

Décision

(B)2748
22 février 2024

Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia Transmission Belgium d'une proposition de modification de l'accord d'exploitation de bloc RFP Elia dans le cadre du Plan hivernal 2023

prise conformément à l'article 6.3, e) du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission européenne du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité

Non confidentiel

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	4
1.1. DROIT EUROPEEN	4
2. ANTECEDENTS	6
3. CONSULTATION	9
3.1. Généralités	9
3.2. Discussion de fond sur le rapport de consultation.....	10
4. ANALYSE ET EVALUATION DES MODIFICATIONS PROPOSEES.....	13
4.1. ANALYSE DE LA PROPOSITION.....	13
4.1.1. Remarques générales préalables	13
4.1.2. Article 1 ^{er} : Délai de mise en œuvre	13
4.1.3. Article 2 : Détermination du ratio de FRR automatiques et de FRR manuelles	13
4.1.4. Article 3 : Procédures d'escalade conformément à l'article 157(4) du SOGL	13
5. DECISION	15
ANNEXE 1.....	16
ANNEXE 2.....	17
ANNEXE 3.....	18

INTRODUCTION

En application de l'article 6.3, e) du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après : le « SOGL »), la COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (ci-après : la « CREG ») examine ci-après la demande de la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM (ci-après : « Elia ») d'approbation de la proposition de modification des méthodologies et des conditions incluses dans les accords d'exploitation pour les blocs RFP (ci-après : le « LFC BOA »).

Par lettre du 2 octobre 2023, la proposition de modification du LFC BOA, rédigée en néerlandais, en français et en anglais (annexe 1 de la présente décision) a été soumise par e-mail à la CREG pour approbation. Ont été joints à cette lettre :

- une note explicative de l'accord d'exploitation pour le bloc RFP Elia en anglais (annexe 2 de la présente décision) ;
- le rapport de consultation en anglais, ainsi que les réponses individuelles (annexe 3 de la présente décision).

Simultanément à l'introduction de la proposition de modification du LFC BOA, Elia a introduit une proposition de modification de la méthodologie de détermination de la capacité d'équilibrage dans le bloc RFP d'Elia (ci-après : LFC Means). Cette proposition fait l'objet d'une décision distincte.

La présente décision comporte cinq parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie traite des antécédents de la proposition de modification du LFC BOA. La troisième partie porte sur la consultation publique. Dans la quatrième partie, la CREG analyse le contenu de la proposition de modification du LFC BOA. La cinquième partie contient la décision en tant que telle.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG au cours de sa réunion du 22 février 2024.

1. CADRE LEGAL

1.1. DROIT EUROPEEN

1. L'article 6.1 du règlement SOGL prévoit ce qui suit :

« Chaque autorité de régulation approuve les modalités et conditions ou les méthodologies élaborées par les GRT en application des paragraphes 2 et 3. L'entité désignée par l'État membre approuve les modalités et conditions ou les méthodologies élaborées par les GRT en application du paragraphe 4. L'entité désignée est l'autorité de régulation, sauf disposition contraire prise par l'État membre. »

2. L'article 6.3, e) du règlement SOGL prévoit ce qui suit :

« Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies suivantes sont soumises à l'approbation de toutes les autorités de régulation de la région concernée, sur laquelle un État membre peut rendre un avis à l'autorité de régulation concernée:

e) méthodologies et conditions incluses dans les accords d'exploitation de bloc RFP visés à l'article 119 en ce qui concerne:

i) les restrictions de rampe pour la puissance active de sortie, conformément à l'article 137, paragraphes 3 et 4;

ii) les actions de coordination destinées à réduire le FRCE, définies conformément à l'article 152, paragraphe 14;

iii) les mesures de réduction du FRCE consistant à exiger la modification de la production ou de la consommation de puissance active des unités de production d'électricité et des unités de consommation, conformément à l'article 152, paragraphe 16;

iv) les règles de dimensionnement des FRR, conformément à l'article 157, paragraphe 1; ».

3. Les dispositions relatives aux accords d'exploitation pour les blocs RFP promulguées à l'article 119 du règlement SOGL sont les suivantes :

« 1. Dans les douze mois à compter de l'entrée en vigueur du présent règlement, tous les GRT de chaque bloc RFP élaborent conjointement des propositions communes concernant:

a) lorsque le bloc RFP comporte plusieurs zones RFP, les paramètres cibles du FRCE pour chaque zone RFP définie conformément à l'article 128, paragraphe 4;

b) le superviseur de bloc RFP, conformément à l'article 134, paragraphe 1;

c) les restrictions de rampe pour la production de puissance active, conformément à l'article 137, paragraphes 3 et 4;

d) lorsque le bloc RFP est exploité par plusieurs GRT, la répartition spécifique des responsabilités entre les différents GRT au sein du bloc RFP, conformément à l'article 141, paragraphe 9;

e) s'il y a lieu, la désignation du GRT responsable des tâches visées à l'article 145, paragraphe 6;

f) des exigences supplémentaires concernant la disponibilité, la fiabilité et la redondance des infrastructures techniques, conformément à l'article 151, paragraphe 3;

g) les procédures opérationnelles à appliquer en cas d'épuisement des FRR et RR, définies conformément à l'article 152, paragraphe 8;

h) les règles de dimensionnement des FRR, définies conformément à l'article 157, paragraphe 1;

