CREG

Commission de Régulation
de l'Électricité et du Gaz

# Décision

**(B)2363**
**10 juin 2022**

## Décision sur la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia Transmission Belgium relative à la modification de la méthodologie pour déterminer, pour chaque service d'équilibrage, la capacité d'équilibrage à réserver auprès des fournisseurs de services d'équilibrage au sein de la zone de déséquilibre

Prise conformément à l'article 228, §3 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci

Non confidentiel

**CREG** – rue de l'Industrie 26-38, 1040 Bruxelles, Belgique
T +32 2 289 76 11 - F + 32 2 289 76 09 - www.creg.be

# TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES ..... 2
INTRODUCTION ..... 3
1. CADRE LÉGAL ..... 4
1.1. Droit européen ..... 4
1.2. Droit national ..... 5
2. ANTÉCÉDENTS ..... 6
3. CONSULTATION ..... 8
4. EXAMEN DE LA PROPOSITION ..... 9
4.1. Remarques préalables concernant la suppression de la capacité d'équilibrage positif pour la mFRR Flex ..... 9
4.2. Remarques formulées lors de la consultation publique ..... 10
4.3. Analyse du contenu de la proposition de modification ..... 12
4.3.1. Autres considérations ..... 13
5. DÉCISION ..... 14
ANNEXE 1 ..... 15
ANNEXE 2 ..... 16
ANNEXE 3 ..... 17

# INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (ci-après : « CREG ») examine ci-après, en application de l'article 228, § 3 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : « RTF »), la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM (ci-après : « Elia ») d'approuver la proposition de modification de la méthodologie visant à déterminer, pour chacun des services d'équilibrage, la capacité d'équilibrage à réserver auprès des fournisseurs de services d'équilibrage au sein de la zone de déséquilibre (ci-après : « LFC Means »). Cet examen est exécuté conformément à l'article 228, §3 de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-dessous : « RTF »).

La proposition de LFC Means, établie en français, en néerlandais et en anglais (annexe 1 de la présente décision) a été soumise par courriel à l'approbation dans un courrier du 17 novembre 2021. Sont annexés à ce courrier :

- une note explicative en anglais (Annexe 2 de la présente décision) ;
- le rapport de consultation en anglais (Annexe 3 de la présente décision) ainsi que les réponses individuelles.

La présente décision est organisée en cinq parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie porte sur les antécédents de la proposition de modification de LFC Means. La troisième partie traite de la consultation publique. Dans la quatrième partie, la CREG analyse le contenu de la proposition de modification de LFC Means. Enfin, la cinquième partie contient la décision proprement dite.

Cette décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 10 juin 2022.

# 1. CADRE LÉGAL

## 1.1. DROIT EUROPÉEN

1. L'article 32.1 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après : « règlement EBGL »), stipule :

> *« Tous les GRT d'un bloc RFP examinent et définissent régulièrement, au moins une fois par an, les besoins en capacité de réserve pour le bloc RFP ou les zones de programmation du bloc RFP en application des règles de dimensionnement visées aux articles 127, 157 et 160 du règlement (UE) 2017/1485[1]. Chaque GRT effectue une analyse de la fourniture optimale de capacité de réserve, en vue de réduire au minimum les coûts associés à cette fourniture. Cette analyse tient compte des options suivantes pour la fourniture de capacité de réserve :*
>
> *a) l'acquisition de capacité d'équilibrage au sein de la zone de contrôle et échange de capacité d'équilibrage avec les GRT voisins, le cas échéant ;*
>
> *b) le partage des réserves, le cas échéant ;*
>
> *c) le volume des offres d'énergie d'équilibre non contractualisées dont on prévoit la mise à disposition au sein de leur zone de contrôle et sur les plateformes européennes, compte tenu de la capacité disponible entre zones.* »

2. L'article 3.18, 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 « règlement SOGL ») définit un bloc RFP ou un « bloc de réglage fréquence-puissance » comme suit :

> *« 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 ; »*

3. L'article 6.3, e) du SOGL prévoit : « 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: 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;* »

[1] Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant des lignes directrices relatives à la gestion des réseaux de transport d'électricité.

