanctions. La CREG renvoie également à

ses commentaires sur la composante alpha, la *dead band*, le *cap et floor* dans la décision (B)2688 du 30 novembre 2023.

La CREG demande à Elia de tenir compte de ces commentaires dans une prochaine proposition de modification des T&C BSP mFRR.

4. ANALYSE ET EVALUATION DES MODIFICATIONS PROPOSEES

4.1. REMARQUES GÉNÉRALES PRÉALABLES

51. L'examen des modifications sera réalisé dans le même ordre que celui suivi par Elia dans sa proposition de modification des T&C BSP mFRR.

52. Concernant les réactions de la CREG aux remarques formulées par les acteurs du marché, la CREG renvoie aux paragraphes 27 à 50 de la présente décision, et à ce qui est encore précisé ci-dessous.

53. Enfin, la CREG formule une réserve, à savoir qu'une approbation des modifications des T&C BSP mFRR ne signifie pas que la CREG renonce à ses compétences visées aux articles 6.1 et 6.2 de l'EBGL.

4.2. DISCUSSION

4.2.1. Article 1^{er} Objet et champ d'application

54. Les T&C BSP mFRR se composent de deux parties, à savoir :

- Partie 1 : objectif, champ d'application et plan de mise en œuvre ;
- Partie 2 : le contrat BSP mFRR, comportant des conditions générales et spécifiques, et comptant 7 annexes.

La CREG constate que, dans la proposition de modification des T&C BSP mFRR, l'article 1^{er} « Objectif et champ d'application » ne décrit nullement l'impact attendu des modifications proposées sur les objectifs de l'EBGL, et ce, malgré le fait qu'il s'agisse d'une exigence légale en vertu de l'article 5.5 de l'EBGL.

Par conséquent, la CREG demande qu'Elia décrive, dans une note séparée, l'impact prévu des modifications proposées sur les objectifs de l'EBGL avant que les T&C BSP mFRR approuvées dans cette décision ne soit publiées sur le site Internet d'Elia.

La description de l'impact prévu peut uniquement être fournie dans une note séparée et ne peut être intégrée à l'article 1^{er} des T&C BSP mFRR car cette description est censée faire partie d'une proposition de modification des T&C BSP mFRR, qui fait l'objet d'une consultation et qui est ensuite soumise à l'approbation de la CREG.

La CREG fait également valoir que la description de l'impact prévu devra, lors d'une deuxième phase suivant cette première proposition de modification des T&C BSP mFRR, être incluse à l'article 1^{er}, avec la description de l'impact attendu sur les objectifs de l'EBGL des modifications qui seront nouvellement proposées.

4.2.2. Définitions

55. Elia clarifie les définitions et ajoute des références pertinentes conformément aux Code de bonne conduite et aux décisions de l'ACER 01/2020 du 24 janvier 2020 et 03/2020 du 24 janvier 2020. Des références aux T&C SA et aux règles de coordination et de gestion de la congestion qui ont un lien avec la proposition de modification des T&C BSP mFRR, sont également reprises.

56. Elia ajoute le terme « *Local Marginal Price* » ou « *LMP* » et reprend dans la définition le mode de calcul de ce prix.

La CREG estime qu'un mode de calcul n'a pas sa place dans une définition. Le mode de calcul devrait être inclus dans les conditions spécifiques des T&C BSP mFRR.

Par ailleurs, la CREG constate que ce mode de calcul figure déjà dans les T&C BSP aFRR, où il a sa place. Une simple référence dans la définition « *prix marginal aFRR* » aux T&C BSP aFRR suffit donc. Cela permet d'éviter les incohérences entre les deux documents, si le mode de calcul devait à l'avenir être modifié dans le cadre des T&C BSP mFRR.

La CREG demande que les modifications demandées soient apportées dans une prochaine proposition de modification des T&C BSP mFRR.

4.2.3. Article II.2 - Conditions pour le BSP

57. Elia reformule les modalités relatives aux obligations qu'elle assume en sa qualité de « personne organisant des transactions à titre professionnel ».

58. La CREG ne formule aucune remarque sur ces modifications.

4.2.4. Article II.3 - Conditions pour les points de livraison

59. Elia ajoute également une obligation d'offre à l'article II.3.6 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. Cette obligation d'offre exige que les BSP offrent la puissance active disponible sous la forme d'offres d'énergie d'équilibrage FRR non contractées et s'applique aux unités de production d'électricité d'une capacité de 25 MW ou plus et aux installations de stockage d'énergie de type C ou D. Elia justifie³ cette obligation d'offre comme une exigence du Code de bonne conduite.

60. La CREG précise tout d'abord que l'obligation d'offre visée à l'article 242 du Code de bonne conduite s'applique uniquement jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la prochaine proposition de modification des T&C BSP mFRR. Cette modalité transitoire prévue par le Code de bonne conduite expirera dès l'entrée en vigueur de la proposition de modification des T&C BSP mFRR soumise par Elia le 20 octobre 2023. Elia ne peut donc plus s'appuyer sur le Code de bonne conduite pour justifier l'obligation d'offre. Une obligation d'offre peut uniquement être proposée par le GRT en vertu de l'article 18.7(b) de l'EBGL. La référence à l'article 219(2) du Code de bonne conduite figurant à l'article II.3.6 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR doit donc être supprimée avant la publication des T&C BSP mFRR approuvée.

³ Voir également la partie 3.2.1.2 du projet de note (annexe 4 de la présente décision).

61. Elia se réfère également à l'article 18.7(b) de l'EBGL pour les modifications apportées à l'article II.3.6 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR.

62. La CREG constate que, premièrement, l'article 18.7(b) ne contient aucune modalité devant être obligatoirement incluse dans les T&C BSP. Deuxièmement, une justification est également requise conformément à l'article 18.7(b) de l'EBGL. Cette justification d'Elia fait défaut à l'article 1^{er} de la proposition de modification des T&C BSP mFRR (paragraphe 54 de la présente décision). Par conséquent, la CREG demande à Elia d'inclure la justification de l'obligation d'offre et son impact attendu sur les objectifs de l'EBGL dans la note demandée au paragraphe 54 de la présente décision.

La CREG estime que l'introduction d'une obligation d'offre est la preuve que le marché de l'énergie d'équilibrage n'est pas attractif. Un marché de l'énergie d'équilibrage qui fonctionne bien devrait intrinsèquement encourager les fournisseurs de services d'équilibrage à offrir leur puissance active disponible. La CREG estime donc qu'une obligation d'offre n'est pas nécessaire dans un marché qui fonctionne bien ou, autrement dit, qu'elle est uniquement nécessaire pour compenser les effets d'un marché d'équilibrage peu performant.

La CREG constate également que l'article II.10.13 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR permet aux BSP de réduire, pour des raisons d'auto-équilibrage (*reactive balancing* ou une transaction sur le marché intrajournalier), le volume de l'offre d'énergie d'équilibrage mFRR non contractée après l'heure de fermeture des guichets. Par conséquent, l'obligation de soumission ne s'applique pas dans la pratique aux actifs que le BSP a l'intention de valoriser en dehors du marché organisé de l'énergie d'équilibrage.