i) les règles de dimensionnement des RR, conformément à l'article 160, paragraphe 2;

j) lorsque le bloc RFP est exploité par plusieurs GRT, la répartition spécifique des responsabilités, définie conformément à l'article 157, paragraphe 3, et, s'il y a lieu, la répartition spécifique des responsabilités, définie conformément à l'article 160, paragraphe 6;

k) la procédure d'escalade définie conformément à l'article 157, paragraphe 4, et, s'il y a lieu, la procédure d'escalade définie conformément à l'article 160, paragraphe 7;

l) les exigences de disponibilité des FRR et les exigences en matière de qualité du réglage, définies conformément à l'article 158, paragraphe 2, et, s'il y a lieu, les exigences de disponibilité des RR et les exigences en matière de qualité du réglage, définies conformément à l'article 161, paragraphe 2;

m) le cas échéant, toute limite applicable à l'échange de FCR entre les zones RFP des différents blocs RFP situés dans la zone synchrone CE et à l'échange de FRR ou de RR entre les zones RFP d'un bloc RFP situé dans une zone synchrone comportant plusieurs blocs RFP, définie conformément à l'article 163, paragraphe 2, à l'article 167 et à l'article 169, paragraphe 2;

n) les rôles et les responsabilités du GRT de raccordement des réserves, du GRT destinataire des réserves et du GRT affecté en ce qui concerne l'échange de FRR et/ou RR avec les GRT des autres blocs RFP, définis conformément à l'article 165, paragraphe 6;

o) les rôles et les responsabilités du GRT fournisseur de la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté en ce qui concerne le partage de FRR et RR, définis conformément à l'article 166, paragraphe 7;

p) les rôles et les responsabilités du GRT fournisseur de la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté en ce qui concerne le partage de FRR et RR entre des zones synchrones, définis conformément à l'article 175, paragraphe 2;

q) les actions de coordination destinées à réduire le FRCE, définies conformément à l'article 152, paragraphe 14; et

r) les mesures de réduction du FRCE consistant à exiger la modification de la production ou de la consommation de puissance active des unités de production d'électricité et des unités de consommation, conformément à l'article 152, paragraphe 16.

2. Tous les GRT de chaque bloc RFP soumettent les méthodologies et conditions énumérées à l'article 6, paragraphe 3, point e), pour approbation, à toutes les autorités de régulation du bloc RFP concerné. Dans le mois qui suit l'approbation de ces méthodologies et conditions, tous les GRT de chaque bloc RFP concluent un accord d'exploitation de bloc RFP qui entre en vigueur dans les trois mois après l'approbation des méthodologies et conditions. »

4. L'article 157.1 du règlement SOGL prévoit ce qui suit :

« Tous les GRT d'un bloc RFP fixent les règles de dimensionnement des FRR dans l'accord d'exploitation de bloc RFP. »

5. Selon l'article 6.6 du règlement SOGL, toutes les propositions et méthodologies, y compris la proposition de bloc RFP, doivent inclure un calendrier de mise en œuvre et une description de leur incidence attendue au regard des objectifs du règlement SOGL (formulés à l'article 4), ou comme prévu à l'article 6.6 du règlement SOGL :

« 6. Les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies comprennent un calendrier de mise en œuvre et une description de leur incidence attendue au regard des objectifs du présent règlement. Les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies soumises à l'approbation de plusieurs ou de toutes les autorités de régulation sont également soumises à l'Agence, parallèlement à leur soumission aux autorités de régulation. À la demande des autorités de régulation compétentes, l'Agence émet un avis dans les trois mois sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies. »

6. En application de l'article 7.4 du règlement SOGL, les GRT responsables de l'élaboration d'une proposition de modalités et conditions ou de méthodologies, ou les autorités de régulation ou les entités désignées responsables de leur adoption conformément à l'article 6, paragraphes 2, 3 et 4, peuvent demander des modifications de ces modalités et conditions ou méthodologies. Les propositions de modification des modalités et conditions ou des méthodologies font l'objet d'une consultation si celle-ci est requise conformément à la procédure énoncée à l'article 11 du règlement SOGL, et sont approuvées conformément à la procédure énoncée aux articles 5 et 6 du règlement SOGL.

2. ANTECEDENTS

7. Le 25 août 2017, le règlement SOGL a été publié au Journal officiel de l'Union européenne. Il est ensuite entré en vigueur le 14 septembre 2017. Ce règlement vise à établir des règles détaillées et harmonisées concernant la gestion du réseau de transport d'électricité. Cette harmonisation doit se faire à l'échelle européenne et régionale.

8. Dans les douze mois suivant l'entrée en vigueur, le 14 septembre 2018, tous les GRT de chaque bloc RFP élaborent conjointement les méthodologies et les conditions qui font partie du LFC BOA pour la zone de réglage d'Elia. Dans le mois qui suit l'approbation de ces méthodologies et conditions, tous les GRT de chaque bloc RFP concluent un accord d'exploitation de bloc RFP qui entre en vigueur dans les trois mois après l'approbation des méthodologies et conditions.

9. Un bloc de réglage fréquence-puissance (bloc RFP) est défini comme une partie d'une zone synchrone ou la totalité d'une zone synchrone, délimitée physiquement par des points de mesure aux interconnexions avec d'autres blocs RFP, constitués d'une ou de plusieurs zones RFP, exploitée par un ou plusieurs GRT s'acquittant des obligations de réglage fréquence-puissance (article 3.18 du règlement SOGL).