## 1.2. DROIT NATIONAL

4. Conformément à l'article 228, §3, du RTF, le gestionnaire du réseau de transport soumet les éléments suivants à approbation simultanément à la proposition visée à l'article 6.3, e), du SOGL :

> *« 1° après consultation publique, la méthodologie pour déterminer, pour chacun des services d'équilibrage, la capacité d'équilibrage à réserver auprès des fournisseurs de services d'équilibrage au sein de la zone de déséquilibre selon une analyse de la fourniture optimale telle que décrite à l'article 32.1 de la ligne directrice européenne EBGL ; et*
>
> *2° si la période d'achat de capacité d'équilibrage est égale ou supérieure à un an, le résultat de l'application pratique des règles de dimensionnement est soumis par le gestionnaire de réseau de transport à la commission pour approbation. Pour toutes les autres périodes d'achat de capacité d'équilibrage, le résultat de l'application pratique des règles de dimensionnement par le gestionnaire de réseau de transport est immédiatement notifié par ce dernier à la commission.* »

5. Le terme « fournisseur de services d'équilibrage » ou « BSP » (Balancing Service Provider) est défini comme suit à l'article 2.6 de l'EBGL « *un acteur du marché disposant d'unités ou de groupes fournissant des réserves et capable de fournir des services d'équilibrage aux GRT;* »

6. De plus, l'article 229 du RTF dispose que le gestionnaire du réseau de transmission achète la capacité d'équilibrage auprès des fournisseurs de services d'équilibrage, et ce, via une procédure de mise en concurrence. Le gestionnaire du réseau de transport publie les volumes de la capacité d'équilibrage faisant l'objet des procédures. Le gestionnaire de réseau de transport réalise au moins une fois par année une analyse de la fourniture optimale de capacités de réserve, telle que visée à l'article 32.1 des lignes directrices européennes EBGL, la communique sans délais à la commission et la publie sur son site internet. La commission contrôle les résultats obtenus ainsi que l'application de la méthode, déterminée/approuvée en application de l'article 157 des lignes directrices européennes SOGL, dont notamment les paramètres utilisés pour déterminer les capacités de réserve.

# 2. ANTÉCÉDENTS

7. Le 14 juin 2018, Elia a soumis à la CREG une demande d'approbation de la proposition commune de tous les gestionnaires de réseau de transport (ci-après : « GRT ») de la zone synchrone Europe continentale concernant la détermination du bloc de réglage fréquence-puissance (ci-après : « bloc RFP ») en application de l'article 141.2 du SOGL. Cette proposition définit la structure des blocs RFP, des zones RFP et des zones de surveillance de la zone synchrone Europe continentale.

Pour la Belgique, cependant, la situation actuelle reste inchangée, à savoir que la Belgique forme un seul bloc RFP et se compose d'une zone RFP et d'une zone de surveillance. La CREG a approuvé cette proposition dans sa décision (B)1825 du 12 septembre 2018.

8. Le 3 décembre 2019, Elia a soumis à la CREG pour approbation une proposition modifiée de T&C du fournisseur de services d'équilibrage (ci-après :« BSP »). Par décision (B)2000/2 du 20 décembre 2019, la CREG a approuvé la proposition de contrat BSP en application des articles 6.1 et 6.3 de l'EBGL.

9. Le 6 décembre 2019, la CREG a approuvé dans sa décision (B)2026 la proposition « LFC Means » d'Elia, qui lui avait été soumise le 20 novembre 2019. Dans cette décision, la CREG a soulevé un certain nombre de questions, notamment :

- Paragraphe 23 : Elle demande à Elia de revoir si nécessaire la méthodologie de la seconde étape ci-dessus à la lumière des résultats de l'étude qui sera conduite durant le premier trimestre de chaque année, telle que mentionnée dans l'article 6.8 de la proposition et de justifier auprès de la CREG toute conclusion à ce sujet.
- Paragraphe 26 : Toutefois, elle demande à Elia d'évaluer la valeur ajoutée d'une évaluation plus fréquente des volumes disponibles de ces offres d'énergie d'équilibrage, afin de pouvoir prendre en compte une période de deux ans avec des données historiques plus récentes. Sur cette base, la CREG demande à Elia de lui faire le cas échéant une proposition d'évolution de la méthodologie dans ce sens lors de la prochaine proposition concernant les LFC Means, ou de justifier de manière quantifiée pourquoi une telle proposition n'est pas souhaitable. L'évaluation se fera en même temps que l'étude conduite durant le premier trimestre de chaque année, telle que mentionnée dans l'article 6.8 de la proposition.