63. Enfin, la CREG souligne également que, selon elle, les exigences de préqualification, les contrôles et les pénalités repris dans la proposition de modification des T&C BSP mFRR sont autant d'éléments du design de marché qui rendent la participation au marché de l'énergie d'équilibrage peu attrayante. De même, l'application d'une composante alpha, ou d'autres mesures qui rendent le prix d'équilibre différent de celui qui devrait être formé sur la base des prix marginaux transfrontaliers, réduit à nouveau l'attrait de la participation au marché de l'énergie d'équilibrage. Les réponses des acteurs du marché lors de la consultation publique démontrent que le régime de pénalités, l'ajustement du déséquilibre et la rémunération du marché de l'énergie d'équilibrage mFRR rendent la participation au marché de l'énergie d'équilibrage peu attrayante.

La CREG souligne néanmoins que, conformément à la décision (B)658E/79 de la CREG du 14 juillet 2022 et à la décision (B)658E/84 de la CREG du 12 octobre 2023, des incitants « discrétionnaires » sont en cours pour encourager Elia à assouplir, simplifier et/ou supprimer certains de ces éléments afin de rendre la participation au marché de l'énergie d'équilibrage plus attrayante. Ces incitants s'étalent sur la période 2023-2024.

64. Compte tenu de ce qui précède, la CREG peut accepter temporairement l'application de l'article II.3.6 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. En effet, la CREG estime qu'Elia doit disposer des ressources et du temps nécessaires, y compris via ces incitants « discrétionnaires », afin de proposer et de mettre en œuvre des améliorations du marché de l'énergie d'équilibrage.

Étant donné que la participation des BSP au marché d'équilibrage est nécessaire pour la sécurité du système, il est indispensable de rendre cette participation aussi attrayante que possible. La CREG s'attend dès lors à ce que, au terme de ces incitants « discrétionnaires », l'obligation d'offre ne soit plus nécessaire, tout comme l'application de l'article II.10.13 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. La CREG s'attend donc à ce que les T&C BSP mFRR soient modifiées en conséquence dans une prochaine proposition de modification, ou que cette dernière contienne une justification du maintien de l'obligation d'offre. Cette justification ne peut être basée sur l'attrait ou non de la participation aux marchés d'équilibrage pour les BSP.

La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur les autres modifications apportées par Elia.

4.2.5. Article II.4 - Conditions d'application du transfert d'énergie

65. Dans un courriel du 16 février 2024, la CREG a demandé une modification du libellé de l'article II.4 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. Dans un courriel du 21 février 2024, Elia a communiqué à la CREG la formulation adaptée de l'article II.4, ainsi que les adaptations et/ou clarifications supplémentaires nécessaires à la suite de l'inclusion explicite des différentes situations de marché dans lesquelles le transfert d'énergie est observé (annexe 5 de la présente décision).

66. La CREG estime que la formulation modifiée de l'article II.4 du 21 février 2024 répond aux observations de la CREG. La CREG n'a aucun commentaire à formuler sur les clarifications apportées aux articles II.1.121, II.7.10, II.7.11 et à l'annexe 2.A.

4.2.6. Article II.5 - Conditions de cumul

67. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.7. Article II.6 - Exigences de communication

68. Elia ajoute que, pendant la période de validité du contrat BSP mFRR, le BSP est tenu de satisfaire à tout moment aux exigences vérifiées lors du test de communication. Si le BSP ne répond plus à ces exigences ou si l'activation échoue en raison d'une indisponibilité ou d'un dysfonctionnement des canaux de communication, sans que cela soit imputable à Elia, la responsabilité incombe au BSP et ce dernier peut, le cas échéant, être temporairement exclu du service mFRR.

69. La CREG s'interroge sur le processus pratique de cette obligation. L'ajout de « sans que cela ne soit par la faute d'ELIA » à l'article II.6.2 soulève des questions. Comment et par qui cela sera-t-il déterminé ? Qui a la charge de la preuve ? Incombe-t-elle au BSP ? Dans ce dernier cas, la CREG n'est pas convaincue que le BSP sera toujours en mesure de prouver dans tous les cas possibles si la faute incombe ou non à Elia. En effet, le BSP ne peut exécuter de contrôle auprès d'Elia et il lui est donc en pratique impossible d'identifier une erreur chez Elia.

Une description de la procédure à suivre dans le cas où aucune erreur n'est détectée au niveau du BSP ou d'Elia fait également défaut. En effet, la CREG n'est pas convaincue que chaque faute puisse être identifiée et/ou que, en l'absence de faute d'Elia, on puisse nécessairement conclure que la faute incombe au BSP.

En l'absence des clarifications susmentionnées, la CREG estime qu'il est excessivement pénalisant que la responsabilité du BSP soit toujours engagée, même si aucune faute ne peut être identifiée.

Par conséquent, la CREG demande à Elia de clarifier le processus en réponse aux commentaires ci-dessus dans une prochaine modification des T&C BSP mFRR et, entre-temps, de monitorer le processus dans le cas où le BSP ne répondait pas aux exigences vérifiées lors du test de communication pendant la durée du Contrat BSP.

70. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur les autres modifications apportées par Elia.

4.2.8. Article II.7 - Test de préqualification

71. Elia clarifie les modalités d'un test de préqualification dans le cadre du processus de préqualification.

La CREG s'interroge sur la raison pour laquelle Elia estime que la réalisation d'un test de préqualification garantit davantage la sécurité du système que l'évaluation de la capacité mFRR disponible de l'unité ou du groupe de fourniture de réserve par l'activation d'offres d'énergie d'équilibrage via la participation aux marchés de l'énergie d'équilibrage.

Cette dernière méthode de préqualification présente plusieurs avantages sans inconvénients. Tout d'abord, une unité ou un groupe de fournisseurs de réserve qui ne peut pas fournir le service mFRR conformément aux exigences techniques minimales, ne sera pas proposé, étant donné l'exposition à un impact financier négatif dans le cadre des processus de règlement. Deuxièmement, une fourniture mFRR par l'unité ou le groupe de fourniture de réserve, via le marché de l'énergie d'équilibrage, génère les observations réelles nécessaires pour déterminer le volume mFRR disponible. En effet, ce volume disponible dépend des conditions du marché et du comportement de soumission du BSP. Les volumes mFRR livrés avec succès dans des conditions de marché variables fournissent, selon la CREG, une estimation plus précise des capacités mFRR disponibles que le résultat d'un test de préqualification ponctuel et programmé. Troisièmement, la livraison mFRR est alignée sur les besoins effectifs du système, contrairement au test de préqualification prévu. En effet, le déséquilibre créé lors d'un test de préqualification doit être compensé. Quatrièmement, le BSP perçoit une indemnisation basée sur le marché pour sa livraison mFRR. En revanche, le test de préqualification proposé par Elia ne sera pas indemnisé. Cinquièmement, la détermination du volume mFRR par la sélection des offres d'énergie d'équilibrage permet une application continue et symétrique des modalités de l'article II.16.4 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. L'actuel article II.16.4 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR prévoit uniquement une réduction du volume maximal de mFRR en cas de deux échecs consécutifs des tests de disponibilité. Enfin, la préqualification par la participation au marché de l'énergie d'équilibrage mFRR renverse les barrières qui découragent les acteurs du marché de participer au marché de la capacité d'équilibrage. Cela s'applique à toutes les unités ou groupes de fourniture de réserve, et en particulier à ceux qui comprennent de la *demand response* (agrégée) ou des sources d'énergies renouvelables. En effet, la perte de revenus due à la non-participation aux marchés de l'énergie pour exécuter un test de préqualification n'est pas intéressante pour ces ressources d'équilibrage.