10. Il convient d'entendre par accord d'exploitation de bloc RFP (LFC BOA) un accord multipartite entre tous les GRT sur un bloc RFP si ce bloc RFP est géré par plusieurs GRT, et une méthodologie opérationnelle de bloc RFP appliquée unilatéralement par le GRT concerné si le bloc RFP est géré par un seul RFP (article 3.136 du règlement SOGL).

11. La structure des blocs RFP a été définie dans une proposition commune élaborée par tous les GRT de la zone synchrone « Europe continentale », et ce conformément aux exigences visées à l'article 141.2 du règlement SOGL.

12. Par décision du 12 septembre 2018, la CREG a approuvé la proposition commune d'Elia et de tous les GRT de la zone synchrone Europe continentale relative à la détermination des blocs RFP¹. Dans cette décision, la CREG approuve la structure des blocs RFP, des zones RFP et des zones de surveillance pour la zone synchrone Europe continentale. Pour la Belgique, la proposition correspond à la situation

¹ Décision (B)1825 du 12 septembre 2018.

actuelle. La Belgique forme un bloc RFP et se compose d'une seule zone RFP et d'une seule zone de surveillance.

13. Le 14 septembre 2018, la CREG a reçu une lettre d'Elia visant l'approbation de la proposition du LFC BOA. Le 14 mars 2019, la CREG a décidé qu'Elia devait modifier cette proposition.

Le 14 mai 2019, la CREG a reçu par lettre une proposition adaptée de LFC BOA de la part d'Elia. La proposition modifiée donne suite à la remarque formulée dans la décision de la CREG du 14 mars 2019, raison pour laquelle, par décision (B)1912/2 du 27 mai 2019², la CREG a décidé d'approuver la proposition modifiée. Elle demande à Elia de tenir compte de certains commentaires formulés à la suite d'une proposition ultérieure de modification du LFC BOA :

« Avant la date d'entrée en vigueur et la publication sur son site Internet du LFCBOA approuvé, Elia est priée de donner suite aux remarques formulées au titre 3.3.3 de la présente décision et de communiquer par lettre à la CREG qu'elle y a donné suite.

Elia est également tenue de donner suite aux remarques mentionnées aux paragraphes 61, 62, 89, 94, 143, 144, 145 et 146 de la présente décision, ainsi qu'aux paragraphes 86, 88, 89 et 142. »

14. Le 20 novembre 2019, la CREG a reçu par courrier d'Elia une proposition de modification du LFC BOA pour approbation. Cette proposition vise à répondre au commentaire des paragraphes 143 à 146 de la décision (B)1912/2.

Le 6 décembre 2019³, la CREG a approuvé la proposition de modification du LFC BOA par la décision (B)2025. En outre, la CREG formule quelques remarques en demandant à Elia d'y donner suite. Ces commentaires concernent : (i) la description de la procédure en cas d'épuisement des FRR, de la procédure d'escalade et des mesures en cas de risque de tempête (également le thème des paragraphes 61, 62 et 86 de la décision (B)1912/2), (ii) la dynamisation de la méthode de détermination du ratio des FRR automatiques et manuelles (également le thème du paragraphe 94 de la décision (B)1912/2), (iii) la dynamisation de la méthode de détermination de la réduction de la capacité de réserve FRR résultant du partage des FRR.

15. La proposition de modification du LFC BOA du 30 septembre 2021, approuvée par la CREG par la décision (B)2344 du 10 février 2022, ne répond qu'à la remarque (i) visée au paragraphe 14 de la présente décision. Les remarques (ii) et (iii) n'ont pas été traitées dans cette proposition.

Pour la CREG, la dynamisation des besoins aFRR (c'est-à-dire la remarque (ii) du paragraphe 14 de la présente décision) est nécessaire pour se conformer à l'article 157.1, c) du SOGL. Pour ce faire, la CREG avait imposé à Elia un incitant discrétionnaire⁴ en 2020. La mise en œuvre de cet incitant n'a pas été acceptée par la CREG à l'époque parce que le résultat de l'incitant discrétionnaire ne tenait pas compte des exigences de qualité de fréquence à respecter en vertu de l'article 157(2)(b) et de l'article 128 du SOGL. La prise en compte de la remarque (iii) du paragraphe 14 de la présente décision est nécessaire pour parvenir à une mise à disposition optimale des réserves calculées, conformément à l'article 32(1) de l'EBGL.

Le 23 juin 2022, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition de modification du LFC BOA, qui fait suite à une demande de modification de la CREG adressée à Elia le 7 avril 2022. Par cette proposition, Elia améliore la méthodologie de détermination de la capacité de réserve FRR en prenant en compte le règlement des déséquilibres comme moyen alternatif à la capacité d'équilibrage aFRR contractée pour compenser les déséquilibres du bloc RFP.

² Décision (B)1912/2 du 27 mai 2019.

³ Décision (B)2025 du 6 décembre 2019.

