

Décision

(B)2764
28 mars 2024

Décision relative à la demande d'approbation d'une proposition de modification modifiée des méthodologies et conditions pour le responsable d'équilibre ou les « T&C BRP » dans le cadre de l'accès à la plateforme européenne mFRR

prise en l'application de l'article 5.4, c) du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant la ligne directrice pour l'équilibrage du système électrique

Non confidentiel

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|----|
| TABLE DES MATIÈRES | 2 |
| INTRODUCTION | 3 |
| LISTE DES ABRÉVIATIONS | 4 |
| 1. CADRE LÉGAL..... | 6 |
| 1.1. Droit européen..... | 6 |
| 1.1.1. Règlement (UE) 2019/943..... | 6 |
| 1.1.2. EBGL | 7 |
| 1.1.3. Décision ACER 18/2020 | 13 |
| 1.2. Droit belge..... | 13 |
| 1.2.1. Code de bonne conduite pour la gestion du réseau de transport de l'électricité ... | 13 |
| 1.3. Arrêt de la Cour des marchés du 3 mai 2023..... | 14 |
| 2. ANTÉCÉDENTS | 16 |
| 2.1. Généralités | 16 |
| 3. ANALYSE ET ÉVALUATION DES MODIFICATIONS PROPOSÉES | 19 |
| 3.1. Remarques générales préalables | 19 |
| 3.2. Discussion..... | 19 |
| 3.2.1. Article 2 : plan de mise en œuvre | 19 |
| 3.2.2. Article 3 : Effet attendu au regard des objectifs de l'EBGL | 25 |
| 3.2.3. Article 29 : Tarifs et facturation : | 26 |
| 3.2.4. Article 30 : Règles de calcul du prix de déséquilibre | 26 |
| 4. CONCLUSION | 29 |
| ANNEXE 1 | 30 |
| ANNEXE 2 | 31 |
| ANNEXE 3 | 32 |
| ANNEXE 4 | 33 |

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (ci-après : CREG) examine, en l'application de l'article 5.4 (c) du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant la ligne directrice pour l'équilibrage du système électrique (ci-après : EBGL), la proposition modifiée d'Elia Transmission Belgium SA, (ci-après : Elia) de modification des méthodologies et conditions applicables au responsable d'équilibre ou les « T&C BRP » dans le cadre de l'accès à la plateforme européenne mFRR (ci-après : la proposition modifiée des T&C BRP), telle que soumise à la CREG par courrier électronique du 30 janvier 2024.

Le courrier électronique du 30 janvier 2024 comprend en annexe:

- La proposition de modification adaptée des T&C BRP avec et sans track changes, en français, version nettoyée (annexe 1.a à la présente décision) ;
- Une note explicative, 30 janvier 2024 en français (annexe 2 à la présente décision) ;
- Une note juridique du 29 janvier 2024 concernant le fondement juridique de la note explicative d'Elia sur la proposition modifiée (annexe 3 à la présente décision) ;

Le 16 février 2024, Elia a communiqué à la CREG le plan d'évaluation ayant pour but d'interpréter l'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP (annexe 4 de la présente décision). Ce plan d'évaluation en lui-même ne fait pas partie de la proposition modifiée des T&C BRP du 30 janvier 2022/2024. Par conséquent, le plan d'évaluation n'est pas approuvé par la CREG dans le cadre de la présente décision.

Parallèlement à la communication du plan d'évaluation, Elia a soumis à la CREG la version néerlandaise de la proposition modifiée des T&C BRP (annexe 1.b de la présente décision).

Avec cette proposition modifiée des T&C BRP, Elia entend donner suite à la demande de modification de la CREG figurant dans sa décision (B)2688 du 30 novembre 2023.

La présente décision comprend quatre parties. La première partie présente le cadre légal. La deuxième partie porte sur les antécédents et la consultation publique. Dans la troisième partie, la CREG analyse la proposition modifiée des T&C BRP soumise par Elia le 30 janvier 2024. La dernière partie comporte la décision proprement dite.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de la réunion du 28 mars 2024.

LISTE DES ABRÉVIATIONS

| | |
|---|--|
| CREG : | Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz |
| EBGL : | Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant la ligne directrice pour l'équilibrage du système électrique |
| Elia : | Elia Transmission Belgium SA |
| Proposition de modification des T&C BRP : | Proposition de modification des modalités et conditions pour le responsable d'équilibre soumise par Elia auprès de la CREG le 18 septembre 2023 |
| Proposition modifiée des T&C BRP ; | Proposition modifiée de modification des modalités et conditions applicables au responsable d'équilibre, soumise par Elia à la CREG le 30 janvier 2024 (version française) et le 16 février 2024 (version néerlandaise) |
| Règlement (UE) 2019/943 : | Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité |
| E&R NC : | Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique |
| GRT : | Gestionnaire de réseau de transport |
| BRP : | Responsable d'équilibre |
| BSP : | Fournisseur de services d'équilibrage |
| SOGL : | 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 |
| Décision ACER 18/2020 : | Décision du 15 juillet 2020 d'ACER concernant la « <i>Methodology for the harmonisation of the main features of imbalance settlement</i> » conformément à l'article 52(2) du règlement (EU) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant une ligne directrice sur l'équilibrage du système d'électricité. |
| Décision ACER 01/2020 : | Décision du 24 janvier 2020 concernant la « <i>Methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process</i> » conformément à l'article 30(1) du règlement (EU) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant une ligne directrice sur l'équilibrage du système d'électricité. |
| Décision ACER 04/2018 | Décision du 24 avril 2018 concernant « <i>All transmission system operators' proposal for intraday cross-zonal gate opening and intraday cross-zonal gate closure times</i> » |

| | |
|--------------------------------------|--|
| Loi Électricité : | La loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité |
| Code de bonne conduite Électricité : | Le Code de bonne conduite établi par la CREG le 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'allocation de capacité et la gestion des congestions |
| Les T&C BSP mFRR : | Modalités et conditions pour les fournisseurs de services d'équilibrage pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle |
| MIP : | « Marginal Incremental Price » ou « Prix Marginal des activations à la hausse » |
| MDP : | « Marginale Decremental Price » ou le « Prix Marginal des activations à la baisse » |
| FRCE : | Erreur de régulation de la restauration de la fréquence, visée à l'article 3(43) du SOGL |

1. CADRE LÉGAL

1.1. DROIT EUROPÉEN

1.1.1. Règlement (UE) 2019/943

1. Le considérant (12) indique que : « Les articles 18, 30 et 32 du règlement (UE) 2017/2195 établissent que la méthode de fixation des prix pour les produits standard et spécifiques d'énergie d'équilibrage devrait créer des incitations positives pour les acteurs du marché à maintenir leur propre équilibre ou à contribuer à rétablir l'équilibre du système dans leur zone de prix du déséquilibre, et partant à réduire les déséquilibres sur le système ainsi que les coûts pour la société. Ces approches de la formation des prix devraient viser à une utilisation économiquement efficace de la participation active de la demande et des autres ressources d'équilibrage, sous réserve des limites de la sécurité d'exploitation. »

2. L'article 2 (16) définit le prix de déséquilibre comme étant : « le prix d'un déséquilibre dans chaque direction, qu'il soit positif, nul ou négatif, pour chaque période de règlement des déséquilibres ; »

3. L'article 3 stipule que :

« Les États membres, les autorités de régulation, les gestionnaires de réseau de transport, les gestionnaires de réseau de distribution, les opérateurs du marché et les gestionnaires délégués veillent à ce que les marchés de l'électricité soient exploités conformément aux principes suivants :

a) la fixation du prix se fonde sur l'offre et la demande ;

b) les règles du marché encouragent la formation libre des prix et évitent les actions qui empêchent la formation des prix sur la base de l'offre et de la demande ;

c) les règles du marché facilitent le développement d'une production plus flexible, d'une production durable sobre en carbone et d'une demande plus flexible ;

[...]

g) les règles du marché fournissent des incitations appropriées aux investissements en faveur de la production, en particulier aux investissements à long terme en faveur d'un système électrique décarboné et durable, du stockage d'énergie, de l'efficacité énergétique et de la participation active de la demande pour répondre aux besoins du marché, et facilitent une concurrence équitable pour garantir la sécurité d'approvisionnement ;

h) les obstacles aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres et aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de service connexes sont progressivement levés ;

[...]

m) les règles du marché créent les conditions propices à l'appel efficient des actifs de production, au stockage d'énergie et à la participation active de la demande ;

[...]. »

4. Enfin, l'article 10.1 du règlement (UE) 2019/943 stipule que :

« Aucune limite maximale ni aucune limite minimale n'est appliquée au prix de gros de l'électricité. Cette disposition s'applique, entre autres, au dépôt des offres et à la formation des prix à toutes les échéances et inclut les prix de l'énergie d'équilibrage et du déséquilibre, sans préjudice des limites

techniques de prix qui peuvent être appliquées à l'échéance du marché de l'équilibrage et aux échéances journalières et infrajournalières conformément au paragraphe 2. »