La CREG estime donc que le concept de test de préqualification doit être révisé afin de permettre à toutes les ressources, y compris la gestion de la demande (agrégée) et les sources d'énergies renouvelables, d'accéder aux marchés de capacité d'équilibrage. Tel est l'objectif d'un des incitants discrétionnaires en cours en 2023.⁴ Par conséquent, la CREG demande à Elia de réviser l'article II.7 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR, ainsi que les annexes pertinentes, lors d'une prochaine proposition de modification des T&C BSP mFRR, ou de motiver les raisons pour lesquelles elle ne peut s'y conformer.

72. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur les autres modifications apportées par Elia.

⁴ Voir la décision (B)958E/79 de la CREG du 10 juin 2022.

4.2.9. Article II.8 - Achat de capacité mFRR

73. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.10. Article II.9 - Transfert d'obligations

74. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.11. Article II.10 - Dépôt des offres d'énergie mFRR

75. Elia propose à l'article II.10.4 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR que le BSP s'efforce de soumettre à Elia les offres d'énergie d'équilibrage mFRR contractées pour l'activation le jour J au plus tard durant le day-ahead à 15 h 00 CET.

La CREG constate qu'Elia prévoit une obligation de moyens, et donc pas une obligation de résultats, envers les BSP pour qu'ils soumettent des offres d'énergie d'équilibrage à Elia avant l'heure de clôture du marché de l'énergie d'équilibrage mFRR. La CREG n'a pas identifié de modalités dans la proposition de modification des T&C BSP mFRR qui exposeraient le BSP à des conséquences négatives s'il ne respecte pas cette obligation de moyens. Dès lors, cette obligation de moyens ne viole pas dans la pratique le droit des BSP d'actualiser librement leurs offres d'énergie d'équilibrage mFRR jusqu'à l'heure de clôture du marché de l'énergie d'équilibrage mFRR, comme le prévoit l'article 24.3 de l'EBGL. Conformément à l'article 8.2 de l'annexe I de la décision de l'ACER 03/2020 du 24 janvier 2020, l'heure de fermeture du marché de l'énergie d'équilibrage mFRR est prévue 25 minutes avant le début de l'unité de temps de marché de l'offre d'énergie d'équilibrage mFRR concernée.

Nonobstant ce qui précède, la CREG laisse à Elia le soin de veiller à disposer à tout moment d'une capacité de réserve suffisante sous la forme de FRR. Pour ce faire, Elia peut lancer la procédure d'escalade, conformément à l'article 157(4) du SOGL et telle que définie dans le LFC Block Operational Agreement. Outre un avertissement envoyé aux BSP concernés afin qu'ils soumettent des ressources FRR contractées, Elia peut également activer des unités afin de mettre à disposition des offres d'énergie d'équilibrage mFRR supplémentaires. L'obligation de moyens a pour objet d'éviter le déclenchement de cette procédure d'escalade et les coûts y afférents. Ainsi, si le BSP ne respecte pas l'obligation de moyens, il s'expose à ces coûts s'il devait être nécessaire pour la sécurité du système d'activer la procédure d'escalade en raison d'un manque d'offres d'énergie d'équilibrage mFRR contractées.

76. Elia précise à l'article II.10.6 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR, qu'un BSP peut soumettre une offre d'énergie d'équilibrage mFRR avec un délai d'activation maximum et/ou un niveau d'énergie maximum et/ou un délai de neutralisation.

77. La CREG constate que ces caractéristiques supplémentaires, si elles sont appliquées, doivent être définies dans les méthodologies et conditions nationales pour les BSP conformément à l'article 7.4 de l'annexe I de la décision ACER 03/2020. La CREG constate toutefois dans la note de bas de page 15 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR que la fonctionnalité complète de ces trois caractéristiques est décrite dans les documents techniques pertinents disponibles sur le site Internet d'Elia. Ces documents techniques ne font pas partie de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. En vertu de la section 7.1.2.8 du projet de note (annexe 4 de la présente décision), ces documents seront discutés avec les acteurs du marché au cours du quatrième trimestre 2023. À ce jour, Elia n'a communiqué aucun addendum à la CREG, convertissant le résultat de ces discussions en dispositions à inclure dans la T&C BSP mFRR.

Étant donné que la proposition de modification des T&C BSP mFRR indique de manière générale que le BSP peut utiliser des caractéristiques, sans mentionner de restrictions ou de conditions encadrant l'utilisation de ces caractéristiques, la CREG estime que le BSP n'est pas limité dans l'utilisation de ces caractéristiques.

En d'autres termes, la description des fonctionnalités incluses dans les documents techniques vise uniquement à informer le BSP sur la manière d'appliquer concrètement ces caractéristiques dans le cadre des outils qu'Elia met à sa disposition. Cela n'implique aucune obligation. Afin de dissiper toute ambiguïté, si les documents techniques imposaient néanmoins des conditions ou des restrictions aux BSP, ces conditions ou restrictions pourraient uniquement être appliquées pour les raisons que ces conditions ou restrictions décrites dans les documents techniques ne sont pas explicitement incluses dans la proposition de modification des T&C BSP mFRR et, par conséquent, non approuvées par la CREG après consultation publique. Si Elia souhaite que ces conditions ou restrictions fassent partie des T&C BSP mFRR, elle devra les inclure dans une proposition ultérieure de modification des T&C BSP mFRR.

78. Elia propose à l'article II.10.9 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR qu'une offre d'énergie d'équilibrage mFRR soit une offre fixe qui oblige le BSP à fournir le service mFRR associé.

79. La CREG renvoie au paragraphe 34 de la présente décision, arguant que l'article II.10.9 ne peut impliquer une obligation de résultats de livrer le volume de l'offre, mais plutôt une obligation de moyens de livrer correctement l'offre d'énergie d'équilibrage mFRR ou, en cas de livraison incorrecte, de faire supporter au BSP les responsabilités financières de la non-livraison.

En outre, la CREG constate que le BSP ne peut pas encore livrer le volume de l'offre à l'heure de clôture du marché de l'énergie d'équilibrage mFRR, comme l'exige l'article II.10.9 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. En effet, le BSP doit attendre les signaux d'activation d'Elia avant de pouvoir livrer le volume d'offre sélectionné par le marché européen de l'énergie d'équilibrage mFRR.