⁴ Décision (B)658E/63 du 21 novembre 2019

Par décision (B)2435, la CREG a approuvé le 14 juillet 2022 la proposition de modification du LFC BOA, bien que la proposition ne réponde pas encore suffisamment aux remarques de la CREG. La CREG déclare dans cette décision que les remarques de la CREG formulées dans sa décision (B)2025 du 6 décembre 2019 n'ont pas été prises en compte. Le fait de rendre plus dynamique à la fois la méthode de détermination du ratio entre la FRR automatique et la FRR manuelle et la méthode de détermination de la réduction de la capacité de réserve FRR résultant du partage de la FRR a un impact sur la détermination de la capacité de réserve de la FRR et sur sa mise à disposition optimale. Les deux sont des exigences de l'article 157.2, c) du SOGL, d'une part, et de l'article 32.1 de l'EBGL, d'autre part.

16. Le 19 avril 2023, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition de modification du LFC BOA qui répond en partie à la demande de la CREG visée au paragraphe 15 de la présente décision de dynamiser la méthode de détermination du ratio de la FRR automatique et manuelle en la basant sur la qualité des FRCE.

Par sa décision (B)2538 du 19 juillet 2023, la CREG a accepté la proposition, étant entendu que la CREG suivra les résultats de la méthode. Pour la CREG, il reste nécessaire que les réserves aFRR requises soient déterminées sur la base d'exigences de réseau objectives, techniques et minimales nécessaires, afin que les coûts inutiles ne soient pas imputés au consommateur final. La CREG a formulé une réserve pour la révision de cette décision sur la base d'une proposition d'Elia de modifier le LFC BOA ou d'une demande de la CREG d'introduire une telle proposition.

17. En outre, la CREG constate que la proposition du 19 avril 2023 ne tient pas compte du coût de constitution des réserves FRR dans le cadre de la méthode probabiliste avec *feedback loop*. Néanmoins, l'article 32(1) de l'EBGL exige que les coûts liés à la mise à disposition d'une capacité de réserve soient réduits au minimum. Au paragraphe 41 de la décision (B)2538, la CREG demande donc à Elia de revoir la méthode de constitution des réserves aFRR en temps utile, à savoir avant que le coût de constitution des réserves aFRR ne soit égal ou inférieur au coût de constitution des réserves mFRR dans une ou plusieurs unités de temps de marché CCTU.

Enfin, la CREG explique aux paragraphes 33 à 37 de la décision (B)2538 pourquoi la détermination de la capacité de réserve sous forme de FRR doit également tenir compte de la compensation des déséquilibres.

18. Le 2 octobre 2023, Elia a soumis par e-mail à la CREG pour approbation une proposition de modification du LFC BOA, rédigée en néerlandais, en français et en anglais (annexe 1 de la présente décision). Ont été joints à cette lettre :

- une note explicative de l'accord d'exploitation pour le bloc RFP Elia en anglais (annexe 2 de la présente décision).
- le rapport de consultation en anglais, ainsi que les réponses individuelles (annexe 3 de la présente décision).

Par cette proposition de modification du LFC BOA, Elia souhaite introduire, dans le cadre de la procédure d'escalade, une obligation de soumission lors de la première enchère de capacité d'équilibrage mFRR en cas de conditions de marché tendues en Belgique. Cette obligation de soumission serait nécessaire pour couvrir le risque de manque de liquidités sur le marché de la capacité d'équilibrage mFRR, qui peut se produire dans des conditions de marché tendues en Belgique. En effet, selon Elia, il est possible, et même probable, que les acteurs du marché n'offrent pas leur capacité dans la capacité d'équilibrage mFRR dans cette situation afin d'offrir la capacité sur le marché de l'énergie.

Elia indique que le mécanisme proposé s'appuie sur le processus déjà proposé, après concertation avec le cabinet et la CREG, pour l'hiver 2022-2023 mais faute de temps pour adapter le LFC BOA, il serait introduit par le gouvernement fédéral par le biais d'un arrêté royal. L'introduction par arrêté royal a été rejetée par le Conseil d'Etat dans son avis 72.972/3 du 1^{er} février 2023. Dans son avis, le Conseil d'État confirme qu'une adaptation du cadre réglementaire existant est plus appropriée pour l'introduction d'une obligation de soumission en cas de conditions de marché tendues qu'une introduction par arrêté royal. Par conséquent, avec suffisamment de temps pour le processus d'approbation pour l'hiver 2023-2024 et les hivers suivants, Elia, toujours après concertation avec la CREG et le cabinet, propose une introduction du mécanisme, cette fois par le biais d'une proposition modifiée du LFC BOA.

Elia profite également de l'occasion pour préparer l'adaptation du temps d'activation complet de l'aFRR à 5 minutes et pour introduire une procédure de repli en cas de problèmes techniques avec la nouvelle méthodologie de dimensionnement aFRR dynamique d'Elia.

3. CONSULTATION

3.1. GÉNÉRALITÉS

19. L'article 11.1 du règlement SOGL impose à Elia d'organiser formellement une consultation publique sur la proposition de modification du LFC BOA. Elia a organisé une consultation publique du 18 août 2023 au 15 septembre 2023 inclus.

20. Au cours de la même période, Elia a organisé une consultation publique sur le LFC Means.

21. Elia a reçu deux réactions non confidentielles à la proposition de modification du LFC BOA :

- de la FEBEG ;
- de FEBELIEC.

Les réponses originales sont incluses dans le rapport de consultation et sont disponibles sur le site Web d'Elia.