Par cette décision, Elia met en œuvre l'article 32.1 de l'EBGL, c'est-à-dire les règles d'achat pour la quantité de capacité d'équilibrage nécessaire au sein du bloc RFP, Belgique.

10. Le 17 décembre 2020, la CREG a approuvé dans sa décision (B)2159 la proposition de modification « LFC Means » d'Elia, qui lui avait été soumise le 2 décembre 2020. Dans cette décision, la CREG a soulevé un certain nombre de questions, notamment :

- Paragraphe 55 : Elle continue à demander à Elia de revoir si nécessaire la méthodologie de la seconde étape ci-dessus à la lumière des résultats de l'étude qui sera conduite durant le premier trimestre de chaque année, telle que mentionnée dans l'article 6.7 de la proposition LFC Means, et/ou lorsque des données suffisantes sont disponibles pour évaluer l'impact d'ALEGrO sur la répartition des réserves et de justifier auprès de la CREG toute conclusion à ce sujet.
- Paragraphe 57 : Elle relève toutefois qu'Elia évaluera en 2021 la valeur ajoutée d'une évaluation plus fréquente des volumes disponibles de ces offres d'énergie d'équilibrage

dans le cadre d'un incitant discrétionnaire, afin de pouvoir estimer les volumes d'offres non contractualisées pour la période d'achat concernée. Sur cette base, la CREG demande à Elia de lui faire, le cas échéant, une proposition d'évolution de la méthodologie dans ce sens lors de la prochaine proposition concernant les LFC Means, ou de justifier de manière quantifiée la raison pour laquelle une telle proposition n'est pas souhaitable. L'évaluation sera réalisée simultanément à l'étude menée durant le premier trimestre de chaque année, telle que visée à l'article 6.7 de la proposition.

Par cette décision, Elia met à nouveau en œuvre l'article 32.1 de l'EBGL, c'est-à-dire les règles d'achat pour la quantité de capacité d'équilibrage nécessaire au sein du bloc RFP, Belgique.

11. En application de l'article 5.2, a) de l'EBGL, tous les GRT de l'Union européenne doivent soumettre pour approbation à toutes les autorités de régulation une proposition de T&C concernant le cadre pour l'établissement des plateformes européennes conformément aux articles 20, alinéa 1er, 21, alinéa 1er et 22, alinéa 1er. Conformément à l'article 5.2, b) du règlement 2019/942[2], cette proposition conjointe est soumise à l'ACER pour approbation.

Dans sa décision n° 10/2020 du 17 juin 2020[3], l'ACER a établi la méthodologie d'une liste de produits standard pour la capacité d'équilibrage des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement conformément à l'article 25, deuxième alinéa de l'EBGL.

La capacité d'équilibrage positif via le produit mFRR Flex ne figure pas dans la liste en tant que produit standard.

12. Par courrier électronique du 17 novembre 2021, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition de modification du « LFC Means », rédigée en français, néerlandais et anglais (Annexe 1 de la présente décision).

Par cette proposition, Elia souhaite modifier l'article 6.4 du LFC Means en retirant le « produit de capacité mFRR Flex » du processus d'acquisition et donc en le supprimant. Ce paragraphe est remplacé par le texte suivant : *« Elia couvrira la capacité d'équilibrage positif pour la mFRR avec une capacité mFRR standard ».*

13. En outre, l'article 7 du LFC Means est adapté pour préciser le calendrier de mise en œuvre de l'article 6.4 du LFC Means. La proposition d'adaptation est la suivante : « *Le LFC Means entre en vigueur après son approbation par l'autorité de régulation nationale. Le LFC Means n'entre pas en vigueur avant le 16 décembre 2021, jour de la détermination de la capacité d'équilibrage pour le 17 décembre 2021.* ».

14. Sont annexés à ce courrier du 17 novembre 2021 :

- une note explicative en anglais (Annexe 2 de la présente décision);
- le rapport de consultation en anglais (Annexe 3 de la présente décision), ainsi que l'intégralité des réponses individuelles.