80. Elia propose à l'article II.10.12 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR, de permettre au BSP de demander, dans certaines circonstances, à Elia de réduire le volume d'une ou plusieurs offres d'énergie d'équilibrage mFRR non contractées et/ou contractées. Les raisons de ces modifications sont (ia) l'activation, par Elia, d'une offre de redispatching dont le volume est fourni par un ou plusieurs points de livraison, qui font également partie de l'unité ou du groupe de fourniture de réserve fournissant le volume de l'offre d'énergie d'équilibrage mFRR, et (iia) en cas de mise hors service non programmée (d'une partie) de l'unité ou du groupe de fourniture de réserve pour une raison urgente échappant au contrôle opérationnel du gestionnaire.

Une liberté similaire est accordée aux BSP à l'article II.10.13 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. Ainsi, pour les offres d'énergie d'équilibrage mFRR non contractées, le BSP peut demander à Elia de réduire le volume de l'offre si (ib) le BSP équilibre son périmètre attribué, (iib) le BSP effectue une transaction sur le marché intrajournalier, ou (iiib) l'activation des volumes à un ou plusieurs points de livraison qui font partie de l'unité ou du groupe de fourniture de réserve concerné est limitée en raison de congestions internes.

81. La CREG renvoie au paragraphe 32 de la présente décision, qui expose succinctement le cadre européen auquel doivent se conformer les articles II.10.12 et II.10.13 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR.

82. Se référant au cadre légal visé au paragraphe 81 de la présente décision, la CREG constate que les modifications proposées par Elia sont similaires aux modalités présentes dans les T&C BSP aFRR approuvées par la décision (B)2366 de la CREG du 24 mars 2022. La CREG renvoie donc aux commentaires qu'elle a formulés aux paragraphes 88 à 91 de la décision (B)2366. Ces observations

s'appliquent également à la présente décision. Dans ce cadre, la CREG signale qu'elle a toléré les modalités concernées dans les T&C BSP aFRR du 24 mars 2022, seulement afin de ne pas empêcher la participation à la plate-forme européenne aFRR, mais la CREG a en même temps demandé de supprimer certaines modalités lors d'une prochaine modification des T&C BSP aFRR. Elia n'a pas tenu compte de ces commentaires dans sa proposition de modification des T&C BSP mFRR. Par conséquent, la CREG demande que la prochaine proposition de modification des T&C BSP mFRR se conforme aux commentaires et révisé les articles II.10.12 et II.10.13.

Concrètement, la CREG estime toujours que les motifs (ia), (ib) et (iib) repris dans la proposition de modification des T&C BSP mFRR ne répondent pas aux conditions reprises dans la décision de l'ACER 03/2020. L'article 9(4) de l'annexe I de la décision ACER 03/2020 stipule qu'une offre d'énergie d'équilibrage mFRR peut être ajustée par le GRT afin d'éviter de dépasser les limites de sécurité opérationnelle ou lorsque la disponibilité dépend de l'activation d'offres en dehors de la plate-forme européenne mFRR.

Le paragraphe 136 de la décision ACER 03/2020 énonce deux raisons possibles pour lesquelles les limites de sécurité opérationnelle peuvent être dépassées : soit l'activation de l'offre entraînerait une insuffisance de la capacité de réserve nécessaire, soit les unités qui fournissent les réserves sont techniquement indisponibles. Étant donné que les raisons (ia), (ib) et (iib) (paragraphe 80 de la présente décision) réduisent les volumes d'offres d'énergie d'équilibrage en raison d'une activation de l'unité ou du groupe de fourniture de réserve à des fins autres que l'équilibrage, aucune des deux conditions n'est remplie. En effet, la disponibilité technique demeure inchangée, mais la disponibilité commerciale change.

Le paragraphe 136 de la décision ACER 03/2020 précise également que des offres conditionnelles doivent être soumises pour d'autres processus d'équilibrage, y compris les produits d'énergie d'équilibrage standard mFRR, afin de permettre aux BSP d'arbitrer entre différentes plates-formes⁵. Le même paragraphe précise que des offres conditionnelles sont nécessaires car l'heure de clôture concomitante de la plate-forme européenne aFRR et de la plate-forme européenne mFRR ne permet pas la soumission séquentielle d'offres. Par conséquent, la CREG en conclut que l'intention de la liberté visée à l'article 9(4) de l'annexe I de la décision ACER 03/2020, a pour objet de permettre la soumission des unités ou des groupes de fourniture de réserve pour plusieurs produits d'énergie d'équilibrage FRR. Étant donné que ni le redispatching, ni l'auto-équilibrage, ni les échanges sur le marché infrajournalier ne peuvent être considérés comme un produit d'énergie d'équilibrage FRR standard ou spécifique, la CREG estime que les raisons (ia), (ib) et (iib) (paragraphe 80 de la présente décision) ne relèvent pas de la liberté accordée à l'article 9(4) de l'annexe I de la décision de l'ACER 03/2020.

83. En référence au paragraphe 32 de la présente décision, la CREG considère que, sur la base de la réaction de la Febeg, les modifications proposées par Elia aux articles II.10.12 et II.10.13 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR sont nécessaires compte tenu de l'orientation vers une obligation d'offre combinée à un modèle d'équilibrage réactif. Néanmoins, la CREG n'abonde pas totalement dans le sens de cette orientation proposée par Elia. En effet, la proposition de la modification des T&C BSP mFRR atténue les effets négatifs subis par les BSP en raison du régime de sanctions, de l'obligation d'offre et d'une composante alpha qui renforcent le modèle d'équilibrage réactif. La CREG estime que la participation au marché de l'équilibrage doit être rendue attractive, plutôt que prévoir des dérogations au cadre réglementaire afin de supprimer les éléments qui rendent le design de marché moins attrayant pour les fournisseurs de services d'équilibrage.

⁵ La décision de l'ACER précise en outre que les possibilités d'arbitrage entre la plateforme européenne aFRR et la plateforme européenne mFRR seront facilitées par des offres conditionnelles.

84. Compte tenu de ce qui précède, et en référence au paragraphe 59 de la présente décision, la CREG tolère temporairement l'application des articles II.10.12 et II.10.13 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR, et plus particulièrement les raisons (ia), (ib) et (iib). La CREG demande à Elia de rendre les marchés de l'énergie d'équilibrage attractifs aussi rapidement que possible, et ce, dès la prochaine proposition de modification des T&C BSP mFRR.

La CREG renvoie aux articles 9(7) à 9(9) de l'annexe I de la décision ACER 03/2020, concernant les obligations de reporting qu'Elia doit respecter lors de l'application pratique des articles II.10.12 et II.10.13 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR.

85. La CREG constate que l'obligation de moyens visée à l'article II.10.17 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR est convertie en obligation de résultats, et ce, sans aucune justification. Dans cet article, Elia propose que le BSP mette immédiatement à jour les offres d'énergie d'équilibrage mFRR concernées dès qu'il constate un Forced Outage.