1.1.2. EBGL

1.1.2.1. Généralités

5. L'article 3.1 de l'EBGL décrit les objectifs visés par l'application de l'EBGL. Les objectifs sont :

« a) promouvoir la concurrence, la non-discrimination et la transparence effectives sur les marchés de l'équilibrage ;

b) renforcer l'efficacité de l'équilibrage ainsi que l'efficacité des marchés européens et nationaux de l'équilibrage ;

c) intégrer les marchés de l'équilibrage et promouvoir les possibilités d'échanges de services d'équilibrage tout en contribuant à la sécurité d'exploitation ;

d) contribuer à l'exploitation et au développement efficaces à long terme du réseau de transport de l'électricité et du secteur de l'électricité dans l'Union tout en facilitant le fonctionnement efficient et cohérent des marchés journalier, infrajournalier et de l'équilibrage ;

e) assurer que l'acquisition de services d'équilibrage soit équitable, objective, transparente et fondée sur le marché, évite de placer des obstacles indus à l'entrée de nouveaux acteurs, favorise la liquidité des marchés de l'équilibrage tout en prévenant des distorsions indues au sein du marché intérieur de l'électricité ;

f) faciliter la participation active de la demande, notamment par des dispositifs d'agrégation et de stockage de l'énergie, tout en veillant à ce que la concurrence entre elles et les autres services d'équilibrage respecte des règles équitables et, le cas échéant, à ce qu'elles agissent de manière indépendante lorsqu'elles desservent une seule installation de consommation ;

g) faciliter la participation des sources d'énergie renouvelables et soutenir la réalisation de l'objectif de l'Union européenne concernant la pénétration de la production d'électricité à partir de sources renouvelables. »

L'article 3.2. de l'EBGL poursuit qu'aux fins de l'application de l'EBGL, les États membres, les autorités de régulation compétentes et les gestionnaires de réseau :

« a) appliquent les principes de proportionnalité et de non-discrimination ;

b) veillent à la transparence ;

c) appliquent le principe d'optimisation entre l'efficacité globale maximale et les coûts totaux minimaux pour toutes les parties concernées ;

d) veillent à ce que les GRT utilisent dans toute la mesure du possible des mécanismes fondés sur le marché, afin de garantir la sécurité et la stabilité du réseau ;

e) veillent à ce que le développement des marchés à terme, journalier et infrajournalier ne soit pas compromis ;

f) respectent la responsabilité assignée au GRT compétent afin d'assurer la sécurité du réseau, y compris selon les dispositions de la législation nationale ;

g) consultent les GRD compétents et tiennent compte des incidences potentielles sur leur réseau ;

h) prennent en considération les normes et spécifications techniques européennes convenues. »

6. 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 de l'EBGL, doivent être soumises à l'autorité de régulation de l'État membre pour approbation, donc la CREG dans le cas présent.

7. 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 incidence attendue 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. »

8. 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 du règlement (UE) 2017/2196, et les règles relatives au règlement en cas de suspension des activités de marché conformément à l'article 39 du règlement (UE) 2017/2196, dès qu'elles sont approuvées conformément à l'article 4 de ce même règlement.

Le 18 juillet 2023, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition à ce sujet. Il s'agit d'une proposition ajustée d'Elia suite à la décision (B)1941 de la CREG du 19 septembre 2019.

Par décision (B)2635 du 9 novembre 2023, la CREG a approuvé la proposition d'Elia du 18 juillet 2023, dont l'entrée en vigueur a lieu à la date d'entrée en vigueur des tarifs pour la période tarifaire 2024-2027 (dont l'unique tarif de rétablissement), à savoir le 1er janvier 2024.

9. L'article 18.3 de l'EBGL stipule qu'aux fins de l'élaboration des propositions de modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre, chaque 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 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. »

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

« ...

f) les règles relatives au règlement des déséquilibres par les responsables d'équilibre, définies en l'application du Titre V, chapitre 4

k) les règles relatives au règlement des déséquilibres en l'application des articles 52, 53, 54 et 55 ;

... »

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

« a) l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, de communiquer des informations sur la capacité de production inutilisée et les autres ressources d'équilibrage provenant des fournisseurs de services d'équilibrage, après l'heure de fermeture du

guichet du marché journalier et après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones ;

b) lorsque cela est justifié, l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, d'offrir les capacités de production inutilisées ou les autres ressources d'équilibrage dans le cadre d'offres d'énergie d'équilibrage ou d'offres de processus de programmation intégré sur les marchés de l'équilibrage après l'heure de fermeture du guichet du marché journalier, sans préjudice de la possibilité, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, de modifier leurs offres d'énergie d'équilibrage avant l'heure de fermeture du guichet pour l'énergie d'équilibrage ou l'heure de fermeture du guichet pour le processus de programmation intégré, du fait des échanges sur le marché infrajournalier ;

c) lorsque cela est justifié, l'obligation, pour les fournisseurs de services d'équilibrage, d'offrir la capacité de production inutilisée ou les autres ressources d'équilibrage dans le cadre d'offres d'énergie d'équilibrage ou d'offres de processus de programmation intégré sur les marchés de l'équilibrage après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones ;

d) des exigences spécifiques concernant la position des responsables d'équilibre soumise après l'échéance du marché journalier, afin de garantir que la somme de leurs programmes d'échanges commerciaux intérieurs et extérieurs soit égale à la somme des programmes de production et de consommation physiques, compte tenu de la compensation des pertes électriques, le cas échéant ;

e) une dérogation à l'obligation de publier des informations sur les prix proposés pour les offres d'énergie d'équilibrage ou les offres de capacité d'équilibrage en raison de risques d'abus de marché (redoutés par le GRT), 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). »

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

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

1.1.2.2. Objectifs des principes de règlement

14. L'article 44 de l'EBGL décrit les objectifs des principes de règlement comme suit :

« Les processus de règlement :

a) établissent des signaux économiques adéquats qui reflètent la situation de déséquilibre ;

b) garantissent que les déséquilibres sont réglés à un prix qui reflète la valeur en temps réel de l'énergie ;

c) incitent les responsables d'équilibre à être à l'équilibre ou à aider le système électrique à rétablir son équilibre ;

d) facilitent l'harmonisation des mécanismes de règlement des déséquilibres ;

e) prévoient des incitations pour les GRT à s'acquitter de leurs obligations en l'application des articles 127, 153, 157 et 160 du règlement (UE) 2017/1485 ;

f) évitent de fausser les incitations destinées aux responsables d'équilibre, aux fournisseurs de services d'équilibrage et aux GRT ;

g) soutiennent la concurrence parmi les acteurs du marché ;

h) prévoient des incitations pour les fournisseurs de services d'équilibrage à offrir et fournir des services d'équilibrage au GRT de raccordement ;

i) garantissent la neutralité financière de tous les GRT.

2. Chaque autorité de régulation compétente conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE veille à ce que tous les GRT relevant de sa compétence n'encourent pas de gains ni de pertes économiques liés au résultat financier du règlement en l'application des chapitres 2, 3 et 4 du présent Titre, sur la période de régulation telle que définie par l'autorité de régulation compétente, et veille à ce que tout résultat financier positif ou négatif issu du règlement en l'application des chapitres 2, 3 et 4 du présent Titre soit répercuté sur les utilisateurs du réseau conformément aux règles nationales applicables.

3. Chaque GRT peut élaborer une proposition concernant un mécanisme de règlement supplémentaire distinct du règlement des déséquilibres, en vue de régler les coûts d'acquisition des capacités d'équilibrage en l'application du chapitre 5 du présent Titre, les coûts administratifs et les autres coûts liés à l'équilibrage. Le mécanisme de règlement supplémentaire s'applique aux responsables d'équilibre. Il est préférable pour ce faire d'instaurer une fonction de détermination du prix de la pénurie. Si les GRT optent pour un autre mécanisme, ils doivent motiver leur choix dans la proposition. Cette proposition doit être soumise à l'approbation de l'autorité de régulation compétente.

4. Chaque injection ou soutirage dans ou à partir d'une zone de programmation d'un GRT est réglé(e) conformément au chapitre 3 ou au chapitre 4 du Titre V. »

La CREG constate une différence dans la formulation de l'article 3.1, b) et de l'article 44, c) de l'EBGL. Alors que l'article 3.1, b) de l'EBGL fait référence aux marchés d'équilibrage à la fois européens et nationaux, la possibilité de fournir des incitants aux BRP, prévue à l'article 44, c) de l'EBGL, est limitée à l'équilibre du système, c'est-à-dire au système européen.