[2] Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie

[3] https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2011-2020%20on%20standard%20products%20for%20balancing%20capacity.pdf

# 3. CONSULTATION

15. Conformément à l'article 228, §3, du RTF, Elia doit organiser une consultation publique sur sa proposition de modification des LFC Means.

16. La consultation a eu lieu du 1er octobre 2021 au 22 octobre 2021.

17. Elia a reçu deux réponses non confidentielles à cette consultation publique. Les réponses non confidentielles ont été formulées par :

- la FEBEG;
- FEBELIEC.

18. La CREG examinera les remarques formulées et les réponses des acteurs du marché et d'Elia dans la partie 4 de la présente décision, pour autant que la CREG soit d'un avis différent. Les remarques et réponses visées dans le rapport de consultation et approuvées par la CREG, ne sont pas reprises dans la présente décision.

19. Sur la base de ce qui précède, le comité de direction de la CREG décide, en vertu de l'article 23, § 1er, de son règlement d'ordre intérieur, de ne pas organiser de consultation dans le cadre de la présente décision, en application de l'article 40, 2° de son règlement d'ordre intérieur, car Elia a organisé une consultation publique entre le 1er octobre 2021 et le 22 octobre 2021.

20. La CREG estime que cette consultation est une consultation publique effective, étant donné qu'elle a été organisée sur le site Internet d'Elia, qu'elle était facilement accessible, et qu'elles était suffisamment documentée.

21. La durée de la consultation publique s'élevait à 22 jours calendrier. Compte tenu de la nature des modifications et du calendrier proposés, la CREG estime que la durée de la consultation était suffisamment longue.

# 4. EXAMEN DE LA PROPOSITION

22. L'examen de la proposition comporte trois parties. La première partie traite d'une remarque préliminaire de la CREG concernant la suppression de la capacité d'équilibrage positif pour le mFRR Flex. La deuxième partie traite du contenu des commentaires formulés lors de la consultation publique. Enfin, la troisième partie analyse le contenu de la proposition sur la base de la prémisse énoncée dans la première partie de l'examen.

## 4.1. REMARQUES PRÉALABLES CONCERNANT LA SUPPRESSION DE LA CAPACITÉ D'ÉQUILIBRAGE POSITIF POUR LA MFRR FLEX

23. La demande d'approbation de la proposition de modification du LFC Means a été introduite par Elia sur la base de l'article 228, § 3 du RTF, et plus précisément du point 1° qui prévoit que, selon une analyse telle que décrite à l'article 32.1 de l'EBGL, Elia doit soumettre à la CREG pour approbation la méthodologie utilisée pour déterminer, pour chacun des services d'équilibrage inclus dans le contrat BSP, la capacité d'équilibrage réservée auprès du BSP au sein de la zone de déséquilibre.

24. Dans la proposition actuelle, Elia propose dans sa méthodologie de ne plus acheter de capacité mFRR Flex mais uniquement de la capacité mFRR standard. A cette fin, Elia modifie l'article 6.4 du LFC Means en supprimant le « produit de capacité mFRR Flex » du processus d'achat et en prévoyant qu'Elia couvrira la capacité d'équilibrage positif pour la mFRR avec une capacité mFRR standard.

Afin de répondre en détail à cette question, la CREG expose tout d'abord ci-dessous le champ d'application de l'article 228, § 3 du RFT.

25. L'article 228, § 3 du RTF impose à Elia d'analyser les besoins pour chacun des services d'équilibrage du contrat BSP afin de garantir l'équilibre dans la zone d'équilibrage, le bloc RFP. Elia élabore sa méthodologie sur la base de cette analyse.

Une fois cette méthodologie approuvée par la CREG (article 228, § 3 du RTF) qui indique alors quels produits d'équilibrage seront achetés par Elia auprès du BSP, Elia achète les volumes de capacité d'équilibrage nécessaires via une procédure de mise en concurrence (article 229 du RTF).

L'article 229 du RTF prévoit également qu'au moins une fois par an, Elia doit effectuer une analyse de la fourniture optimale de la capacité de réserve et doit la communiquer à la CREG sans délai. La CREG contrôle les résultats obtenus ainsi que l'application de la méthode, déterminée/approuvée en application de l'article 157 du SOGL, dont les paramètres utilisés pour déterminer les capacités de réserve.