86. Bien que la CREG admette le principe selon lequel les offres d'énergie d'équilibrage mFRR proposées doivent être actualisées le plus rapidement possible, la CREG s'interroge sur la validité de l'inclusion explicite d'une obligation de résultats. En effet, le BSP peut à tout moment mettre à jour ses offres d'énergie d'équilibrage mFRR avant l'heure de fermeture des guichets. Le BSP est également encouragé à effectuer ces mises à jour en temps utile, au risque de s'exposer à des coûts supplémentaires en cas de fourniture incorrecte du service mFRR. Il est donc demandé à Elia d'inclure la justification du passage d'une obligation de moyens à une obligation de résultats dans sa note explicative avant que la proposition approuvée de modification des T&C BSP mFRR ne soit publiée sur le site Internet d'Elia. Sur la base de cette justification, Elia, la CREG et les participants au marché discuteront de l'opportunité d'apporter la modification proposée dans une prochaine proposition de modification des T&C BSP mFRR.

87. Elia propose à l'article II.10.29 de déclarer des offres d'énergie d'équilibrage mFRR indisponibles pour une activation planifiée par Elia si cela aurait eu pour conséquence que la capacité de réserve requise sous la forme d'offres d'énergie d'équilibrage mFRR avec activation directe devienne insuffisante.

88. En référence au paragraphe 80 de la présente décision, la raison invoquée ci-dessus pour déclarer les offres d'énergie d'équilibrage mFRR indisponibles a été autorisée par la décision 03/2020 de l'ACER. La CREG constate toutefois que l'article 9(5) de l'annexe I de la décision ACER 03/2020 précise que les offres ne peuvent être déclarées indisponibles pour l'activation que par les GRT autres que le GRT de connexion. En d'autres termes, l'activation planifiée d'une offre d'énergie d'équilibrage mFRR doit toujours être autorisée par le GRT de connexion. Elia ne détaille pas l'application de l'article 9(5) de l'annexe I de la décision ACER 03/2020 dans sa proposition de modification des T&C BSP mFRR. La CREG invite Elia à le faire dans la prochaine proposition de modification des T&C BSP mFRR.

89. Au cours des différentes discussions qu'Elia et la CREG ont menées sur la T&C BSP mFRR au cours des deux années précédant cette décision, Elia a opposé l'argument selon lequel l'application de l'article 9(5) de l'annexe I de la décision ACER 03/2020 est rendue impossible par une limitation de l'implémentation sur la plate-forme européenne mFRR. L'implémentation permet seulement au GRT de connexion de déclarer les offres d'équilibrage disponibles.

Par conséquent, la CREG accepte l'article II.10.29 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR et portera cette problématique au niveau européen. Il est également demandé à Elia de soulever cette question au sein de ENTSO-E.

90. La CREG renvoie également aux articles 9(7) à 9(9) de l'annexe I de la décision ACER 03/2020, concernant les obligations de reporting qu'Elia doit respecter lors de l'application pratique des articles II.10.29 et II.10.30 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR.

4.2.12. Article II.11 - Activation

91. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.13. Article II.12 – Échange d'informations

92. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.14. Article II.13 - Contrôle de disponibilité

93. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.15. Article II.14 - Contrôle d'activation

94. Elia propose à l'article II.14.5 la condition selon laquelle une activation non conforme ne peut résulter d'une faute d'Elia.

En la matière, la CREG renvoie à ses commentaires formulés au paragraphe 68 de la présente décision.

95. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.16. Article II.15 - Rémunération

96. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.17. Article II.16 - Incitations

97. Elia propose à l'article II.16 de remplacer le terme « pénalité » par le terme « incitation ». Le terme « incitation » est utilisé à plusieurs reprises tout au long de la proposition de modification des T&C BSP mFRR et renvoie à l'article II.16 des T&C BSP mFRR. Par conséquent, les commentaires suivants s'appliquent également à ces articles de la proposition de modification des T&C BSP mFRR comprenant une référence à l'article II.16.

L'article II.16 des T&C BSP mFRR propose plusieurs incitations, à savoir (i) les incitations relatives au contrôle de la disponibilité, (ii) les incitations relatives au contrôle de l'activation et (iii) le Forced Outage. Un plafond mensuel est appliqué aux incitations. Dans ce cadre, le plafond des incitations est égal au montant total de la rémunération pour le service mFRR pour le mois concerné, calculé conformément à l'article 15.1.

98. En termes de contenu, Elia n'a pas vraiment modifié l'article II.6. Seul le terme « pénalité » a été remplacé par le terme « incitation ». En effet, la notion de « pénalité » ne peut plus être appliquée dans les contrats-types, dont la T&C BSP mFRR, puisque le Code de bonne conduite ne reconnaît que la notion de « clause de dommage », et ce, pour un nombre limité de contrats-types spécifiques.

Dans le cadre des T&C BSP, la CREG se réfère à l'article 44 de l'EBGL relatif aux principes de règlement pour ce qui concerne la base légale d'une incitation pour les T&C BRP et les T&C BSP. L'article 44 de l'EBGL stipule que les processus de règlement peuvent proposer des incitations aux BSP pour la proposition et la fourniture des services d'équilibrage au GRT de raccordement. Toutefois, ces incitations ne doivent pas induire des effets perturbateurs.

Elia ne démontre pas à ce stade si les incitations prévues à l'article II.16 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR sont ou non des incitations au sens de l'article 44 de l'EBGL, ou si elles ne poursuivent toujours qu'un objectif de pénalisation. En d'autres termes, la CREG aurait souhaité qu'Elia explique dans quelle mesure l'effet pénalisant a disparu suite au remplacement du terme pénalité par le terme incitation.

Ainsi, l'article 1er des T&C BSP ne fournit aucune description de l'impact attendu de l'incitation (paragraphe 54 de la présente décision) sur les objectifs de l'EBGL. Il appartient à Elia de démontrer l'effet escompté et comment les incitations mises en place y répondent.

De plus, la CREG estime qu'il est nécessaire d'analyser la mesure dans laquelle les incitations introduites ont ou non un effet perturbateur sur les marchés de l'énergie d'équilibrage.

99. Compte tenu de ce qui précède, la CREG approuve temporairement l'article II.16 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR, mais demande, outre l'inclusion de l'effet escompté de l'incitation sur les objectifs de l'EBGL dans la note séparée visée au paragraphe 54 de la présente décision, qu'Elia contrôle et analyse également pendant 12 mois l'application de l'article II.16 des T&C BSP mFRR afin de pouvoir en déduire l'efficacité de l'incitation. Cette analyse doit être communiquée à la CREG et, le cas échéant, le résultat doit être intégré dans une proposition de modification des T&C BSP mFRR après la période d'analyse.

100. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.18. Article II.17 - Facturation et paiement

101. Elia propose à l'article II.17 de fournir au BSP des rapports sur les résultats des contrôles réalisés.

Les rapports sont remis à la fin du mois civil M et concernent les contrôles exécutés au cours du mois M-2. Elia propose également que les factures ou notes de crédit relatives aux mFRR Awarded et mFRR Requested au cours du mois M-1, soient émises par le BSP à la fin du mois civil M. Enfin, Elia propose également que les notes de crédit relatives aux contrôles exécutés au cours du mois M-3 soient envoyées par le BSP à la fin du mois civil M.