1.1.2.3. Calcul du déséquilibre et prix du déséquilibre

15. Pour le calcul du déséquilibre et le prix du déséquilibre, les articles 54 et 55 de l'EBGL s'appliquent, qui prévoient respectivement ce qui suit :

1. Chaque GRT calcule au sein de sa ou ses zones de programmation, selon le cas, la position finale, le volume alloué, la correction du déséquilibre et le déséquilibre :

a) pour chaque responsable d'équilibre;

b) pour chaque période de règlement des déséquilibres;

c) dans chaque zone de déséquilibre.

2. La zone de déséquilibre est égale à la zone de programmation, sauf dans le cas d'un modèle d'appel centralisé dans lequel la zone de déséquilibre peut constituer une partie de la zone de programmation.

3. Jusqu'à la mise en œuvre de la proposition en application de l'article 52, paragraphe 2, chaque GRT calcule la position finale d'un responsable d'équilibre selon l'une des approches suivantes :

a) le responsable d'équilibre a une position finale unique égale à la somme de ses programmes d'échanges commerciaux extérieurs et de ses programmes d'échanges commerciaux intérieurs;

b) le responsable d'équilibre a deux positions finales: la première est égale à la somme de ses programmes d'échanges commerciaux extérieurs et de ses programmes d'échanges commerciaux intérieurs issus de sa production, et la seconde est égale à la somme de ses programmes d'échanges commerciaux extérieurs et de ses programmes d'échanges commerciaux intérieurs issus de sa consommation;

c) dans un modèle d'appel centralisé, un responsable d'équilibre peut avoir plusieurs positions finales par zone de déséquilibre égales aux programmes de production des installations de production d'électricité ou aux programmes de consommation des installations de consommation.

4. Chaque GRT établit les règles concernant:

a) le calcul de la position finale;

b) pour chaque période de règlement des déséquilibres;

c) la détermination de la correction du déséquilibre en application de l'article 49;

d) le calcul du déséquilibre;

e) la demande de recalcul du déséquilibre par un responsable d'équilibre. 5. Le volume alloué n'est pas calculé pour un responsable d'équilibre dont le périmètre n'englobe pas d'injections ou de soutirages.

6. Un déséquilibre indique la taille et le sens de la transaction de règlement entre le responsable d'équilibre et le GRT; un déséquilibre peut être :

a) soit négatif, ce qui indique un déficit du responsable d'équilibre;

b) soit positif, ce qui indique un surplus du responsable d'équilibre.

Et

1. Chaque GRT établit les règles pour le calcul du prix du déséquilibre, qui peut être positif, nul ou négatif, comme défini au tableau 2:

Tableau 2 Paiement pour déséquilibre

| | Prix de déséquilibre est positif | Prix de déséquilibre est négatif |
|----------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| Déséquilibre positif | Paiement du GRT au RE | Paiement du RE au GRT |
| Déséquilibre négatif | Paiement du RE au GRT | Paiement du GRT au RE |

2. Les règles prévues au paragraphe 1 comportent une définition de la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage sur les réserves de restauration de la fréquence ou les réserves de remplacement.

3. Chaque GRT détermine le prix de déséquilibre pour:

a) chaque période de règlement des déséquilibres;

b) ses zones de prix du déséquilibre; c) chaque sens de déséquilibre.

4. Le prix du déséquilibre en cas de déséquilibre négatif n'est pas inférieur:

a) soit au prix moyen pondéré de l'énergie d'équilibrage positive activée à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement;

b) soit, en l'absence d'activation d'énergie d'équilibrage dans les deux sens au cours de la période de règlement des déséquilibres, la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement.

5. Le prix du déséquilibre en cas de déséquilibre positif n'est pas supérieur:

a) soit au prix moyen pondéré de l'énergie d'équilibrage négative activée à partir des réserves de restauration de la fréquence et des réserves de remplacement;

b) soit, en l'absence d'activation d'énergie d'équilibrage dans les deux sens au cours de la période de règlement des déséquilibres, la valeur de l'activation évitée d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement.

6. Lorsque de l'énergie d'équilibrage positive et de l'énergie d'équilibrage négative à partir des réserves de restauration de la fréquence ou des réserves de remplacement ont été activées au cours d'une même période de règlement des déséquilibres, le prix de règlement des déséquilibres est déterminé pour le déséquilibre positif et pour le déséquilibre négatif sur la base d'au moins un des principes énoncés aux paragraphes 4 et 5.

1.1.2.4. Procédure d'approbation des T&C BRP

16. L'article 5.1 de l'EBGL stipule que :

« 1. Chaque autorité de régulation compétente, ou selon le cas, l'Agence approuve les modalités et conditions ou les méthodologies élaborées par les GRT en l'application des alinéas 2, 3 et 4. Avant d'approuver les modalités et conditions ou méthodologies, l'Agence ou les autorités de régulation compétentes réexamine(nt) les propositions si nécessaire, après consultation des GRT respectifs, afin de s'assurer que celles-ci sont conformes à l'objet de ce règlement et que celles-ci contribuent à l'intégration du marché, à la non-discrimination, à la concurrence effective et au bon fonctionnement du marché. »

17. L'article 4.7 de l'EBGL stipule également :

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

18. L'article 6.1 de l'EBGL stipule :

« 1. Lorsque, l'Agence, toutes les autorités de régulation compétentes conjointement ou l'autorité de régulation compétente demandent une modification avant d'approuver les modalités et conditions ou les méthodologies soumises en l'application de l'article 5, alinéas 2, 3 et 4, les GRT concernés soumettent une proposition de version modifiée des modalités et conditions ou des méthodologies, pour approbation, dans un délai de deux mois à compter de la demande de l'Agence ou des autorités de régulation compétentes. L'Agence et les autorités de régulation compétentes statuent sur la version modifiée des modalités et conditions ou méthodologies dans un délai de deux mois à compter de sa soumission. »

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

« L'Agence ou les autorités de régulation, lorsqu'elles sont responsables de l'adoption des modalités et conditions ou de méthodologies, peuvent respectivement, conformément à l'article 5, alinéas 2, 3 et 4, demander des modifications de ces modalités et conditions ou méthodologies et fixer un délai pour la soumission de ces propositions. Les GRT responsables de l'élaboration d'une proposition de modalités et conditions ou de méthodologies peuvent soumettre aux autorités de régulation ou à l'Agence des propositions de modifications de ces modalités et conditions ou méthodologies. Les propositions de modifications des modalités

et conditions ou méthodologies font l'objet d'une consultation conformément à la procédure énoncée à l'article 10 et sont approuvées conformément à la procédure énoncée aux articles 4 et 5. »

1.1.3. Décision ACER 18/2020

20. Le 15 juillet 2020, ACER a pris la décision 18/2020¹ relative à l'harmonisation en Europe des principales caractéristiques du règlement de déséquilibre.

Font notamment partie de la décision ACER 18/2020 : les clauses relatives au prix de déséquilibre pour déséquilibres positifs et négatifs, y compris les composantes additionnelles.

21. Les articles 9(1) à 9(5) de la décision ACER 18/2020 concernant les composantes standard et l'article 9(6) de la décision ACER 18/2020 concernant les composantes additionnelles de la décision ACER 18/2020. Ces articles stipulent explicitement que toutes les composantes utilisées pour le calcul du prix de déséquilibre pour tous les déséquilibres positifs ou négatifs doivent être décrites dans les T&C BRP.

L'échéance de dix-huit mois prévue à l'article 12(3) de la décision ACER 18/2020 afin d'y satisfaire, a expiré le 15 janvier 2022.

22. Pour « toutes les composantes » utilisées pour le calcul du prix de déséquilibre, la CREG réfère à l'article 18.6, k) de l'EBGL (paragraphe 10 de la présente décision).

Les articles 55.4 et 55.5 de l'EBGL décrivent les valeurs minimales et maximales que peut adopter le prix de déséquilibre (composantes standard et additionnelles).

1.2. DROIT BELGE

1.2.1. Code de bonne conduite pour la gestion du réseau de transport de l'électricité

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

Le Code de bonne conduite propose les modalités et conditions suivantes :

- Le raccordement et l'accès au réseau de transport, sur proposition du gestionnaire du réseau de transport Elia ;
- La fourniture de services auxiliaires ;
- L'accès aux infrastructures transfrontalières, en ce compris les procédures pour l'allocation de capacité et de gestion des congestions.

24. L'article 119, § 4 du Code de bonne conduite pour la gestion du réseau de transport de l'électricité stipule que le contrat type de responsable d'équilibre contient au moins les éléments suivants :

¹ https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Annexes-to-the-DECISION-OF-THE-AGENCY-FOR-THE-COOPERATION-OF-ENERGY-REGULATORS-No-18-2020.aspx

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.3. ARRÊT DE LA COUR DES MARCHÉS DU 3 MAI 2023

25. La Cour des marchés a par l'arrêt du 3 mai 2023 annulé la décision (B)2450 concernant la date du 7 octobre 2022.

La Cour des marchés arrive à cette conclusion, car la date du 7 octobre 2022, fixée par la CREG dans sa décision (B)2433, n'est pas un délai raisonnable pour permettre à Elia, en l'application de l'article 6.3 de l'EBGL, de soumettre à la CREG après consultation publique, une proposition de modification des T&C BRP, et ce, vu le délai dont la CREG a elle-même eu besoin, en l'application de l'article 6.3 de l'EBGL, pour constater une modification des T&C BRP par décision (B)2497.