26. Il ressort de ce qui précède que le champ d'application de l'article 228, § 3 du RTF ne peut jamais avoir pour objet la suppression d'un produit pour l'achat d'un service d'équilibrage. Tout au plus, la méthodologie, établie sur la base d'une analyse, peut déterminer que pour la période à venir où Elia achètera des services d'équilibrage, Elia n'aura pas besoin d'acheter un service d'équilibrage spécifique pour garantir l'équilibre de la zone d'équilibrage.

Dans les parties 2 et 3 de l'examen, la CREG aborde en substance la question de savoir si, dans les conditions actuelles du marché, Elia peut prétendre à juste titre qu'elle n'a pas besoin de contracter une capacité d'équilibrage mFRR Flex en plus de la capacité d'équilibrage mFRR standard.

## 4.2. REMARQUES FORMULÉES LORS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

27. La FEBEG approuve la suppression progressive du produit de capacité d'équilibrage mFRR Flex. La FEBEG renvoie à la figure 1 de la note de consultation d'accompagnement[4] rédigée par Elia. Cette figure montre une tendance à la baisse des volumes proposés pour le produit mFRR Flex, ce qui amène la FEBEG à conclure que les acteurs du marché abandonnent ce produit. En outre, la FEBEG conclut de la figure que la plupart des volumes proposés via le produit mFRR Flex après le 1er juillet 2020 étaient proposés en tant que produit mFRR standard. De plus, la FEBEG affirme que les ressources d'équilibrage participant au produit mFRR Flex, lors du retrait du produit, pourraient toujours participer au marché de l'énergie d'équilibrage en tant que ressources non contractées ou, combinées à d'autres ressources d'équilibrage, pourraient être proposées dans le but de participer au produit mFRR standard.

La FEBEG fait donc valoir que le produit mFRR Flex n'est pas nécessaire sur le marché d'équilibrage d'une part et qu'il n'a pas été défini comme un produit standard d'autre part. En outre, la FEBEG accueille favorablement la suppression progressive du produit mFRR Flex, car elle éviterait une distorsion du marché, elle perturberait l'esprit de neutralité technologique du marché d'équilibrage, elle permet la création d'une unique échelle d'enchères, et elle constitue un choix cohérent pour participer aux plateformes européennes d'échange d'énergie d'équilibrage avec activation manuelle.

28. Febeliec, en revanche, s'oppose fermement à une suppression progressive du produit mFRR Flex. Febeliec fait valoir que certaines formes de flexibilité, telles que la participation active de la demande et le stockage, nécessitent un temps de neutralisation. Febeliec affirme que les volumes mFRR Flex peuvent être partiellement récupérés via le produit mFRR standard, mais qu'une grande partie des volumes quitteront le marché, ce qui entraînera une baisse permanente de la liquidité. Se référant également à la figure 1 de la note de consultation d'accompagnement rédigée par Elia, Febeliec observe une forte réduction des volumes proposés via le produit mFRR Flex. Elle fait valoir que cette réduction est le résultat de la réduction de la capacité mFRR Flex demandée. Febeliec note également que les volumes proposés du produit mFRR standard ont augmenté de manière limitée. Febeliec conclut que les marges saines de la mi-2020 ont disparu depuis l'été 2021, et attribue cela à la réduction de la demande de capacité d'équilibrage mFRR et à la baisse de la demande de capacité d'équilibrage via le produit mFRR Flex.

Febeliec se demande si la future réduction de l'offre de capacité d'équilibrage mFRR suite à la réduction du *Full Activation Time* (ci-après : « mFRR FAT ») pourrait entraîner une augmentation des coûts et éventuellement une capacité d'équilibrage insuffisante. Febeliec affirme également que le produit mFRR Flex est moins cher que le produit mFRR standard et qu'il présente un risque moindre d'augmentation des prix en raison des conditions du système.

29. Elia répond que la suppression progressive du produit mFRR Flex est indispensable pour assurer la disponibilité d'un volume égal d'offres d'énergie d'équilibrage mFRR sur chaque quart d'heure, conformément aux règles de dimensionnement. Les produits de capacité d'équilibrage, tels que le produit mFRR Flex, ne remplissent pas cette condition et sont donc considérés comme des produits de capacité de qualité inférieure, qui peuvent mettre en danger la sécurité du système.