Le rapport de consultation a été joint au dossier qu'Elia a soumis à la CREG le 2 octobre 2023. Les réactions reçues y sont rassemblées et les raisons pour lesquelles les points de vue exprimés lors de la consultation ont été ou non pris en considération par Elia y sont exposées. Les réactions portent sur différents points qui sont expliqués ci-dessous au cas où la CREG ne serait pas d'accord avec la réaction du ou des acteurs du marché et/ou la réponse d'Elia à la réaction du ou des acteurs du marché et/ou au cas où la réponse d'Elia à la réaction du ou des acteurs du marché serait jugée insuffisante par la CREG. Cette discussion fait l'objet de la partie 3.2 de la présente décision.

22. 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 de consultation, en application de l'article 40, 2^o de son règlement d'ordre intérieur, eu égard à la consultation publique organisée par Elia du 18 août 2023 au 15 septembre 2023 inclus.

La CREG considère cette consultation comme une consultation publique effective, car elle s'est déroulée sur le site web d'Elia, était facilement accessible à partir de la page d'accueil et était suffisamment documentée. En outre, un mailing a été envoyé par Elia à toutes les personnes inscrites sur son site web.

La durée de la consultation a été d'un mois. Compte tenu de la nature des modifications proposées, la CREG estime que la durée de la consultation était suffisamment longue.

3.2. DISCUSSION DE FOND SUR LE RAPPORT DE CONSULTATION

23. Febeliec estime que l'obligation de soumission doit tenir compte des contraintes techniques. Elia répond que l'obligation de soumission est valable pour toutes les unités coordinatrices déjà préqualifiées pour le service mFRR.

La FEBEG, quant à elle, s'oppose fermement à l'obligation de soumission. Elle fait valoir que cette obligation est disproportionnée par rapport au besoin supplémentaire de 250 MW. Elia répond que l'obligation de soumission est limitée à la capacité d'équilibrage nécessaire pour résoudre le problème de liquidité. Elle précise également dans sa réponse que l'obligation de soumission ne s'applique pas à toute la capacité mFRR éligible du BSP.

De plus, selon la FEBEG, l'obligation de soumission comporte des risques financiers et opérationnels. Ces deux types de risques ont un impact négatif sur le fonctionnement du marché journalier. La FEBEG considère que le laps de temps limité entre la réception des résultats de la mise aux enchères mFRR et l'heure de fermeture du guichet du marché journalier est une barrière au respect de l'obligation de soumission. Elia prend note de cette remarque et indique qu'elle ne prévoit pas de compensations en cas de soumission erronée de la part des acteurs du marché.

La FEBEG répond également que l'obligation de soumission est discriminatoire parce qu'elle ne s'applique qu'à un nombre limité d'entreprises. Elia n'est pas d'accord avec cette affirmation car la même obligation s'applique à tous les BSP ayant des unités coordinatrices.

Par ailleurs, selon la FEBEG, une obligation de soumission n'est pas conforme aux principes d'un marché libre et libéralisé. Elia n'est pas d'accord sur ce point mais affirme que l'obligation de soumission est justifiée pour garantir la sécurité du système.

La FEBEG conclut qu'une obligation de soumission ne peut donc être que temporaire et qu'elle doit être supprimée en cas d'achat dynamique de réserves FRR par Elia. Enfin, la FEBEG fait valoir que les acteurs du marché ne doivent pas offrir plus que les 250 MW demandés en plus de leurs capacités offertes habituellement.

24. La CREG renvoie aux paragraphes 27 à 30 et aux paragraphes 38 et 39 de la présente décision pour sa réponse.

25. En ce qui concerne les remarques de Febeliec, relatives à l'ajout de la compensation des déséquilibres dans la méthode de détermination de la capacité de réserve sous forme de FRR et à l'estimation imprécise du partage des réserves en général, la CREG renvoie aux paragraphes 33 à 37 de la décision 2538 du 19 juillet 2023. La CREG rappelle qu'elle n'est pas d'accord avec les arguments d'Elia.

Premièrement, l'article 157 du SOGL exige explicitement que le dimensionnement FRR aboutisse à une capacité de réserve suffisante pour couvrir les déséquilibres dans le bloc RFP. Étant donné que les déséquilibres sont également couverts par la compensation des déséquilibres, la compensation des déséquilibres ne doit pas être ignorée dans le dimensionnement FRR. En d'autres termes, les déséquilibres qui contribuent à l'équilibre du système électrique (européen couplé) par le biais de la compensation des déséquilibres ne devraient pas être comptabilisés deux fois comme des déséquilibres devant être compensés par des capacités de réserve.

Deuxièmement, l'argument d'Elia selon lequel la compensation des déséquilibres n'est pas garantie n'empêche pas l'application statistique de la compensation des déséquilibres dans la méthodologie de

dimensionnement FRR. Si l'argument d'Elia est correct, le résultat d'un dimensionnement FRR qui prend en compte les échanges historiques de compensation des déséquilibres sera en pratique peu différent du résultat du dimensionnement FRR actuel, mais plus conforme aux exigences de l'article 157.2 du SOGL d'un point de vue méthodologique.