26. Par ailleurs, la Cour des marchés permet à la CREG, en vertu de son pouvoir discrétionnaire, de demander à Elia de mentionner soit dans les T&C BRP, soit dans la proposition tarifaire, tous les éléments pour le calcul du prix de déséquilibre *in extenso*. Le document n'ayant aucune description *in extenso* pour le calcul du prix de déséquilibre, mentionne une référence au document ayant une description *in extenso* des éléments pour le calcul du prix du déséquilibre ;

Par « pouvoir discrétionnaire », la CREG entend la compétence « permettant à l'autorité de disposer d'un large degré de liberté politique dans le choix des moyens pour atteindre l'objectif fixé par la loi »² Afin de pouvoir appliquer la loi, l'autorité doit faire un choix politique. Ce choix politique ne doit pas être déraisonnable et doit servir l'intérêt public³.

Aux points 103 et 104 de l'arrêt du 3 mai 2023, la Cour des marchés indique implicitement que la demande de la CREG de faire figurer le calcul du prix de déséquilibre *in extenso* dans les T&C BRP ne peut être considérée comme manifestement déraisonnable.

27. En vertu de son pouvoir discrétionnaire, la CREG estime que toutes les composantes utilisées pour le calcul du prix de déséquilibre doivent figurer *in extenso* dans les T&C BRP.

Dans sa proposition tarifaire 2024-2027, Elia a donné suite à la demande de la CREG en se référant aux T&C BRP concernant la composante alpha du calcul du prix de déséquilibre, après raccordement à l'une des plateformes UE.

² J. DUJARDIN & J. VANDE LANOTTE, *Basisbegrippen Publiek Recht, die keure*, 2001, p. 91. Voir dans le même sens, P. LEWALLE et L. DONNAY, *Contentieux administratif*, Larcier, 2008, pp. 1066-1067 lesquels affirment que « en pareil cas, l'administration a le choix entre une gamme plus ou moins étendue de décisions, également régulières » et I. OPDEBEEK & S. DE SOMER, *Algemeen Bestuursrecht Grondslagen en principes*, Intersentia, 2019, p. 93 qui affirment que « [b]eleidsvrijdheid impliceert dat redelijk handelende overheden, geplaatst in dezelfde omstandigheden, tot verschillende (wettige) beslissingen kunnen komen ».

³ J. VANDE LANOTTE & G. GOEDERTIER, *Handboek Belgisch Publiekrecht, die keure*, 2010, p. 945.

2. ANTÉCÉDENTS

2.1. GÉNÉRALITÉS

28. Les T&C BRP se composent de :

- Partie 1 : le calendrier de mise en œuvre, l'objet et le champ d'application, une description de l'effet attendu au regard des objectifs de l'EBGL et l'emploi des langues ;
- Partie 2 : le contrat BRP, maintenant divisé en 14 sections (conditions générales et spécifiques) et comportant 6 annexes.

29. Le 18 juin 2018, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation de la proposition pour les T&C BRP. Le 28 mars 2019, la CREG a par décision demandé à Elia de modifier sa proposition. Le 14 mai 2019, la CREG a reçu une proposition modifiée que la CREG a approuvée le 27 mai 2019 par décision (B)1913/2⁴. La CREG formule néanmoins quelques demandes à Elia à prendre en compte dans une prochaine proposition des T&C BRP.

30. Le 3 décembre 2019, la CREG a reçu d'Elia une proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de l'intégration de la procédure pour la gestion de tempête en mer. La CREG a approuvé cette proposition le 20 décembre 2019 par décision (B)2013⁵.

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

Le contrat FSP DA/ID décrit les droits et obligations d'Elia et du fournisseur de services de flexibilité qui souhaite valoriser leur flexibilité sur le marché journalier et/ou intrajournalier. Cette proposition a été approuvée par la CREG le 29 avril 2021⁶.

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

Le 7 mai 2021, Elia a introduit une nouvelle proposition de modification des T&C BRP dans le cadre de la mise en œuvre du transfert d'énergie pour les marchés journalier et intrajournalier. La CREG a approuvé cette proposition modifiée par décision (B)2204/1 du 17 février 2021⁷.

Le 7 mai 2021, Elia a présenté une nouvelle proposition concernant l'article 9.1 du contrat BRP et cette proposition a été approuvée par la CREG le 20 mai 2021 par décision (B)2204/2⁸.

32. Le 17 septembre 2021, Elia a soumis une proposition de modification des T&C BRP, dans le cadre de la mise en œuvre de l'assouplissement progressif de l'obligation d'équilibre journalier qui

⁴ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b1913/2>

⁵ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2013>

⁶ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2222>

⁷ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2204/1>

⁸ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2204/2>

est actuellement d'application sur les responsables d'équilibre. La CREG a approuvé cette proposition le 21 octobre 2021 par décision (B)2287⁹.

33. Par sa décision (B)658E/77, la CREG a approuvé la proposition tarifaire actualisée d'Elia qui modifie le paramètre « composante alpha » du tarif en compensation du déséquilibre.

Au point 3.7 de la présente décision, la CREG mentionne qu'à terme, toute composante additionnelle qui est ajoutée au tarif en compensation du déséquilibre, en vertu de la réglementation européenne, ne doit pas être reprise dans une proposition tarifaire, mais dans les T&C BRP.

34. Suite à cette décision, la CREG a le 7 avril 2022 adressé à Elia un courrier demandant, en l'application de l'article 6.3 de l'EBGL, de soumettre pour approbation à la CREG une proposition de modification des T&C BRP après consultation publique.

Par cette demande de modification des T&C BRP, la CREG vise à faire figurer dans les T&C BRP, les composantes standard pour le calcul du prix de déséquilibre et les éventuelles composantes additionnelles, telles que visées à l'article 9 de l'annexe 1 de la décision ACER 18/2020 du 15 juillet 2020.

35. Par sa décision (B)2433 du 19 juillet 2022, la CREG approuve la proposition d'Elia de modification des règles d'équilibrage pour la compensation des déséquilibres quart-horaires.

Cette décision modifie notamment les articles 16 et 17 des règles d'équilibrage concernant les composantes standard pour le calcul du prix de déséquilibre, telles que visées à l'article 9(1) à 9(5) de l'annexe 1 de la décision ACER 18/2020 du 15 juillet 2020. La raison qu'Elia invoque pour le maintien du calcul du prix de déséquilibre dans les règles d'équilibrage et pour ne pas déplacer ce calcul vers les T&C BRP est que la proposition tarifaire approuvée pour la période 2020-2023 concernant le calcul du prix de déséquilibre réfère aux règles d'équilibrage. Par conséquent, selon Elia, le déplacement vers les T&C BRP ne peut avoir lieu qu'après la période tarifaire 2020-2023.

Dans cette décision, la CREG réitère sa demande de néanmoins donner suite à la demande de modification et accorde à Elia un nouveau délai, à savoir le 7 octobre 2022.

36. Le 3 août 2022, Elia a, en l'application de l'article 28 de la loi Électricité, déposé une plainte contre la décision (B)2433 en vue d'un nouveau réexamen. Le 3 octobre 2022, la CREG a statué sur la plainte par décision (B)2450. La plainte a été déclarée recevable, mais non fondée.

37. Le 2 novembre 2022, Elia a déposé auprès de la Cour des marchés une requête en annulation de la décision (B)2450.

38. Le 9 mars 2023, la CREG a par décision (B)24973 revu les T&C BRP, dans le cadre de l'intégration du calcul du prix de déséquilibre, et ce, en l'application des articles 4.7 et 6.3 de l'EBGL. En date du 24 mars 2023, Elia a, en l'application de l'article 28 de la loi Électricité, déposé une plainte contre cette décision en vue d'un nouveau réexamen.

39. La Cour des marchés a, par arrêt du 3 mai 2023, annulé la date du 7 octobre 2023 mentionnée dans la décision (B)2450. La Cour des marchés arrive à la conclusion que la date du 7 octobre 2022, fixée dans la décision (B)2433, n'est pas un délai raisonnable pour permettre à Elia, en l'application de l'article 6.3 de l'EBGL, de soumettre à la CREG après consultation publique, une proposition de modification des T&C BRP, et ce, vu le délai dont la CREG a elle-même eu besoin, en l'application de l'article 6.3 de l'EBGL, pour revoir les T&C BRP par décision (B)2497.

