

Décision

(B)1878
18/12/2018

Décision relative à la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, d'exemption des gestionnaires de réseau de transport concernés d'autoriser les fournisseurs de services d'équilibrage à transférer leurs obligations de fournir des capacités d'équilibrage

prise en application des articles 5.3, d), 32 et 34.1 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	4
1.1. Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique	4
2. ANTECEDENTS	7
2.1. Généralités	7
2.2. Shadow opinion du 19 février 2018	8
2.3. <i>Position paper</i> du 25 septembre 2018	8
2.4. Consultation	9
2.4.1. Avis de l'Etat membre sur la proposition d'exemption modifiée	10
3. Analyse de la proposition	11
3.1. Objectif de la proposition	11
3.2. Exemption du transfert de la capacité d'équilibrage	11
4. Décision	12
ANNEXE 1.....	13
ANNEXE 2.....	14
ANNEXE 3.....	15

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : la « CREG ») analyse ci-dessous la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, d'exemption des gestionnaires de réseau de transport concernés d'autoriser les fournisseurs de services d'équilibrage à transférer leurs obligations de fournir des capacités d'équilibrage (ci-après : « la proposition d'exemption »). Cette analyse est réalisée conformément aux articles 5.3, d), 32 et 34.1 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après : l' « EBGL »).

Par lettre du 26 avril 2018 par porteur avec accusé de réception, la proposition d'exemption, rédigée en langue anglaise, a été soumise par Elia à la CREG pour approbation. En annexe de cette proposition d'exemption, un rapport de consultation, en anglais, comportant un résumé agrégé des réponses reçues des parties intéressées, a été ajouté.

En application de la loi du 18 juillet 1966 sur l'emploi des langues en matière administrative, une version française de la proposition d'exemption a été soumise par Elia à l'approbation de la CREG par lettre du 8 juin 2018 rédigée en langue française et envoyée par porteur avec accusé de réception.

En exécution de la demande de modification de la proposition d'exemption approuvée par l'*Energy Regulatory Forum* (ci-après : « ERF ») le 25 septembre 2018, la CREG a demandé à Elia par lettre du 26 septembre 2018 de modifier la proposition d'exemption, soumise à la CREG le 8 juin 2018, conformément à la demande de modification.

Par lettre du 18 octobre 2018, une proposition d'exemption modifiée, rédigée en langue anglaise et française, a été soumise par Elia à l'approbation de la CREG par lettre envoyée par porteur avec accusé de réception. C'est la version française de la proposition d'exemption modifiée qui fait l'objet de l'examen de la présente décision et qui figure en ANNEXE 1 de la présente décision.

Le 28 novembre 2018, les autorités de régulation compétentes de la région sont parvenues à un accord sur la proposition d'exemption modifiée et ont estimé que cette proposition répondait aux exigences de l'article 34.1 de l'EBGL. Elles ont dès lors convenu de prendre leurs décisions nationales en vertu de cet accord avant le 19 décembre 2018.

La présente décision est organisée en quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents et la consultation publique de la proposition d'exemption. Dans la troisième partie, la CREG analyse l'exemption proposée. Enfin, la quatrième partie comporte la décision proprement dite.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG le 18 décembre 2018.

1. CADRE LEGAL

1. Ce chapitre définit le cadre légal qui s'applique à la proposition d'exemption d'Elia et sur lequel repose la présente décision. Le cadre légal se compose de la législation européenne et en particulier de l'EBGL.
2. Le 23 novembre 2017, l'EBGL a été publié au Journal officiel de l'Union européenne. Il est ensuite entré en vigueur le 18 décembre 2017.
3. Concernant les articles 14, 16, 17, 28, 32, 34, 35, 36, 44 à 49 et 54 à 57, l'EBGL s'applique un an après son entrée en vigueur (article 65 de l'EBGL), soit le 18 décembre 2018.
4. L'article 32 de l'EBGL, auquel l'article 34.1 de l'EBGL renvoie, entre en vigueur, conformément à l'article 65 de l'EBGL, seulement un an après l'entrée en vigueur de l'EBGL, à savoir le 18 décembre 2018.
5. Etant donné que, conformément à l'article 33 de l'EBGL, la proposition FCR doit prendre en considération les exigences prévues à l'article 32 de l'EBGL, la proposition FCR, établie en vertu de l'article 33.1 de l'EBGL et approuvée par l'autorité de régulation compétente, ne peut entrer en vigueur que le 18 décembre 2018.

1.1. RÈGLEMENT (UE) 2017/2195 DE LA COMMISSION DU 23 NOVEMBRE 2017 CONCERNANT UNE LIGNE DIRECTRICE SUR L'ÉQUILIBRAGE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

6. Les objectifs de l'EBGL sont définis à l'article 3 :

1. Le présent règlement vise à :

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 européen 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, intrajournalier 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.