Seul le troisième argument d'Elia, à savoir que la compensation des déséquilibres est déjà implicitement prise en compte dans la méthodologie de détermination des réserves partagées, peut être suivi par la CREG. En effet, Elia détermine la disponibilité du partage des réserves sur la base de la capacité transfrontalière disponible après la clôture du marché intrajournalier. Étant donné que la compensation des déséquilibres utilise cette capacité transfrontalière disponible, la compensation des déséquilibres n'est pas complètement ignorée dans la méthode actuelle de dimensionnement mFRR. La CREG constate néanmoins que cette méthode devient inexacte lorsque le partage des réserves devient limité en raison de l'indisponibilité de ressources mFRR à l'étranger. En effet, dans ce cas, il existe toujours une capacité transfrontalière disponible et donc également un potentiel pour la compensation des déséquilibres. En d'autres termes, plus la détermination du partage des réserves est dynamique, plus il est nécessaire de tenir compte explicitement de la compensation des déséquilibres. Par conséquent, la proposition de modification du LFC BOA renforce la pertinence des remarques formulées par la CREG aux paragraphes 33 à 37 de la décision 2538 du 19 juillet 2023.

La CREG réitère donc sa demande à Elia de rendre le partage des réserves plus dynamique en tenant compte, entre autres, de la compensation des déséquilibres. La CREG comprend qu'une participation à la plate-forme européenne aFRR et mFRR est nécessaire pour y donner suite. Il appartient à Elia de donner suite à cette remarque à temps, c'est-à-dire avant que la compensation des déséquilibres n'entraîne des coûts inutiles les consommateurs finaux.

26. En ce qui concerne l'objectif poursuivi par le dimensionnement aFRR, la CREG renvoie aux paragraphes 39 à 41 de la décision 2538 du 19 juillet 2023. Contrairement à la réponse d'Elia à une réaction de Febeliec selon laquelle le *feedback loop* se limite à une vérification ex post du respect des paramètres cibles du FRCE, la décision (B)2538 de la CREG précise que la *feedback loop* vise justement à dimensionner l'aFRR sur la base des paramètres du FRCE, comme l'exigent les articles 157(2)(c) et 128 du SOGL. Par conséquent, le *feedback loop* remplit l'objectif principal du dimensionnement dynamique approuvé, à savoir le dimensionnement des réserves aFRR en fonction de ce qui est nécessaire a minima pour assurer la sécurité du système. En référence au paragraphe 16 de la présente décision, la CREG contrôlera, et si nécessaire révisera, l'efficacité de la réalisation de cet objectif principal par le biais de la méthode proposée par Elia.

En outre, au paragraphe 41 de la décision 2538 du 19 juillet 2023, la CREG a demandé que le coût de constitution des réserves soit pris en compte dans la détermination des capacités à contracter. Si le coût de la constitution de réserves aFRR est plus élevé que celui des réserves mFRR, la capacité aFRR minimale nécessaire doit plutôt être achetée, tandis que dans l'autre cas, une capacité aFRR plus importante peut être achetée. Elia doit encore élaborer une proposition à ce sujet. La CREG s'attend à ce qu'Elia soumette cette proposition avant que le coût de constitution des réserves aFRR, en euros/MW/h, ne soit égal ou inférieur au coût de constitution des réserves mFRR, et ce pour la même unité de temps de marché CCTU.

27. En ce qui concerne l'argument de la FEBEG relatif au caractère disproportionné de l'obligation de soumission par rapport aux volumes additionnels demandés par Elia (250 MW), la FEBEG fait valoir qu'il reste trop peu de temps entre la communication des résultats de l'enchère mFRR et l'heure de fermeture du guichet du marché journalier pour préparer suffisamment les offres pour le marché journalier. En conséquence, la FEBEG estime qu'il existe des risques opérationnels et financiers pour le BSP, avec des effets négatifs potentiellement importants pour le bon fonctionnement du marché journalier. En cas de conditions de marché tendues, avec des prix probablement élevés, la FEBEG estime qu'il n'est pas approprié de créer un risque supplémentaire sous la forme d'une obligation de soumission. Par conséquent, la FEBEG demande à Elia d'adapter sa proposition de LFC BOA avant son

entrée en vigueur, d'une part en rendant l'obligation de soumission temporaire (uniquement pour l'hiver 2023-2024) et, d'autre part, en faisant porter l'obligation de soumission sur un volume limité, concrétisé par la FEBEG comme étant la somme des capacités mFRR habituellement offertes par le BSP et le volume supplémentaire demandé de 250 MW.

Elia répond qu'elle limite l'obligation de soumission en volume, concrétisée comme un volume égal à la capacité d'équilibrage nécessaire pour couvrir le déficit de volumes. Elia fait valoir que, si elle applique l'obligation de soumission à des volumes inférieurs, elle ne peut pas garantir en pratique qu'elle se verra offrir les volumes demandés. Si Elia prend acte des risques énumérés par la FEBEG, elle fait néanmoins valoir qu'elle a besoin de réserves suffisantes et que les acteurs du marché ont eu le temps de se préparer à cette proposition d'Elia depuis l'été 2022.