⁹ <https://www.creg.be/fr/publications/decision-b2287>

40. Suite à cet arrêt, la CREG a par décision (B)2554 du 17 mai 2023 partiellement révoqué la décision (B)2433 du 19 juillet 2022, en particulier, la demande à Elia de déposer une proposition de modification des T&C BRP auprès de la CREG au plus tard le 7 octobre 2022, laquelle prend en compte les paragraphes 71 et 74 de la décision (B)2433. Par ailleurs, la CREG a entièrement supprimé la décision (B)2497 du 9 mars 2023 dans laquelle la CREG revoit les T&C BRP.

Dans la même décision (B)2554, Elia est à nouveau invitée à déposer auprès de la CREG une proposition de modification des T&C BRP pour le 18 septembre 2023 en y intégrant les composantes standard pour le calcul du prix de déséquilibre, y compris d'éventuelles composantes additionnelles, telles que visées à l'article 9.6 de l'annexe 1 de la décision ACER 18/2020 du 15 juillet 2020.

41. En date du 30 janvier 202 Elia a soumis une proposition de modification des T&C BRP auprès de la CREG pour approbation . Le 30 novembre 2023, la CREG a pris la décision (B)2688, qui comprend entre autres une demande de modification de la proposition soumise par Elia.

42. A la date du 30 janvier 202, Elia a soumis une proposition modifiée des T&C BRP en français. La version néerlandaise de la proposition modifiée des T&C BRP a été soumise à la CREG le 16 février 2024.

Par cette proposition de modification des T&C BRP, Elia entend donner suite à la demande de modification du 30 novembre 2023 de la CREG.

43. Le 16 février 2024, Elia a soumis pour information à la CREG un plan d'évaluation pour étayer l'interprétation de l'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP.

44. Pour la discussion de la consultation publique, la CREG renvoie aux paragraphes 43 à 63 de sa décision (B)2688

3. ANALYSE ET ÉVALUATION DES MODIFICATIONS PROPOSÉES

3.1. REMARQUES GÉNÉRALES PRÉALABLES

45. L'examen des modifications sera effectué dans le même ordre de suivi que celui adopté par Elia pour ses modifications des T&C BRP.

46. La CREG renvoie à la décision (B)2688 du 30 novembre 2023 pour un exposé détaillé de son évaluation du *cap&floor*, de la *dead band* et de la composante alpha.

47. Il relève de la responsabilité d'Elia de faire correspondre entre elles les versions approuvées néerlandaise et française des T&C BRP.

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

3.2. DISCUSSION

3.2.1. Article 2 : plan de mise en œuvre

49. À l'article 2 « Plan d'implémentation » de la proposition de modification des T&C BRP, Elia ajoute un point (2) en ces termes :

« Elia s'engage à élaborer, en collaboration avec les acteurs du marché, un plan d'évaluation détaillé des règles de calcul du prix de déséquilibre et à le soumettre à la CREG afin que celle-ci puisse utiliser ce plan d'évaluation comme outil d'évaluation de la version proposée des T&C BRP. Ce plan d'évaluation détaillé a été discuté une première fois lors du Working Group Balancing du 18 décembre 2023. Les acteurs du marché ont été invités à soumettre leur feed-back sur le plan avant le 15 janvier 2024 afin que ce feed-back, ainsi qu'un plan d'évaluation final, puissent être présentés et discutés lors de la réunion du Working Group Balancing du 7 février 2024.

L'objectif du plan sera d'évaluer si certains éléments (par exemple, cap/floor, alpha, dead band, prise en compte de tous les cycles d'optimisation pour le calcul de la composante aFRR) utilisés dans le calcul des composantes principales et additionnelles du prix de déséquilibre sont utiles, ou peuvent être supprimés, ou améliorés. Le plan d'évaluation consistera en une période d'observation, suivie d'une période d'analyse¹⁰. Il en résultera une recommandation de maintien, d'amélioration ou de suppression (éventuellement progressive) de ces éléments. Ces adaptations (amélioration ou suppression des éléments) seront proposées dès qu'il sera établi qu'elles sont conformes aux objectifs de l'EBGL, notamment en tenant compte des objectifs décrits aux articles 3.1(c) et 3.2(d) concernant la nécessité d'assurer la sécurité et la stabilité du réseau. Après concertation avec la CREG et les acteurs du marché, Elia préparera une proposition de modification

¹⁰ La période d'analyse commencera après la fin de la période d'observation et durera maximum 4 mois

des T&C BRP¹¹ afin de mettre en œuvre les recommandations. Dans cette proposition d'adaptation, Elia modifiera les articles 2 (Plan d'implémentation) et/ou 30 (Règles de calcul du prix de déséquilibre) des T&C BRP conformément à la recommandation¹². En outre, si nécessaire, Elia examinera s'il y a lieu de modifier l'article 16 des T&C BRP, en particulier la formulation de l'obligation d'équilibrage des BRP, afin de s'assurer que cette obligation reste à tout moment conforme aux signaux de prix auxquels les BRP sont exposés en application de l'article 30 des T&C BRP. Si la recommandation prévoit que le cap et le floor des règles de calcul du prix de déséquilibre décrits à l'article 30 soient assouplis, avec pour conséquence que, dans certaines situations, les BRP belges seraient exposés à un prix de déséquilibre qui les incite à augmenter le déséquilibre dans la zone de prix de déséquilibre belge, la formulation de l'obligation d'équilibre décrite à l'article 16.2 des T&C BRP devra être révisée afin d'éviter que le BRP soit limité dans sa possibilité de s'écarter de l'équilibre dans son périmètre d'équilibre, et ce uniquement dans l'intérêt de la « participation des responsables d'équilibre à l'objectif global de maintien de l'équilibre de la zone de réglage ».

L'évaluation sera basée sur ce qui suit :

- D'une part, une analyse de la fréquence d'occurrence, des conditions d'occurrence et de l'effet observé des éléments évalués (par exemple, cap/floor, alpha, dead band) sur le prix de déséquilibre au cours de la période d'observation et,
- D'autre part, une analyse permettant d'estimer quelle aurait été la réaction des BRP dans le cas d'un prix de déséquilibre différent (c'est-à-dire un prix de déséquilibre calculé sur la base d'une formule omettant certains éléments évalués), et donc d'évaluer l'effet de ces autres formules par rapport aux objectifs de l'EBGL.

L'évaluation du risque de mise en danger du réseau, en particulier le risque de congestion, résultant de l'application d'une formule alternative pour le calcul du prix de déséquilibre dans laquelle certains éléments - par exemple, cap/floor, dead band, alpha, la prise en compte de tous les cycles d'optimisation dans le calcul de la composante aFRR - sont omis, sera décisive dans l'examen de la recommandation d'assouplir ces éléments. Pour certains quarts d'heure pertinents, le risque de congestion sera évalué au moyen de la réaction estimée des BRP à un prix de déséquilibre différent (calculé sur la base d'une formule alternative), des informations relatives à la capacité résiduelle disponible aux frontières et des informations relatives aux réserves aFRR disponibles localement. D'autres risques, liés à ceux-ci, sont également évalués et utilisés comme éléments pour appuyer la recommandation. Ces risques comprennent (mais ne sont pas limités à) ce qui suit :

- Le risque de ne pas suivre le principe général du processus de règlement prévu à l'article 44.1(a) de l'EBGL, qui prévoit que des signaux économiques adéquats qui reflètent la situation de déséquilibre doivent être donnés ;
- Le risque de ne pas suivre le principe général du processus de règlement prévu à l'article 44.1(b) de l'EBGL, qui prévoit qu'il convient de veiller à ce que les déséquilibres soient réglés à un prix qui reflète la valeur de l'énergie en temps réel ;
- Le risque de réduire l'efficacité de l'équilibrage (conformément à l'article 3.1(b) de l'EBGL) ;
- Le risque d'accroître les obstacles indus à l'entrée de nouveaux acteurs ou à l'intégration de sources d'énergie renouvelables (conformément aux articles 3.1(e) et (g) de l'EBGL),

¹¹ Elia disposera d'un délai de 19 semaines, à compter de la fin de la période d'analyse, pour soumettre à la CREG la proposition d'adaptation des T&C BRP, sauf si la CREG et Elia décident conjointement de prolonger ce délai afin d'intégrer d'autres adaptations (éventuellement nécessaires dans le cadre d'un projet en cours) dans la même révision des T&C BRP, évitant ainsi que deux trajets d'adaptation des T&C BRP ne se chevauchent.

¹² Il est à noter que, même en cas de recommandation de laisser la formule de calcul du prix de déséquilibre inchangée, Elia procédera à une adaptation des T&C BRP. Dans ce cas, seul l'article 2 des T&C BRP est adapté.

La recommandation d'Elia prévoit notamment que la formule du prix de déséquilibre évolue automatiquement afin de garantir que le résultat du calcul du prix de déséquilibre soit conforme à l'interprétation par la CREG des conditions limites des articles 55.4 et 55.5 de l'EBGL, à moins qu'une telle formule ne compromette la sécurité du système ou ne soit pas pertinente d'un point de vue technico-économique. Si aucune formule ne peut être établie pour répondre aux exigences technico-économiques et satisfaire aux conditions limites prévues aux articles 55.4 et 55.5 de l'EBGL, ces conditions limites doivent être remises en question. Dans ce cas, Elia et la CREG travailleront ensemble pour faire évoluer ces dispositions au niveau européen.