Elia reconnaît que certaines ressources d'équilibrage nécessitent un temps de neutralisation, mais souligne qu'il existe d'autres moyens de participer au marché d'équilibrage. Elle fait référence aux offres d'énergie d'équilibrage non contractées ou à la participation via le produit mFRR standard, via des ressources d'équilibrage supplémentaires dans le propre portefeuille du fournisseur ou via un agrégateur. Elia affirme que les BSP ont converti un volume important du produit mFRR Flex en produit

[4] https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/public-consultations/2021/20211001_consultation-note-regrading-the-phase-out-of-mfrr-flex-final.pdf

mFRR standard. Sur la base des volumes encore présents, Elia déduit que la perte potentielle de liquidité suite à une suppression progressive reste limitée. Elia précise également qu'une marge moyenne de 200 MW est encore disponible en plus des volumes à contracter. Étant donné que le volume Standard mFRR total préqualifié n'est pas encore offert, elle ne partage pas l'avis selon lequel il existe une liquidité limitée sur le marché de la capacité d'équilibrage mFRR.

Elia poursuit en expliquant que le marché réagit aux adaptations des besoins de capacité d'équilibrage mFRR contractée. Elle indique que l'augmentation du volume minimum nécessaire de capacité d'équilibrage mFRR via le produit mFRR standard a conduit à une conversion des volumes proposés via le produit mFRR Flex en volumes proposés via le produit mFRR standard. Par la suite, en janvier 2021, le marché a réagi à l'augmentation de la répartition des réserves mFRR de 200 MW, en conséquence de quoi le volume proposé via le produit mFRR standard s'est stabilisé en moyenne à 900 MW, soit 200 MW de moins que le volume proposé via le produit mFRR standard pendant la période de juillet à décembre 2021. Elia note également que tous les volumes de capacité d'équilibrage mFRR pré-qualifiée ne sont pas proposés au marché. Compte tenu de ces éléments, Elia estime qu'il existe des volumes suffisants pour couvrir les besoins en capacité d'équilibrage mFRR via le produit mFRR standard. Enfin, Elia affirme qu'elle ne considère pas la suppression du produit mFRR Flex comme la cause de l'augmentation des coûts d'équilibrage (capacité et énergie).

Elia indique en outre que la suppression progressive du produit mFRR Flex est nécessaire parce que la plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage avec activation manuelle ne prévoit pas de deuxième échelle d'enchère pour les offres d'énergie d'équilibrage avec temps de neutralisation. En conséquence, il se peut que les offres d'énergie d'équilibrage avec temps de neutralisation soient activées plus fréquemment, ce qui est inacceptable pour Elia du point de vue de la sécurité d'exploitation. L'alternative serait d'activer les offres d'énergie d'équilibrage mFRR uniquement lorsque la demande mFRR d'Elia ne peut être couverte par des produits standard. Cette dernière approche conduit à de multiples décisions opérationnelles et à une complexité accrue des règles à suivre, du règlement de l'énergie d'équilibrage mFRR, de la liquidité sur la plateforme européenne, de la charge administrative, etc. Pour ces raisons, Elia ne voit pas la nécessité de définir encore un produit énergétique d'équilibrage spécifique.

30. La CREG constate que la FEBEG et Febeliec tirent des conclusions opposées de la figure 1 de la note de consultation d'accompagnement établie par Elia. Febeliec d'une part et Elia et la Febeg d'autre part ont également des attentes différentes quant à l'impact des évolutions futures sur le marché de la capacité d'équilibrage mFRR.

31. La CREG note également un certain nombre d'inconnues futures, dont l'impact n'a pas été examiné ou ne pouvait pas être examiné au moment de la soumission du LFC Means, comme, la réduction du mFRR-FAT à 12,5 minutes, l'incertitude quant à la capacité d'interconnexion transfrontalière disponible pour la répartition des réserves et l'impact de la crise énergétique résultant de la situation de guerre en Ukraine. Comme le LFC Means vise à répartir la capacité d'équilibrage mFRR à acheter entre les produits disponibles pour l'achat de capacité d'équilibrage mFRR, il n'est pas opportun dans cette décision d'évaluer la nécessité de l'existence ou de la suppression du produit mFRR Flex, comme également expliqué dans le paragraphe 26 de la présente décision.