7. L'article 34 de l'EBGL prévoit en outre :

1. À l'intérieur la zone géographique dans laquelle l'acquisition de capacités d'équilibrage a lieu, les GRT sont tenus d'autoriser les fournisseurs de services d'équilibrage à transférer leurs obligations de fournir des capacités d'équilibrage. Le ou les GRT concernés peuvent demander une dérogation à cette obligation lorsque les périodes contractuelles concernant les capacités d'équilibrage en application de l'article 32, paragraphe 2, point b), sont strictement inférieures à une semaine.

2. Le transfert de capacités d'équilibrage est autorisé au moins jusqu'à une heure avant le début du jour de livraison.

3. Le transfert de capacités d'équilibrage est autorisé si les conditions suivantes sont remplies :

a) le fournisseur de services d'équilibrage destinataire a accompli le processus de qualification pour les capacités d'équilibrage faisant l'objet du transfert ;

b) le transfert de capacités d'équilibrage n'est pas présumé menacer la sécurité d'exploitation ;

c) le transfert de capacités d'équilibrage ne dépasse pas les limites opérationnelles fixées à la partie IV, titre 8, chapitres 1 et 2, du règlement (UE) 2017/1485.

4. Lorsque le transfert de capacités d'équilibrage nécessite l'utilisation de capacités entre zones, ce transfert n'est autorisé que si :

a) les capacités d'échange entre zones requises pour exécuter le transfert sont déjà disponibles en vertu de processus d'allocation antérieurs en application du titre IV, chapitre 2 ;

b) les capacités d'échange entre zones sont disponibles selon la méthodologie de calcul de la probabilité que des capacités d'échange entre zones soient disponibles après l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones, conformément à l'article 33, paragraphe 6.

5. Si un GRT n'autorise pas le transfert de capacités d'équilibrage, ce GRT indique les motifs de ce refus aux fournisseurs de services d'équilibrage concernés.

8. L'article 18 de l'EBGL décrit les modalités et conditions ou méthodologies à établir par les gestionnaires de réseau de transport (ci-après : « GRT »).

1. Les GRT définissent les modalités et conditions ou les méthodologies requises par le présent règlement et les soumettent pour approbation aux autorités de régulation compétentes conformément à l'article 37 de la directive 2009/72/CE dans les délais respectifs fixés par le présent règlement.

2. Lorsqu'une proposition concernant les modalités et conditions ou les méthodologies en application du présent règlement doit être préparée et faire l'objet d'un accord par plusieurs GRT, les GRT participants coopèrent étroitement. Les GRT, assistés de l'ENTSO-E, informent régulièrement les autorités de régulation compétentes et l'Agence des progrès accomplis dans la définition de ces modalités et conditions ou de ces méthodologies.

9. Conformément à l'article 5.3, b) de l'EBGL, la proposition d'exemption est soumise à l'approbation de toutes les autorités de régulation compétentes de la région concernée. Les Etats membres peuvent soumettre à leur autorité de régulation un avis sur la proposition d'exemption.

10. Ensuite, l'article 5.5 de l'EBGL prévoit que toutes les propositions concernant les modalités et conditions ou les méthodologies, dont la proposition d'exemption, comprennent un calendrier de mise en œuvre, ainsi qu'une description de leur incidence attendue au regard des objectifs de l'EBGL énoncés à l'article 3 de l'EBGL. L'article 5.3 de l'EBGL prévoit également que :

5. 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. Celles qui sont soumises à l'approbation de plusieurs ou de toutes les autorités de régulation sont également soumises, au même moment, à l'Agence. À la demande des autorités de régulation compétentes, l'Agence émet un avis dans les trois mois sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies.

11. L'article 5.6 de l'EBGL prévoit en outre que :

6. Lorsque l'approbation des modalités et conditions ou des méthodologies nécessite une décision de plusieurs autorités de régulation, les autorités de régulation compétentes se consultent et coopèrent et se coordonnent étroitement afin de parvenir à un accord. Lorsque l'Agence émet un avis, les autorités de régulation compétentes tiennent compte de cet avis. Les autorités de régulation statuent sur les modalités et conditions ou les méthodologies soumises conformément aux paragraphes 2 et 3 dans un délai de six mois à compter de la réception des modalités et conditions ou des méthodologies par l'autorité de régulation compétente ou, le cas échéant, par la dernière autorité de régulation compétente concernée.

12. Toutes les autorités de régulation concernées peuvent décider conjointement de demander aux GRT de modifier les modalités et conditions ou les méthodologies proposées, conformément à l'article 6.1 de l'EBGL. En pareil cas, les GRT concernés doivent soumettre à l'approbation de l'autorité de régulation, dans les deux mois suivant la réception de cette demande de modification, une proposition de modalités et conditions ou méthodologies modifiées. Les autorités de régulation compétentes statuent sur les modalités et conditions ou les méthodologies dans un délai de deux mois à compter de sa soumission.

2. ANTECEDENTS

2.1. GÉNÉRALITÉS

13. Les GRT chargés de soumettre une proposition d'exemption ou leurs modifications doivent consulter toutes les parties intéressées, y compris les autorités compétentes de chaque État membre, sur les projets de propositions pendant une période de minimum un mois (article 10 de l'EBGL).