Le niveau de granularité de l'élaboration des analyses effectuées par Elia sera tel qu'il permettra d'évaluer les risques susmentionnés. Par exemple, si une analyse factuelle devait montrer que le cap&floor ne déterminent jamais le prix de déséquilibre, on peut conclure qu'une formule sans cap&floor présente un risque non significatif de danger pour le réseau et que, dans le contexte considéré, il serait acceptable d'assouplir progressivement ces paramètres (avec la possibilité de les réintroduire rapidement si nécessaire). Dans cette situation, il ne serait pas non plus possible de sélectionner des quarts d'heure pour comparer l'impact de ces différentes formules, avec et sans cap/floor, par rapport aux objectifs de l'EBGL. La période d'observation débutera dès l'approbation du plan d'évaluation par la CREG et l'adhésion de la Belgique à la plateforme d'équilibrage aFRR, et durera 12 mois. Une situation de référence sera définie, sur la base d'une période suffisamment représentative qui s'est déroulée avant l'adhésion aux plates-formes d'équilibrage, afin de comparer les risques estimés des différentes formules possibles de calcul du prix de déséquilibre avec la situation de référence (jugée acceptable par les acteurs du marché). Par conséquent, si le risque de congestion en utilisant une formule alternative de calcul du prix de déséquilibre n'est pas estimé comme plus élevé par rapport à la fréquence d'occurrence ou à la gravité des congestions effectivement observées au cours de la période de référence, il pourrait être décidé qu'il est acceptable de mettre en œuvre cette nouvelle formule (au moins en termes de sécurité du réseau).

Enfin, vu l'importance du sujet et l'incertitude des évolutions du marché suite à l'adhésion aux plates-formes européennes, Elia s'engage à mettre à la disposition des acteurs du marché et de la CREG un rapport trimestriel, comprenant un certain nombre d'indicateurs statistiques clés permettant d'estimer l'impact des éléments évalués (par exemple cap/floor/dead band) et d'en suivre l'évolution durant la période d'observation. »

50. Le plan d'évaluation, tel que communiqué par Elia à la CREG le 16 février 2024, ne fait pas partie de la demande d'approbation introduite le 30 janvier 2024 par Elia auprès de la CREG et ne fait donc pas partie de la présente décision d'approbation.

51. L'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP énumère les composantes qui seront évaluées, à savoir le cap&floor, la composante alpha, la dead band et la composante qui prend en compte tous les cycles d'optimisation pour le calcul de la composante aFRR.

Par cette proposition de modification, Elia répond à la remarque de la CREG figurant au paragraphe 69 de la décision (B)2688.

52. La CREG constate que la sécurité du système et la stabilité du réseau constituent le principal indicateur pour proposer une amélioration, une suppression ou un assouplissement de chacune des composantes susmentionnées. L'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP indique que l'évaluation du risque de sécurité pour le réseau sera décisive pour formuler une recommandation sur l'opportunité d'assouplir le *cap&floor*, la *dead band*, la composante alpha et/ou la composante qui prend en compte tous les cycles d'optimisation dans le calcul de la composante aFRR. L'article 2 précise également que l'évaluation de la sécurité et de la stabilité du réseau accordera une attention particulière au risque de congestions.

53. Dans sa décision (B)2688 du 30 novembre 2023, la CREG a détaillé l'impact négatif des différentes composantes sur les objectifs de l'EBGL et sur les principes de règlement.

La CREG renvoie également aux paragraphes 70, 116, 137, 140, 143 et 159 de sa décision (B)2688 du 30 novembre 2023 dans laquelle elle indique que les obstacles aux transactions transfrontalières sur les marchés de l'électricité et les marchés de services connexes doivent être progressivement supprimés.

En considérant la sécurité du système comme déterminante, la CREG peut accepter la modification proposée à l'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP, à savoir qu'un assouplissement d'une ou plusieurs composantes ne sera proposée que si l'évaluation montre que l'assouplissement de ces composantes conduit à un risque gérable de congestions. La CREG note ici qu'une distinction est faite entre la sécurité du système lorsqu'une ou plusieurs composantes sont supprimées et lorsqu'un ou plusieurs composantes sont assouplies.

54. En outre, Elia propose également de compléter la recommandation par une évaluation des autres risques.

Pour la CREG, des évaluations supplémentaires sont acceptables. Toutefois, pour la CREG, seul le risque de sécurité du système sera l'indicateur décisif pour évaluer la recommandation (suppression, assouplissement, renforcement) qui sera faite par Elia.

55. L'application des conditions limites, telle que requise par l'article 9 de la décision ACER 18/2020 du 15 juillet 2020, outre l'évaluation du risque de sécurité du système, fait également l'objet d'une évaluation « d'un point de vue technico-économique ». La CREG constate toutefois que la proposition modifiée de modification des T&C BRP ne clarifie pas les « exigences technico-économiques » à l'article 2, ce qui empêche la CREG d'approuver ce concept. La CREG revient sur ce point au paragraphe 61 de la présente décision.

56. Pour estimer le risque de congestion, Elia estime également les réactions que les BRP auraient eues à un prix de déséquilibre différent. Ces analyses « what if » sont encore en cours de développement par Elia et détermineront une limite supérieure et inférieure des réactions BRP moyennes plutôt qu'une estimation exacte de celles-ci¹³.

Dans sa note explicative, Elia ne donne aucune raison pour laquelle une analyse de type « what-if » serait meilleure que des expériences réelles.

Au moment de prendre la présente décision, la CREG n'est pas en mesure d'évaluer la précision et la fiabilité des méthodes qui doivent encore être développées et testées par Elia. La CREG constate qu'il n'est pas exclu qu'Elia ne soit pas en mesure de réaliser des estimations suffisamment précises et fiables des réactions BRP. En d'autres termes, il n'est pas certain que l'évaluation utilisant des analyses « what-if » soit considérée comme équivalente à une évaluation faite sur la base d'expériences réelles. L'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP ne répond donc pas

¹³ Voir chapitre « Analyse de scénario » à la page 10 du plan d'évaluation tel que communiqué le 16 février 2024 à la CREG

entièrement à la remarque de la CREG telle que décrite au paragraphe 70 de la décision (B)2688 du 30 novembre 2023.

Dès lors, si les estimations des réactions BRP ne sont pas suffisamment précises et fiables pour évaluer de manière précise et fiable les risques de congestion, la CREG s'attend à ce que la recommandation comprenne automatiquement un assouplissement progressif qui rapprocherait la précision et la fiabilité des analyses d'une évaluation faite sur la base de données réelles et observées, comme l'avait également demandé la CREG dans sa décision (B)2554. La CREG demande donc à Elia d'objectiver au maximum la précision et la fiabilité des méthodes à développer et tester dans le cadre du plan d'évaluation.

57. L'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP indique que le risque de congestion sera estimé par (1) une réaction estimée des BRP à un prix de déséquilibre différent, (2) les informations concernant la capacité résiduelle disponible aux frontières et (3) les informations concernant les réserves aFRR disponibles localement.

La CREG constate que l'activation de réserves aFRR a un impact sur le prix de déséquilibre et influencera donc automatiquement la réaction des BRP. Le risque estimé sur la sécurité du système devra donc tenir compte de l'activation de réserves aFRR, que ce soit de manière proactive pour compenser les réactions BRP ou de manière réactive pour compenser les FRCE.

La CREG se demande pourquoi Elia n'utilise que les réserves aFRR disponibles localement dans le cadre de la méthode de détermination du risque de congestion. Les activations de réserves mFRR compensent également les réactions des BRP dans le délai de restauration de la fréquence. Dans l'hypothèse où Elia pourrait estimer de manière précise et fiable les réactions du BRP au moment de l'activation de réserves FRR, et donc estimer leur impact sur le risque de congestion, Elia pourrait également activer de manière proactive les réserves mFRR pour gérer ce risque de congestion. Les informations relatives aux réserves mFRR disponibles localement sont pertinentes dans ce cas et doivent être prises en compte lors de la détermination du risque de congestion.

58. La CREG s'attend à ce qu'Elia puisse également démontrer que les réactions BRP sont causées par des prix de déséquilibre inefficaces et que cette inefficacité trouve son origine dans le calcul des prix de déséquilibre. En effet, les prix de déséquilibre inefficaces causés par des inefficacités dans le fonctionnement du marché, dans les règles relatives à la fourniture de services FRR, et/ou dans les exigences techniques qui en résultent, ne peuvent pas être résolus par des interventions dans la formation du prix de déséquilibre. Sa solution doit être recherchée dans l'amélioration du fonctionnement du marché, des règles et/ou des exigences. Dans ce cas, la CREG attend d'Elia qu'elle propose, parallèlement à la recommandation d'affaiblissement d'une ou plusieurs composantes du calcul du prix de déséquilibre, des adaptations concernant le fonctionnement du marché, les règles et/ou les exigences.