La CREG estime que le processus de facturation et de paiement peut être amélioré. Ainsi, les différents moments peuvent être coordonnés. De même, les données qui constituent la base des factures ou des notes de crédit sont déjà disponibles avant la livraison (par exemple, *mFRR Awarded*) et pendant la livraison (par exemple, *mFRR Requested*) et, par conséquent, ces données peuvent être mises à la disposition des BSP juste après la livraison (par exemple, les résultats des contrôles et les factures/notes de crédit qui en résultent). Enfin, les factures et les notes de crédit peuvent être regroupées en une seule facture ou note de crédit, sous réserve d'une transparence et d'une clarté suffisantes sur les différents éléments qui ont été regroupés dans la facture.

102. Sur la base de ces observations, la CREG a décidé, par la décision (B)658^F/84 du 12 octobre 2023, de mettre en place un incitant discrétionnaire pour l'année 2024, dans le but d'accélérer et d'harmoniser les processus de facturation des BRP. La CREG demande que les résultats de cet incitant, en réponse au commentaire ci-dessus, soient mis en œuvre dans les meilleurs délais.

103. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.19. Article II.18 - Activation du service mFRR à d'autres fins

104. Elia propose à l'article II.18.10 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR que les offres d'énergie d'équilibrage mFRR activées à des fins de redispatching soient réglées au moins au même prix que celui pour les offres d'énergie d'équilibrage mFRR standard avec activation programmée.

105. La CREG accepte le principe appliqué, sans préjudice des commentaires relatifs à la proposition d'Elia de calculer le prix de marché, visé à l'article II.18.10 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR et repris à l'annexe 13 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR (voir paragraphe 126 de la présente décision). En effet, ce principe vise à régler l'offre d'énergie d'équilibrage mFRR qui a été activée à des fins de redispatching au prix du marché que l'offre d'énergie d'équilibrage mFRR aurait perçu si l'activation avait été réalisée à des fins d'équilibrage.

106. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.20. Annexe 1 - Procédure d'acceptation d'un BSP

107. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.21. Annexe 2 - Procédure d'acceptation d'un point de livraison

108. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.22. Annexe 3 - Exigences en matière de mesures

109. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.23. Annexe 4 - Liste des points de livraison

110. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.24. Annexe 5 - Exigences en matière de communication

111. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.25. Annexe 6 - Test de préqualification

112. La CREG renvoie à ses observations sur les exigences de préqualification visées au paragraphe 59 de la présente décision.

Concrètement, la Febeg a répondu à la consultation publique que le délai de 24 heures pour la réalisation d'un test de préqualification constituait un obstacle à la participation des énergies renouvelables et du stockage. Elia répond à la page 21 du rapport de consultation qu'elle tiendra compte de ce commentaire dans le cadre de l'incitant 2023 sur la révision des exigences de préqualification.

D'une part, la CREG comprend qu'Elia ne procédera à l'implémentation qu'après avoir terminé l'analyse dans le cadre de l'incitant. D'autre part, la CREG s'interroge sur le nombre d'analyses et sur le volume de travail pour la mise en œuvre qu'exigera une réduction du délai, étant donné que cette modification constitue un pas important vers la réalisation des objectifs visés aux articles 3.1(f) et 3.1(g) de l'EBGL.

Dès lors, la CREG demande à Elia d'implémenter l'amélioration identifiée par la Febeg dans une prochaine proposition de T&C BSP mFRR.

113. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur les autres modifications apportées par Elia.

4.2.26. Annexe 7 - Enchères de capacité

114. Elia propose de supprimer le produit de capacité mFRR « mFRR Flex ».

Dans sa réponse à la consultation publique, Febeliec souligne que nombre de ses membres sont préoccupés par la suppression du produit « mFRR Flex ». Toutefois, Febeliec ne s'oppose plus à la suppression du produit « mFRR Flex » suite à l'ajout des mesures de facilitation dans la proposition de modification des T&C BSP mFRR (paragraphe 32 de la présente décision).

115. La CREG constate dans la réponse de Febeliec que la suppression du produit « mFRR Flex » suscite des inquiétudes quant à la participation de la gestion de la demande au marché de l'énergie d'équilibrage mFRR. La préoccupation concerne l'absence de délai de neutralisation et la période d'activation maximale, qui sont des caractéristiques du produit de capacité standard mFRR proposé par Elia. Ces caractéristiques sont bien prévues par l'article 25.4(e) et (f) de l'EBGL comme des caractéristiques d'un produit standard. Par ailleurs, l'annexe 1 de l'annexe I de la décision de l'ACER du 17 juin 2020 fixant la liste des produits de capacité d'équilibrage standard permet de mettre à la disposition des acteurs du marché un produit de capacité d'équilibrage mFRR avec un délai de neutralisation. La durée de validité du produit est alors certes d'une heure ou moins, en comparaison à la période de validité de 4 heures du produit de capacité d'équilibrage standard mFRR proposé par Elia.

Étant donné que Febeliec est actuellement satisfaite des mesures de facilitation appliquées par Elia pour compenser les caractéristiques manquantes du produit standard proposé, la CREG conclut provisoirement qu'aucune barrière à la participation de la gestion de la demande aux marchés d'équilibrage ne sera créée. La CREG accepte donc les modifications proposées par Elia. Toutefois, la CREG constate, sur la base de la réponse de Febeliec à la consultation publique, qu'il existe toujours un risque que le produit de capacité d'équilibrage mFRR proposé par Elia puisse encore constituer une barrière à la participation de la gestion de la demande au marché de la capacité d'équilibrage. Si ce risque se confirme dans la réalité, la CREG ne manquera pas de demander à Elia de mettre à la disposition des acteurs du marché un produit standard avec délai de neutralisation.

116. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur les autres modifications apportées par Elia.

4.2.27. Annexe 8 - Transfert d'obligations

117. Elia se réfère dans le dernier paragraphe de l'annexe 8.A et dans l'avant-dernier paragraphe de l'annexe 8.C de la proposition de modification des T&C BSP mFRR à la procédure détaillée pour la validation d'une proposition de transfert d'obligations par Elia, qui peut être consultée sur le site Internet d'Elia.

118. La CREG renvoie au paragraphe 76 de cette décision qui explique, notamment, que le document de référence ne doit pas contenir de restrictions ou de conditions supplémentaires par rapport à celles reprises dans la proposition de modification des T&C BSP mFRR. Le même commentaire s'applique à la procédure détaillée visée à l'annexe 8.A, à l'annexe 8.B et à l'annexe 8.C de la proposition de modification des T&C BSP mFRR.

119. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur les autres modifications apportées par Elia.

4.2.28. Annexe 9 - Dépôt d'une offre d'énergie mFRR

120. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.29. Annexe 10 - Activation

121. La CREG renvoie au paragraphe 68 de la présente décision, qui s'applique également à l'avant-dernier paragraphe de l'annexe 10.A de la proposition de modification des T&C BSP mFRR.

122. Elia propose une « block approach » comme ajustement du déséquilibre à l'annexe 10.D de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. Elia argumente en faveur de la « block approach » dans le cadre de l'incitant visé au paragraphe 38 de la présente décision.