32. En ce qui concerne la répartition des besoins en mFRR entre les produits disponibles, la CREG estime qu'il est important que les modifications du LFC Means conduisent aux coûts de système les plus bas. La CREG constate que la capacité d'équilibrage mFRR proposée via le produit mFRR Flex est encore régulièrement sélectionnée, malgré la faible demande d'Elia, ce qui indique que le produit mFRR Flex est légèrement moins cher que la capacité d'équilibrage mFRR proposée via le produit mFRR standard. Le produit mFRR Flex contribue donc à réduire les coûts du système.

33. Pour ces raisons, la CREG ne partage pas entièrement la vision et les réponses d'Elia aux commentaires et aux questions posées par les participants au processus de consultation.

## 4.3. ANALYSE DU CONTENU DE LA PROPOSITION DE MODIFICATION

34. Elia supprime du LFC Means la définition du produit de capacité d'équilibrage mFRR Flex. En outre, Elia propose d'acheter la totalité de la capacité d'équilibrage mFRR positive via le produit mFRR standard. Elia propose d'appliquer ces modifications immédiatement après l'approbation de la CREG.

35. La CREG constate qu'Elia n'avance pas d'éléments qui justifient une réduction immédiate de la capacité d'équilibrage à acheter via le produit mFRR Flex, et encore moins qui conduisent à la suppression définitive du produit mFRR Flex. En effet, les modifications proposées ne sont pas le résultat de la réalisation d'une analyse telle que visée à l'article 32(1) de l'EBGL, tout comme les modifications proposées ne sont pas inévitables dans le contexte d'une participation à la plateforme européenne d'échange d'énergie d'équilibrage mFRR.

36. La CREG comprend, d'après la note de consultation d'accompagnement et les réponses d'Elia aux réactions des parties prenantes lors de la consultation publique, que l'augmentation de la complexité et des décisions opérationnelles chez Elia constituent un argument décisif pour réduire à zéro la capacité d'équilibrage à acheter via le produit mFRR Flex. La CREG met en doute l'argument de la complexité du maintien du produit mFRR Flex dans un contexte européen. Tout comme Elia doit pouvoir désigner les offres de produits d'énergie d'équilibrage mFRR des BSP comme indisponibles, après l'heure de fermeture du guichet et presque en temps réel sur la base de nouvelles informations concernant l'indisponibilité technique des ressources d'équilibrage sous-jacentes, Elia peut également désigner les offres de produits d'énergie d'équilibrage mFRR comme indisponibles en cas de menace pour la sécurité du réseau. Les processus déjà mis en œuvre peuvent donc être utilisés pour désigner les offres de produits énergétiques d'équilibrage mFRR comme indisponibles dans le cas où leur activation potentielle mettrait en péril la sécurité du réseau.

37. La CREG comprend, d'après la note de consultation d'accompagnement et les réponses d'Elia aux réactions des parties prenantes lors de la consultation publique, que le produit mFRR Flex ne garantirait pas la sécurité du système en raison du temps de neutralisation. Dans ce cadre, la CREG constate que le temps de neutralisation est une caractéristique des produits de capacité d'équilibrage mFRR standard avec une durée de validité d'une heure ou moins, conformément à l'annexe 1 de la décision ACER n° 11/2020 du 17 juin 2020 relative à la méthodologie de la liste des produits standard de capacité d'équilibrage FRR et RR. Cela indique que l'achat de produits de capacité d'équilibrage mFRR avec temps de neutralisation ne donne pas lieu en soi à une exploitation dangereuse du réseau. En outre, la CREG note qu'une quantité très limitée de mFRR Flex est actuellement achetée et que l'activation des offres de produit d'énergie d'équilibrage mFRR proposées à la suite de l'achat par Elia du produit mFRR Flex, en 2021, a été limitée à 8,25 MWh par rapport aux 195 GWh d'énergie d'équilibrage mFRR positive totale activée. La CREG estime que l'on peut difficilement parler d'un impact négatif sur la sécurité du système en cas d'activation offres d'énergie d'équilibrage suite au produit mFRR Flex.