59. L'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP indique également qu'une situation de référence sera définie afin de comparer les risques de congestion estimés des différentes formules possibles de calcul du prix du déséquilibre avec la situation de référence. Concrètement, si l'on estime que le risque de congestion dans le cadre d'une formule alternative n'est pas plus élevé que le risque identifié pendant la période de référence, la mise en œuvre de la nouvelle formule est acceptable. Pour déterminer le risque, l'article 2 s'appuie à la fois sur la fréquence et la gravité des congestions.

En référence au paragraphe 127 de la décision (B)2688 du 30 novembre 2023, on connaît des observations historiques où un dépassement d'une congestion commerciale par le FRCE n'a pas entraîné un risque de congestion ingérable en temps réel. La CREG ne peut donc accepter cette affirmation que si la capacité résiduelle disponible aux frontières tient compte de la marge effective disponible ou pouvant être réalisée.

La charge de la preuve incombe donc à Elia. Elia doit démontrer, par le biais de l'évaluation, qu'il est impossible d'assouplir ou de supprimer une ou plusieurs composantes en raison d'un risque de congestion ingérable.

60. Le plan d'évaluation comprend également une liste indicative d'indicateurs et une méthode d'évaluation. Le document utilise principalement des statistiques descriptives sans inclure d'indicateurs spécifiques et mesurables. Enfin, le chapitre « Recommandation » se concentre principalement sur les risques contextuels et beaucoup moins sur le risque de congestion décisif, tel qu'il est formulé à l'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP.

Par conséquent, la CREG donnera la priorité à la description reprise à l'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP en cas d'incohérences ou d'ambiguïtés dans le plan d'évaluation communiqué le 16 février 2024.

61. Le plan d'évaluation indique à la page 19 que la « pertinence technico-économique » est assimilée à la représentation du signal de prix et à la continuité de la formation des prix.

Sans se prononcer sur la « pertinence technico-économique », la CREG constate que tant la représentation du signal de prix que la continuité de la formation des prix sont des aspects des marchés de l'énergie d'équilibrage et pas nécessairement de la formation des prix de déséquilibre.

Si la recommandation devait conclure que la condition limite n'est pas « pertinente d'un point de vue technico-économique », il convient d'en isoler la cause. En référence au paragraphe 157 de la décision (B)2688 du 30 novembre 2023, c'est le marché de l'énergie d'équilibrage qui doit être amélioré si la cause se situe à ce niveau.

62. L'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP mentionne qu'un rapport trimestriel sera mis à disposition. Cette modification répond donc à la remarque formulée par la CREG au paragraphe 70 de sa décision (B)2688 du 30 novembre 2023.

63. La CREG constate qu'à l'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP, Elia s'engage à réviser l'article 16.2 des T&C BRP, c'est-à-dire à permettre au BRP d'augmenter le déséquilibre du système dans la zone de prix de déséquilibre belge si le calcul du prix de déséquilibre donne ces signaux de prix.

Par cette proposition d'engagement, Elia ne remet plus en question le principe selon lequel le BRP doit contribuer à l'équilibre du système électrique européen (voir paragraphe 77 de la décision (B)2688 du 30 novembre 2023). L'engagement pris subordonne la révision de l'article 16.2 des T&C BRP au résultat du plan d'évaluation, examiné aux paragraphes 49 à 61 de la présente décision.

La CREG accepte cette approche prudente étant donné qu'Elia reconnaît que la lecture du terme « système électrique » à l'article 17 de l'EBGL s'inscrit dans une perspective européenne, et ce tant que le risque de congestion reste gérable.

64. Compte tenu des remarques formulées aux paragraphes 50 à 63 de la présente décision, la CREG approuve l'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP.

3.2.2. Article 3 : Effet attendu au regard des objectifs de l'EBGL

65. L'article 3 de la proposition modifiée des T&C BRP décrit comme suit l'effet attendu de la composante additionnelle (composante alpha) sur les objectifs de l'EBGL :

Etant donné que les T&C BRP prévoient l'application d'une composante additionnelle dans la fixation du prix de déséquilibre, afin de garantir que les BRP agissent au bénéfice de l'équilibre du système, et en particulier pour éviter des déséquilibres importants et prolongés qui, sans cette composante additionnelle, conduiraient à un besoin futur plus élevé de capacité d'équilibrage, conformément à la méthodologie habituelle pour déterminer la capacité d'équilibrage requise, l'efficacité de l'équilibrage est renforcée, conformément aux articles 3(1)b et 3(2)c du présent règlement.

66. La CREG constate que l'effet attendu de l'application de la composante additionnelle alpha est associé à la réduction du besoin de capacité d'équilibrage, plutôt qu'à une intervention nécessaire pour assurer la sécurité du système en temps réel.

En proposant une composante alpha, Elia prend une mesure pour réduire le déséquilibre du système local belge, en plus de l'annulation d'un incitant tarifaire étranger par l'application du cap&floor. La conséquence automatique est qu'Elia augmente ainsi les coûts d'équilibrage pour les BRP belges en incitant les BRP belges à contrer les échanges de compensation des déséquilibres. Outre l'augmentation des coûts d'équilibrage dans la zone de réglage d'Elia, les coûts d'équilibrage augmentent également à l'étranger. Les GRT étrangers devront activer des ressources d'équilibrage plus coûteuses pour compenser la réduction des échanges de compensation des déséquilibres. Le réglage européen de la fréquence est donc, d'une part, modifié de manière non coordonnée en temps réel et, d'autre part, réalisé par le dispatching de ressources d'équilibrage plus coûteuses, et ce sans amélioration de la qualité du réglage de la fréquence. L'argument selon lequel la composante alpha est nécessaire à un équilibrage efficace ne convainc donc pas la CREG.

La composante alpha remplace uniquement les ressources d'équilibrage déjà déployées par d'autres ressources d'équilibrage qui n'ont pas encore été déployées. Comme il s'agit d'un remplacement, le volume total des ressources d'équilibrage disponibles dans le système reste le même. Par conséquent, cela ne peut en principe avoir d'effet sur la capacité d'équilibrage à constituer, ou s'il y avait un effet, la méthodologie d'estimation des ressources d'équilibrage disponibles dans le système devrait être modifiée afin que toutes les ressources d'équilibrage disponibles dans le système soient prises en compte lors de l'estimation des ressources d'équilibrage disponibles.

67. La CREG constate également que l'article 3 de la proposition modifiée de BRP T&C se limite à décrire un seul objectif et en déduit que les objectifs de l'EBGL ont été atteints. La CREG renvoie aux paragraphes 147 à 158 de la décision (B)2688 du 30 novembre 2023 où la CREG indique que la composante alpha a un effet négatif sur plusieurs objectifs de l'EBGL.

Elia est donc invitée, en cas de maintien, d'assouplissement ou de renforcement de la composante alpha, à inclure une description complète dans l'article 3 concernant l'effet attendu de la composante alpha pour chaque objectif de l'EBGL.

3.2.3. Article 29 : Tarifs et facturation :

68. L'article 29.3 de la proposition modifiée des T&C BRP stipule :

Les tarifs applicables sont des montants nets, à majorer de la TVA. Ces montants sont payables par [BRP] à Elia en cas de facture, et payables par Elia à [BRP] en cas de note de crédit.

69. La CREG constate que cette modification répond à la remarque formulée au paragraphe 77 de la décision (B)2688 du 30 novembre 2023 et approuve cette modification.

3.2.4. Article 30 : Règles de calcul du prix de déséquilibre

70. L'article 30 de la proposition modifiée des T&C BRP a été adapté à plusieurs endroits avec une suppression de toute référence aux tarifs.

71. La CREG constate que ces adaptations répondent aux remarques formulées par la CREG aux paragraphes 74, 83 et 161 de sa décision (B)2688 du 30 novembre 2023.

72. La CREG constate néanmoins encore une référence aux tarifs dans l'article 30.6 des T&C BRP. La CREG constate que, bien qu'elle ait expliqué à plusieurs reprises dans la décision (B)2688 du 30 novembre 2023 que le calcul du prix de déséquilibre devait être décrit in extenso dans les T&C BRP et que, par conséquent, toute référence à un autre document réglementaire devait être supprimée, elle n'a pas formulé cette remarque de manière explicite dans le cadre de l'article 30.6 des T&C BRP. La CREG demande donc à Elia de supprimer également la référence aux tarifs dans l'article 30.6 des T&C BRP dans une prochaine proposition.