28. La réponse limitée d'Elia est a priori remarquable. En effet, la FEBEG signale explicitement que la fenêtre temporelle entre la publication des résultats des enchères mFRR et l'heure de fermeture du guichet du marché journalier est une barrière concrète au marché qui entrave la participation de volumes plus importants de capacités mFRR. L'élimination de cette barrière de marché permettra aux acteurs du marché de soumissionner pour des capacités mFRR non seulement pendant les périodes où les conditions de marché sont tendues, mais aussi pendant les périodes où elles ne le sont pas. L'élimination de cette barrière de marché poursuit donc les objectifs de l'article 3.1 a), b) et e) de l'EBGL. Par conséquent, la CREG demande à Elia d'analyser en profondeur la réponse de la FEBEG, en collaboration avec celle-ci, et d'élaborer des propositions visant à supprimer autant que possible cette barrière de marché.

29. Elia ajoute que l'obligation de soumission devra rester valable jusqu'à ce que le risque de liquidité soit couvert par des initiatives telles que le CCMD et le modèle de marché Low Voltage.

En ce qui concerne cet argument, la CREG estime que l'argument du risque de liquidité n'est pas suffisamment étayé. Une obligation de soumission n'entraîne que la participation de ressources existantes au marché de capacité d'équilibrage mFRR. Il faut attendre les effets d'une obligation de soumission sur les participations futures de nouveaux acteurs du marché, mais on ne peut exclure qu'une obligation de soumission ne fasse que décourager le développement d'une nouvelle flexibilité.

30. La véritable solution consiste à rendre les marchés de capacité d'équilibrage FRR aussi attrayants que possible, de sorte qu'un BSP veuille y participer de son propre chef, avec toutes les ressources éligibles. De ce point de vue, le fait qu'Elia n'ait pas donné suite au commentaire sur les risques opérationnels et financiers de la FEBEG démontre une certaine négligence dans le fait d'améliorer le fonctionnement des marchés d'équilibrage dans l'intérêt des consommateurs finaux. En outre, la CREG estime que les exigences de préqualification, les contrôles et les incitants des services aFRR et mFRR doivent être assouplis afin de rendre la participation explicite des ressources d'équilibrage aux marchés de l'énergie d'équilibrage FRR plus attrayante par rapport à une participation implicite.

4. ANALYSE ET EVALUATION DES MODIFICATIONS PROPOSEES

4.1. ANALYSE DE LA PROPOSITION

4.1.1. Remarques générales préalables

31. Cette analyse sera réalisée dans le même ordre que celui suivi par Elia dans sa proposition de modification du LFC BOA.

32. Seules les modifications proposées avec lesquelles la CREG n'est pas d'accord, de même que les remarques des acteurs du marché, les réponses qui y ont été données ou la suite qui leur a été réservée par Elia, avec lesquelles la CREG n'est pas d'accord, sont traitées dans cette partie de la présente décision.

4.1.2. Article 1^{er} : Délai de mise en œuvre

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

4.1.3. Article 2 : Détermination du ratio de FRR automatiques et de FRR manuelles

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

4.1.4. Article 3 : Procédures d'escalade conformément à l'article 157(4) du SOGL

35. Elia propose une obligation de soumission en cas de réception d'une « *Critical Grid Situation* » (ci-après : « CGS »), qui concerne la Belgique et/ou la France, de la part du Centre de coordination régional. Elia propose un processus décrivant la manière dont les BSP seront informés à ce sujet ainsi que le périmètre dans lequel la CGS sera d'application. Elia décrit également comment se déroulera la communication avec la CREG à ce sujet. Enfin, il est indiqué que l'obligation de soumission est applicable à toute la capacité d'équilibrage positive mFRR dont ils disposent par l'intermédiaire des unités de production coordonnées et pour chaque BSP individuel dans les limites de la capacité d'équilibrage mFRR notifiée aux BSP conformément à l'article 6(5) du LFC Means.

36. La CREG estime que la justification de l'introduction de cette obligation de soumission est insuffisante. La CREG renvoie au paragraphe 29 de la présente décision pour justifier pourquoi l'obligation de soumission n'entraînera pas une augmentation des nouvelles ressources d'équilibrage mFRR dans le système électrique.

L'obligation de soumission ne contraint que les ressources d'équilibrage mFRR existantes à participer aux marchés de l'énergie d'équilibrage. La nécessité d'une obligation de soumission est le symptôme d'un marché belge de l'énergie d'équilibrage dont le fonctionnement n'est pas attrayant. Étant donné que la participation au marché de la capacité d'équilibrage mFRR, en cas d'acceptation de l'offre, donne lieu à une double rémunération, l'une pour la capacité et l'autre pour l'énergie, sans perdre la possibilité de participer au marché journalier en cas de non-acceptation, un BSP devrait toujours être intéressé de participer, que la situation du marché soit tendue ou non. Par conséquent, la CREG estime que l'obligation de soumission n'est pas nécessaire pour résoudre le risque identifié par Elia. La CREG

estime plutôt qu'il faut rendre le marché de l'équilibrage plus attractif, comme le mentionne également le paragraphe 30 de la présente décision.

37. Néanmoins, ce qui précède n'est pas un argument pour refuser l'obligation de soumission. Avec un marché d'équilibrage suffisamment attractif, ce qui est l'objectif de la CREG, les BSP proposeront également toutes leurs ressources. Une obligation de soumission aboutit au même résultat à cet égard. L'expérience pratique devra montrer si l'obligation de soumission poursuit réellement les objectifs de l'EBGL. Dans le cas contraire, la CREG s'engage à demander à Elia d'adapter ou de supprimer l'obligation de soumission (article 7.4, du SOGL).