La CREG renvoie à l'explication fournie au paragraphe 39 de la présente décision.

123. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.30. Annexe 11 - Test de disponibilité

124. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.31. Annexe 12 - Contrôle d'activation

125. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.32. Annexe 13 - Indemnisation

126. Elia propose à l'annexe 13.B de la proposition de modification des T&C BSP mFRR la méthode de calcul du prix de règlement de l'énergie d'équilibrage mFRR livrée.

127. La CREG constate que le prix de règlement est dérivé du moment de l'activation par les GRT et non du produit activé. La méthode induit donc une incohérence dans la rémunération pour les offres d'énergie d'équilibrage mFRR avec un type d'activation directe si ces offres ont été sélectionnées au cours de la première enchère de la période de validité de l'offre. Concrètement, la rémunération

proposée pour l'énergie d'équilibrage mFRR via les offres d'énergie d'équilibrage mFRR avec activation directe est dans ce cas égale au prix marginal transfrontalier du produit d'énergie d'équilibrage mFRR avec activation programmée.

En référence au paragraphe 15 de la présente décision, la CREG conclut qu'il existe au moins une ambiguïté quant à la question de savoir si la rémunération des offres d'énergie d'équilibrage mFRR est correctement mise en œuvre comme l'exige la décision 01/2020 de l'ACER.

L'ACER et l'ENTSO-E discutent actuellement de l'application correcte de la rémunération des offres d'énergie d'équilibrage mFRR au niveau européen. Ces discussions n'ont pas encore été finalisées.

La CREG ne considère toutefois pas que retarder l'accès à la plate-forme européenne mFRR en raison d'une incohérence dans la mise en œuvre de la décision 01/2020 de l'ACER soit la meilleure solution. Cette discussion, qui est actuellement en cours, est une discussion au niveau de l'ACER et de ENTSO-E. Le problème sera résolu si le résultat de la discussion incite l'ACER à modifier sa décision 01/2020 conformément à la mise en œuvre actuelle. Par contre, si l'ACER estime que sa décision 01/2020 représente une mise en œuvre correcte, il appartiendra à ENTSO-E de se conformer à la décision de l'ACER et la mise en œuvre devra être adaptée, ce qui nécessitera qu'Elia soumette une proposition de modification des T&C BSP mFRR à l'approbation de la CREG, après consultation publique. La CREG ne peut préjuger de la conclusion des discussions entre l'ACER et l'ENTSO-E, c'est pourquoi la CREG approuve provisoirement les modifications de l'article II.13 de la proposition.

La CREG demande à Elia d'intégrer intégralement les modalités convenues au niveau européen en matière de rémunération dans une proposition de modification des T&C BSP mFRR, après que les discussions à ce sujet entre l'ACER et l'ENTSO-E soient finalisées.

128. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.33. Annexe 14 - Incitations

129. Elia clarifie les modalités d'application des incitations négatives dans le cadre du processus de règlement de la livraison mFRR. Selon Elia, l'incitation est nécessaire afin d'obtenir une livraison garantie du service mFRR de la part des BSP.

130. La CREG renvoie au paragraphe 34 et au titre 4.2.17 de la présente décision.

131. Elia propose d'ajouter deux composantes en cas de fourniture d'énergie d'équilibrage insuffisante. La première composante proposée (« *incitation_{supplémentaire}* ») sert à récupérer au moins les revenus que le BSP a perçus pour le volume non livré. La deuxième composante proposée (« *incitation_{base}* ») engendre un coût supplémentaire de 10 % du prix de l'offre la plus chère (la moins chère) pour l'activation à la hausse (à la baisse).

132. Selon la CREG, la première composante proposée est nécessaire pour éviter que les BSP puissent générer des revenus nets en arbitrant entre le prix mFRR transfrontalier et le prix de déséquilibre. En exposant le BSP à une perte de revenus, cette première composante proposée encourage les BSP à fournir effectivement l'énergie d'équilibrage mFRR. La CREG souligne dans ce cadre que cette première composante proposée, combinée à l'ajustement du déséquilibre via l'approche par bloc, peut également exposer le BSP à des pertes s'ajoutant à la perte de revenus. Par conséquent, cette première composante proposée garantit un impact financier neutre, voire négatif, pour le BSP en cas de non-livraison.

133. La deuxième composante proposée, qui s'élève à 10 % du prix maximum (minimum) de tous les produits d'énergie d'équilibrage mFRR proposés par Elia, en cas d'activation à la hausse (à la baisse),

n'est, selon la CREG, pas nécessaire pour inciter le BSP à fournir le service d'énergie d'équilibrage mFRR demandé, sauf si le BSP peut cibler d'autres opportunités en dehors du marché de l'énergie d'équilibrage, qui génèrent davantage de revenus afin de compenser l'impact financier neutre ou négatif de la première composante proposée. La CREG ne voit pas clairement quelles sont les autres possibilités pouvant encore être exploitées, ce qu'Elia n'a d'ailleurs pas montré.

134. Néanmoins, selon Elia évoque que cette deuxième composante proposée est dépendante au prix de l'énergie d'équilibrage mFRR au cours du quart d'heure concerné, et pas dépendante des autres opportunités qui peuvent être ciblées au cours du quart d'heure concerné. Elia ne précise donc pas clairement la base sur laquelle elle a élaboré la deuxième composante proposée. Elia a indiqué dans sa lettre d'accompagnement que la CREG avait demandé que le facteur initial soit ramené de 25 % à 10 %. La CREG nie avoir demandé cette réduction à Elia. Au contraire, Elia a proposé cette valeur à la CREG suite à la réaction de la Febeg lors de la consultation publique et en réponse à la demande de suppression de la deuxième composante proposée, que la CREG a transmise à Elia (et qui est reprise dans la présente décision) durant des discussions informelles⁶ sur le projet de proposition de modification des T&C BSP mFRR.

135. Après avoir soumis la proposition de modification des T&C BSP mFRR, Elia a fourni à la CREG des explications verbales supplémentaires sur la qualité observée de la prestation de service mFRR pour les offres d'énergie d'équilibrage mFRR. Elia a estimé que cela démontrait la nécessité de la deuxième composante proposée.

La CREG constate qu'Elia n'a pas démontré que les incitations déjà en place sont insuffisantes. Sur la base du paragraphe 132 de la présente décision, on s'attend à ce que toute autre composante venant s'ajouter à la première composante proposée induira la même qualité de service pour les offres d'énergie d'équilibrage mFRR non contractuelles. La deuxième composante proposée engendre dans ce cas seulement une augmentation des coûts pour le BSP. On ne peut plus parler dans ce cas « d'incitations » au sens de l'article 44.1(h) de l'EBGL, mais de *pénalité*. Les barrières à la participation au marché de l'énergie d'équilibrage augmentent de plus en plus en raison des coûts plus élevés que nécessaire facturés en cas de défaillance (partielle) de la fourniture d'un service. Ainsi, la deuxième composante proposée décourage les BSP de proposer des services mFRR, ce qui réduit la liquidité du marché et la concurrence, mais constitue également une violation de l'article 44.1(h) de l'EBGL. Avec cette deuxième composante proposée, Elia augmente artificiellement le besoin d'interventions dans le calcul des prix de déséquilibre proposées par Elia, étant donné que les ressources seront déployées en dehors des marchés d'équilibrage par les participants au marché.