73. La CREG constate, sur base de la page 20 et suivantes de la note explicative, qu'il est donné suite à la demande de la CREG exprimée au paragraphe 159, alinéa premier de la décision (B)2688 du 30 novembre 2023, notamment sous quelle composante additionnelle la composante alpha doit être classée conformément à la décision 18/2020 de l'ACER. Elia précise que la composante alpha incite les BRP à éviter les déséquilibres quart-horaires importants et continus. La composante alpha, selon Elia, permet donc d'éviter ou de réduire la capacité d'équilibrage à contracter. Par conséquent, Elia soutient que la composante alpha peut être considérée comme une composante additionnelle relevant de l'article 9(6)(b) de la décision 18/2020 de l'ACER, à savoir « une composante incitative visant à satisfaire aux conditions limites nationales ».

74. En ce qui concerne la composante alpha en tant que « composante incitative », Elia renvoie en premier lieu à un passage rédigé par la CREG dans un rapport de consultation (RA)1109-11 du 2 juin 2022. Par ce passage, Elia affirme que la CREG aurait confirmé la nécessité d'une composante additionnelle.

La CREG souligne que le passage cité par Elia, plus précisément le paragraphe 90 du rapport de consultation, est utilisé par la CREG pour justifier le choix d'un tarif basé sur les prix marginaux. En d'autres termes, le paragraphe 90 du rapport de consultation indique qu'il n'est pas nécessaire d'appliquer une composante alpha car les prix marginaux du marché incitent déjà suffisamment les BRP à gérer leurs déséquilibres.

75. En ce qui concerne la « composante incitative », la CREG constate qu'Elia ne justifie le caractère incitatif de la composante alpha que lorsque l'intervention cap&floor est appliquée lors de la détermination du prix de déséquilibre. Pour Elia, l'alpha est donc un incitant supplémentaire au cap&floor.

76. En ce qui concerne la « condition limite nationale », Elia affirme que les déséquilibres prolongés et persistants du système belge doivent être évités afin de ne pas augmenter la capacité d'équilibrage nécessaire à constituer.

La CREG renvoie au paragraphe 147 de la décision (B)2688 du 30 novembre 2023, qui explique que la minimisation (des coûts) de l'achat de capacité d'équilibrage n'est pas un objectif à poursuivre en soi. Les coûts totaux associés aux services du système, y compris les coûts de l'énergie d'équilibrage et d'autres services tels que la gestion des congestions, doivent être réduits au minimum. Comme expliqué au paragraphe 66 de la présente décision, la composante alpha augmente les coûts d'équilibrage chez les BRP, en plus des autres effets négatifs que la composante alpha a sur les objectifs de l'EBGL (voir à ce sujet la décision (B)2688 du 30 novembre 2023).

77. En ce qui concerne la « condition limite nationale », Elia précise qu'en appliquant l'intervention cap&floor pour le calcul du prix de déséquilibre, les BRP ne sont pas incités à compenser le déséquilibre du système local. Le cap&floor est conçu pour générer un incitant neutre au niveau des prix. Mais selon Elia, les BRP doivent légalement contribuer à équilibrer le système local. Pour satisfaire à cette condition, Elia considère que l'application de la composante alpha en plus de la composante standard du prix du déséquilibre est nécessaire. Concrètement, Elia propose d'appliquer la composante alpha à partir d'un déséquilibre du système local supérieur (inférieur) à +150 MW (-150 MW) et à partir du moment où le déséquilibre du système dépasse cette valeur de +/- 150 MW pendant plus d'un quart d'heure.

La CREG renvoie tout d'abord aux paragraphes 53, 77, 101, 136, 148, 153 et 156 de la décision (B)2688 du 30 novembre 2023, où sont exposées les raisons pour lesquelles la CREG n'est pas convaincue de l'interprétation qu'Elia fait valoir, à savoir que les BRP ne doivent équilibrer que le système local belge et non le système électrique européen. Cependant, l'un des objectifs de l'EBGL est d'améliorer l'efficacité de l'équilibrage des marchés d'équilibrage européens **et** nationaux. Il s'agit donc de ne pas exclure l'un des deux.

Il convient en outre de rappeler que le réglage de la fréquence et l'optimisation du dispatching des ressources d'équilibrage sont des processus qui poursuivent un objectif optimal à l'échelle européenne. Un équilibrage efficace, tel que requis à l'article 3.1(b) de l'EBGL, ne peut alors se produire que s'il existe une intégration et/ou une coordination européenne. La condition limite nationale telle que proposée par Elia comporte un risque de contrecarrer l'intégration et/ou la coordination européenne.

Deuxièmement, l'intervention cap&floor est appliquée lorsque le déséquilibre du système local belge est compensé par des échanges de compensation des déséquilibres (transfrontaliers). L'intervention cap&floor vise à éviter que les BRP belges ne soient incités à réagir aux prix transfrontaliers, ce qui exacerberait les déséquilibres du système local belge. Comme le décrit également l'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP, il reste à examiner si cette intervention de cap&floor est au minimum nécessaire pour assurer la sécurité du système, compte tenu de l'exacerbation du déséquilibre du système local belge. Si ce n'était pas le cas, il faudrait au moins assouplir l'intervention du cap&floor pour que les BRP soient exposés aux prix transfrontaliers.

Dans ce contexte, Elia inclut également dans l'article 2 de la proposition modifiée des T&C BRP un engagement visant à permettre aux BRP belges d'aggraver le déséquilibre du système belge si les prix marginaux transfrontaliers incitent les BRP belges à contribuer à la compensation d'un déséquilibre du système étranger. Par conséquent, avec cet engagement, il sera nécessaire d'éliminer progressivement le cap&floor en tant qu'obstacle aux flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres.

La CREG renvoie également aux paragraphes 54 et 153 de la décision (B)2688 du 30 novembre 2023, qui explique que la tâche d'un GRT est de réduire le FRCE à 0 MW et non le déséquilibre du système. Cette situation, où le FRCE est réduit à 0 MW sans réduire le déséquilibre du système local à 0 MW, est non seulement autorisée par l'article 143 du SOGL, mais même inévitable si les acteurs du marché offrent toutes leurs ressources d'équilibrage disponibles au GRT par le biais du marché d'équilibrage. En offrant des ressources d'équilibrage au GRT, les acteurs du marché ne disposent plus de ressources d'équilibrage pour être en équilibre en tant que BRP, en temps réel, ou pour équilibrer le système électrique. Pour cette raison, le considérant 12 de l'EBGL explique que les déséquilibres qui restent après la fin du marché intrajournalier doivent être équilibrés par le GRT par le biais du marché d'équilibrage. En d'autres termes, la condition nationale créée par Elia, à savoir que les BRP contribuent à équilibrer le système local, ne découle pas de ce cadre législatif.

78. Enfin, la CREG attire l'attention sur le fait que la composante alpha vise à contrer les échanges de compensation des déséquilibres en les remplaçant par le dispatching de ressources d'équilibrage locales plus coûteuses. En d'autres termes, comme le cap&floor, la composante alpha entrave les flux transfrontaliers d'électricité entre les zones de dépôt des offres ou les États membres. Par conséquent, en vertu de l'article 3.h) du règlement (UE) 2019/943, la composante alpha doit également être progressivement supprimée.

79. Nonobstant ce qui a été exposé aux paragraphes 73 à 78 de la présente décision, la CREG accepte provisoirement, dans l'attente des résultats de l'évaluation, l'argumentation d'Elia concernant la composante alpha, à savoir que la composante alpha est une composante incitative au sens de l'article 9.6, b) de la décision 18/2020 de l'ACER pour le respect d'une condition limite définie au niveau national.

Etant donné qu'Elia considère l'application du cap&floor comme une composante nécessaire du calcul du prix de déséquilibre pour des raisons de sécurité du système et qu'elle considère la composante alpha comme un incitant supplémentaire pour les BRP lors de l'application du cap&floor, la CREG est d'avis que la composante alpha, tout comme le cap&floor, doit être évaluée du point de vue de la sécurité du système.

4. CONCLUSION

En l'application de l'article 5.4, c), du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 établissant la ligne directrice pour l'équilibrage du système d'électricité et vu le paragraphe 79 de la présente décision, la CREG approuve la proposition modifiée des T&C BRP, soumise par Elia Transmission Belgium SA à la CREG le 30 janvier 2024 (version française) et le 16 février 2024 (version néerlandaise).

Il est demandé à Elia, dans le cadre de la soumission d'une prochaine proposition de modification des T&C BRP, de tenir compte des remarques formulées par la CREG aux paragraphes 67 et 73 de la présente décision.

Cette décision entre en vigueur à la date d'approbation.

///

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

1.a Version française, avec et sans track changes – déposée par Elia auprès de la CREG le 30 janvier 2024

1.b Version néerlandaise, avec et sans track changes – déposée par Elia auprès de la CREG le 16 février 2024-

ANNEXE 2

Note explicative relative à la proposition de modification des T&C BRP

Version française – 30 janvier 2024

ANNEXE 3

Note juridique externe exposant le fondement juridique de la note explicative d'Elia sur la proposition modifiée

Version anglaise – 18 septembre 2023

ANNEXE 4

Plan d'évaluation

Version française et anglaise – 15 février 2024