38. La CREG constate également que la situation sur les marchés de l'énergie a considérablement évolué depuis que la proposition de modification du LFC Means a été soumise à la CREG. La CREG fait référence à cet égard aux récents événements en Ukraine et à leur impact sur les prix du gaz naturel. Ces événements sont pertinents pour les marchés d'équilibrage mFRR, qui sont encore fortement dépendants des unités alimentées au gaz. La réduction de la capacité d'équilibrage mFRR à acheter via un produit qui favorise justement la participation de ressources d'équilibrage autres que les unités à gaz soulève donc des questions pour la CREG.

39. En outre, la CREG suit les remarques de Febeliec concernant l'incertitude des volumes disponibles d'une part et des prix des futures offres de produits d'énergie d'équilibrage standard mFRR d'autre part. Outre les évolutions constatées par Febeliec, la CREG souligne également l'incertitude quant à la capacité transfrontalière disponible pour l'échange d'énergie d'équilibrage mFRR[5] et les risques communiqués par les acteurs du marché en termes de liquidité suite à la complexité du processus d'enchères.

Compte tenu des facteurs de risque précités, la CREG estime qu'il n'a pas été suffisamment démontré que la marge explicitement disponible de 200 MW en moyenne calculée par Elia constitue une marge suffisante. La CREG note également que cette marge calculée est une moyenne, si bien qu'il pourrait y avoir des périodes où les marges peuvent être sensiblement inférieures.

40. Enfin, la CREG constate que le produit mFRR Flex est encore régulièrement sélectionné malgré les faibles volumes contractés. Par conséquent, la CREG conclut que le produit mFRR Flex favorise la concurrence sur le marché de la capacité d'équilibrage mFRR, en favorisant la participation de ressources d'équilibrage qui, autrement, ne seraient pas en mesure de participer via le produit de capacité d'équilibrage mFRR standard.

41. Compte tenu des arguments ci-dessus, la CREG est d'avis que l'analyse effectuée par Elia ne tient pas suffisamment compte des événements récents et des risques futurs pour justifier que le fait de ne plus contracter de capacité d'équilibrage mFRR via le produit de capacité d'équilibrage mFRR flexible conduit aux coûts de système les plus bas.

#### 4.3.1. Autres considérations

42. La CREG fait remarquer que l'interconnexion « Alegro », l'interconnexion de 1 GW avec l'Allemagne et plus particulièrement avec la zone RFP d'Amprion, est en service depuis le 18 novembre 2020. Étant donné que le go-live pour l'utilisation de l'interconnexion pendant l'échéance infrajournalière était déjà le 8 décembre 2020, la CREG demande à Elia, dans une proposition ultérieure de modification du LFC Means, d'intégrer les observations relatives à la capacité transfrontalière disponible à cette date dans la détermination des volumes disponibles via la répartition des réserves.

[5] La CREG renvoie au slide 21 de la présentation faite lors du System Operation and European Market Design Working Group du 31 mars 2022 [en ligne : https://www.elia.be/en/users-group/wg-system-operation-and-european-market-design/20220331-meeting] et à la décision de l'ACER n° 06/2022 du 19 avril 2022 relative à la première modification de la méthodologie commune de calcul de la capacité infrajournalière dans la région Core. On s'attend à ce que la capacité transfrontalière disponible après le marché journalier diminue considérablement par rapport à celle disponible actuellement. Cette attente est confirmée par les analyses de simulation effectuées par les GRT concernés.

# 5. DÉCISION

Conformément à l'article 228, §3, de l'arrêté royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport d'électricité et l'accès à celui-ci, la CREG décide de rejeter la proposition relative aux modifications de la méthodologie pour déterminer, pour chacun des services d'équilibrage, la capacité d'équilibrage à réserver auprès des fournisseurs de services d'équilibrage au sein de la zone de déséquilibre (proposition de modification des LFC Means), soumise à la CREG le 17 novembre 2021, sur la base de l'explication fournie aux paragraphes 26 et 41.

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

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction

# ANNEXE 1

## Proposition d'Elia LFC Means en français, néerlandais et anglais

1er octobre 2021

# ANNEXE 2

## Note explicative en anglais

1er octobre 2021

# ANNEXE 3

## Rapport de consultation

1er octobre 2021