136. Enfin, Elia a informé verbalement la CREG que la deuxième composante proposée poursuit également l'objectif d'empêcher les BSP de contracter des volumes de capacité d'équilibrage plus élevés que ceux qu'ils peuvent réellement livrer via les offres d'énergie d'équilibrage mFRR. Toutefois, ce risque est déjà géré, notamment via le contrôle de disponibilité tel que visé à l'article II.13 de la proposition de modification des T&C BSP mFRR. Un incitant discrétionnaire est prévu pour 2024 afin d'améliorer l'efficacité des tests de disponibilité. Il est préférable d'attendre les résultats de cet incitant avant d'appliquer prématurément des pénalités/incitations supplémentaires.

La CREG voit également dans cet argument d'Elia un argument pour remettre en cause l'efficacité du test de préqualification. En référence au paragraphe 71 de la présente décision, la détermination de la

⁶ Ces entretiens se sont notamment tenus le 7 avril 2023, le 10 mai 2023, le 21 juin 2023, le 27 juin 2023, le 28 juin 2023, le 25 août 2023, le 20 septembre 2023, le 10 octobre 2023 et le 13 novembre 2023.

capacité d'équilibrage mFRR d'une unité ou d'un groupe de fourniture de réserve par l'activation d'offres d'énergie d'équilibrage par Elia serait potentiellement plus précise que sa détermination par le biais d'un test de préqualification unique et programmé. Par conséquent, la CREG n'est pas convaincue qu'il n'y a pas assez d'incitations, ni qu'il n'existe pas une incitation alternative plus efficace ou plus précise que celle proposée par Elia, s'il devait apparaître qu'une incitation supplémentaire est nécessaire.

137. La CREG constate dans la lettre d'accompagnement qu'Elia s'est engagée à réévaluer au plus tard en 2025 les règles de calcul des composantes proposées et leur impact sur les BSP et le réseau.

La CREG note toutefois qu'un incitant était déjà en cours en 2023 dans le but de revoir les contrôles et les pénalités. Le rapport ne fait pas mention d'une deuxième incitation, telle que présentée par Elia comme résultant de l'incitant.

La CREG constate également l'absence de description de l'impact attendu de la proposition de modification des T&C BSP mFRR sur les objectifs de l'EBGL, et ce, en dépit de l'obligation y afférente visée à l'article 5.5 de l'EBGL. L'impact des composantes proposées sur la réalisation des objectifs de l'EBGL doit au moins être inclus dans l'évaluation proposée par Elia.

Compte tenu de la réponse de la Febeg lors de la consultation publique (paragraphe 28 et 29 de la présente décision), la CREG s'est entretenue à plusieurs reprises avec la Febeg à ce sujet. Au cours de ces entretiens, la Febeg a confirmé qu'elle n'approuvait toujours pas le principe de la deuxième composante proposée par Elia, mais qu'elle ne s'opposait pas à l'application temporaire de la composante proposée afin de ne pas retarder l'adhésion à la plate-forme européenne mFRR. De plus, la Febeg demande que l'effet de l'incitation proposée soit quantifié au cours d'une période d'observation et que la T&C BSP mFRR soit adaptée en fonction du résultat.

138. Compte tenu de ce qui précède, et notamment du résultat des discussions avec la Febeg, la CREG ne revoit pas, pour l'instant, les composantes proposées par Elia, conformément à l'article 5.1 de l'EBGL.

La CREG accepte donc temporairement la deuxième composante proposée par Elia pour une durée de 14 mois. Elia doit, parallèlement à ce que la CREG souligne au paragraphe 54 et au titre 4.2.33 de la présente décision, suivre et évaluer l'impact de la composante pendant 12 mois. Elia doit ensuite discuter des résultats de l'évaluation au sein du Balancing Working Group et en informer la CREG. Si la composante proposée est une incitation au sens de l'article 44 de l'EBGL, l'évaluation devra démontrer que les volumes explicitement offerts sur le marché d'équilibrage mFRR, par unité ou groupe de fourniture de réserve, ayant participé au marché de l'énergie d'équilibrage mFRR avant de rejoindre la plate-forme européenne mFRR, n'ont pas diminué. Deuxièmement, l'évaluation démontrera également que la performance de la prestation de services mFRR de ces unités ou groupes d'approvisionnement de réserve est ainsi améliorée et que cette augmentation génère des avantages suffisants pour le consommateur final par rapport aux coûts résultant de l'application de la deuxième composante. Ces deux conditions sont nécessaires pour transformer l'approbation temporaire en approbation définitive. Il appartient à Elia de soumettre en temps utile une proposition de modification des T&C BSP mFRR à l'approbation de la CREG afin que, si l'évaluation le permet, l'approbation temporaire soit convertie en approbation finale par la CREG.

139. La CREG n'a pas d'autres remarques à formuler sur les autres modifications apportées par Elia.

4.2.34. Annexe 15 - Structure d'imputation

140. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

4.2.35. Annexe 16 - Coordonnées

141. La CREG n'a aucune remarque à formuler sur les modifications apportées par Elia.

5. DÉCISION

Conformément à l'article 5.4 (c) du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, la CREG approuve les conditions du contrat BSP pour la mFRR visées dans la proposition de la SA Elia Transmission Belgium, transmise à la CREG le 20 octobre 2023.

La CREG demande à Elia Transmission Belgium S.A. de se conformer aux commentaires visés aux paragraphes 54, 60 et 86 de la présente décision avant que les modifications approuvées des conditions du contrat BSP pour la mFRR soumises à la CREG le 20 octobre 2023 ne soient publiées sur le site Internet d'Elia Transmission Belgium S.A.. Elia Transmission Belgium SA

La CREG demande en outre qu'Elia Transmission Belgium S.A. tienne compte des remarques formulées aux paragraphes 40; 50; 56, 64; 69; 71; 81; 84; 88 et 112 de la présente décision dans la prochaine proposition de modification des T&C BSP mFRR.

///

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

Laurent JACQUET
Directeur

Ilse TANT
Directrice

Koen LOCQUET
Président du Comité de direction

ANNEXE 1

Proposition de modification des T&C BSP mFRR, en néerlandais, en français et en anglais - 20 octobre 2023 - version propre

ANNEXE 2

Rapport de consultation comprenant tous les commentaires individuels, en anglais - version non confidentielle - 20 octobre 2023

ANNEXE 3

Avis juridique concernant le système de pénalité - 20 octobre 2023

ANNEXE 4

Projet de note sur le produit mFRR, version juillet 2023

ANNEXE 5

Proposition de modification des T&C BSP mFRR avec clarification des situations de marché concernées par le transfert d'énergie, en néerlandais, en français et en anglais - 21 février 2024 - version propre