38. La CREG note que l'obligation de soumission s'applique (i) à chaque BSP individuel dans les limites de la capacité d'équilibrage notifiée aux BSP conformément à l'article 6(5) du LFC Means et (ii) à toute la capacité d'équilibrage positive mFRR disponible par l'intermédiaire des unités de production coordonnées.

39. Premièrement, les volumes minimaux obligatoires à proposer, par BSP, ne sont pas explicitement reflétés dans l'obligation de soumission proposée par Elia. Il est uniquement exigé que la capacité d'équilibrage positive mFRR soit *disponible*.

C'est donc au BSP de justifier pourquoi un certain volume de capacité d'équilibrage mFRR positive n'est pas *disponible* pour la soumission et à Elia de démontrer effectivement que cette justification n'est pas acceptable.

La CREG précise que seules les unités ou groupes fournissant des réserves qui répondent à toutes les exigences imposées par les T&C BSP mFRR peuvent tomber sous le champ d'application de l'obligation de soumission. Les contraintes techniques, telles qu'exprimées par Febeliec lors de la consultation publique et exposées au paragraphe 25 de la présente décision, constituent une raison valable pour justifier l'indisponibilité des capacités d'équilibrage.

Se référant aux paragraphes 27 et 28 de la présente décision, la CREG estime que les risques mentionnés par la FEBEG en raison de la présence de barrières de marché constituent également une justification suffisante pour motiver l'indisponibilité de capacités d'équilibrage mFRR. L'obligation de soumission ne peut pas conduire à une violation des objectifs des règlements européens. Si l'obligation de soumission expose un BSP à des risques inévitables qui entraîneraient un fonctionnement inefficace ou incohérent des marchés journaliers, l'obligation de soumission ne poursuit pas l'objectif de l'article 3.1 d) de l'EBGL. L'argument de la sécurité du système n'est pas applicable, étant donné que la réponse de la FEBEG montre qu'un volume égal à la somme des capacités mFRR habituellement offertes par le BSP et d'un volume supplémentaire demandé de 250 MW peut être offert. Cela garantit une couverture de la demande supplémentaire de 250 MW, ce qui ne pose aucun risque pour la sécurité du système.

La CREG estime que d'autres barrières décourageant la participation au marché de l'énergie d'équilibrage MFRR, tels qu'énumérées au paragraphe 30 de la présente décision, peuvent également constituer une justification suffisante pour considérer que la capacité d'équilibrage mFRR n'est pas disponible.

Enfin, la CREG estime que d'autres éléments de conception peuvent être invoqués par les BSP pour justifier l'indisponibilité de la capacité d'équilibrage mFRR. À titre d'illustration, en référence au paragraphe 156 de la décision (B)2688 du 30 novembre 2023, la composante alpha encourage les BSP à ne pas offrir de ressources d'équilibrage mFRR à Elia dans la mesure où elles pourraient être utilisées à la fois pour couvrir leurs propres risques de déséquilibre et pour couvrir les risques de déséquilibre dans le système électrique européen couplé. Dans ce contexte, l'argument d'Elia concernant la sécurité du système n'est pas pertinent, puisque ces ressources seront également utilisées par les BRP pour aider à équilibrer le système en temps réel (via le *reactive balancing*).

40. Deuxièmement, la CREG constate que seules les unités de production coordinatrices sont soumises à l'obligation de soumission. En effet, l'exclusion d'unités de stockage et d'installations de demande ainsi que d'autres unités ou groupes fournissant des réserves conduit à une application discriminatoire de l'obligation de soumission et à des conditions de concurrence inéquitables entre unités et groupes fournissant des réserves.

Néanmoins, la CREG constate que la proposition d'obligation de soumission, telle que décrite dans la proposition de modification du LFC BOA, laisse suffisamment de liberté aux BSP pour justifier la disponibilité ou la non-disponibilité de la capacité d'équilibrage mFRR. Compte tenu des considérations du paragraphe 39 de la présente décision et étant donné que tous les BSP auront la possibilité de proposer une capacité d'équilibrage mFRR positive supplémentaire, la CREG ne considère, a priori, pas que la proposition de LFC BOA soit nécessairement discriminatoire dans la pratique. Se référant au paragraphe 37 de la présente décision, la CREG n'exclut pas de demander des modifications futures si l'expérience réelle montre le contraire (article 7.4, du SOGL).

41. La CREG n'a pas d'autres commentaires sur les modifications proposées par Elia.

5. DECISION

En application de l'article 6.3.e) du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, la CREG approuve la proposition de modification du LFC BOA du 19 avril 2023.

Ces modifications entreront en vigueur le 1^{er} mars 2024.

Les modalités et conditions ou méthodologies modifiées et approuvées, qui figurent dans les accords d'exploitation de blocs RFP, prendront effet conformément au délai de mise en œuvre proposé par Elia.

///

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

Laurent JACQUET
Directeur

Ilse TANT
Directrice

Koen LOCQUET
Président du comité de direction

ANNEXE 1

Proposition de modification de l'accord d'exploitation de bloc RFP d'Elia

Version française, néerlandaise et anglaise – 2 octobre 2023

ANNEXE 2

Note explicative sur l'accord d'exploitation de bloc RFP d'Elia

Version anglaise - 2 octobre 2023

ANNEXE 3

Rapport de consultation et réponses reçues

Version anglaise – 2 octobre 2023