A cette fin, une consultation publique sur le projet de proposition d'exemption a été organisée du 15 janvier 2018 au 15 février 2018 inclus par ENTSO-E pour le compte de tous les GRT concernés de la région. A la suite de cette consultation publique, les autorités de régulation de la région ont élaboré une position commune sur plusieurs points du projet de proposition d'exemption. Cette position commune a été transmise à ENTSO-E sous la forme d'une *shadow opinion* informelle, approuvée par les membres compétents de l'Electricity Balancing Task Force, le 19 février 2018. Les positions concrètes des autorités de régulation de la région sont examinées à la section 2.2 de la présente décision.

14. Le 26 avril 2018, la CREG a reçu d'Elia, par porteur avec accusé de réception, la version anglaise de la proposition d'exemption ainsi que le rapport de consultation établi à la suite de la consultation publique tenue du 15 janvier 2018 au 15 février 2018. Le 8 juin 2018, la CREG a reçu la version française de la proposition d'exemption.

15. La date à laquelle la dernière autorité de régulation compétente de la région a reçu pour approbation la proposition FCR de son GRT était le 14 juin 2018. Le jour suivant le 14 juin 2018 est donc le jour où commence le délai de six mois visé à l'article 5.6 de l'EBGL. La date limite d'approbation de la proposition FCR est donc fixée au 14 décembre 2018 (article 5.6 de l'EBGL).

16. La concertation entre les autorités de régulation de la région a abouti à l'approbation par toutes les autorités de régulation de la région d'un *position paper* commun qui comprenait une demande à tous les GRT concernés d'apporter des modifications à certains points de la proposition d'exemption conjointe qu'ils ont soumise, conformément à l'article 6.3 de l'EBGL.

17. La demande de modification de la proposition d'exemption soumise conjointement a été approuvée lors de l'ERF du 25 septembre 2018.

18. Les règles de fonctionnement d'ERF stipulant que les décisions de l'ERF (approbation ou demande de modification) ne sont pas contraignantes, la CREG a invité Elia par lettre du 26 septembre 2018 à modifier la proposition FCR du 8 juin 2018 soumise à la CREG conformément au *position paper* approuvé par l'ERF le 25 septembre 2018. La demande de modification de l'ERF était jointe à la lettre de la CREG. La lettre de la CREG et le *position paper* de l'ERF sont joints à la présente décision en ANNEXE 2.

19. Dans les deux mois suivant la réception de la demande de modification de l'ERF par tous les GRT concernés, ces derniers se sont concertés sur les modifications demandées tant entre eux qu'avec les autorités de régulation de la région via l'*Electricity Balancing Coordination Group*.

20. Le 18 octobre 2018, dans les deux mois suivant la réception de la demande de modification de l'ERF et conformément à l'article 6.1 de l'EBGL, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation de la proposition d'exemption modifiée, en anglais et en français. C'est sur la version française de cette proposition d'exemption modifiée, jointe en ANNEXE 1, que porte la présente décision.

21. Après une collaboration et une concertation étroites, les autorités de régulation compétentes de la région sont parvenues à un accord sur la proposition d'exemption modifiée et ont estimé que cette proposition répondait aux exigences de l'EBGL.

22. Les autorités de régulation compétentes de la région ont dès lors convenu de prendre leurs décisions nationales en vertu de cet accord avant le 19 décembre 2018 (ANNEXE 3).

23. La proposition d'exemption modifiée, telle que soumise par Elia à la CREG le 18 octobre 2018, a été communiquée la CREG à la ministre pour avis, par e-mail du 10 décembre 2018 conformément à l'article 5.3, dernier alinéa de l'EBGL.

24. Dans les deux mois suivant la réception, par toutes les autorités de régulation, de la proposition d'exemption modifiée, ces autorités de régulation se sont concertées étroitement afin de développer une position commune concernant la proposition d'exemption modifiée.

25. Cette concertation a abouti le 28 novembre 2018 à l'approbation par toutes les autorités de régulation de la région au sein de l'ERF d'un *position paper* conjoint approuvant la proposition d'exemption modifiée.

2.2. SHADOW OPINION DU 19 FÉVRIER 2018

26. Les GRT responsables de l'élaboration d'une proposition d'exemption doivent consulter toutes les parties intéressées, y compris les autorités compétentes de chaque État membre, sur les projets de propositions pendant une période de minimum un mois (article 10 de l'EBGL).

27. La *shadow opinion*, approuvée le 19 février 2018 par les membres compétents de l'*Electricity Balancing Task Force*, a été envoyée le même jour aux GRT concernés.

28. Dans cette *shadow opinion* du 19 février 2018 relative au projet de proposition d'exemption, toutes les autorités de régulation compétentes de la région ont exprimé le souhait que les GRT améliorent la forme juridique de leur proposition d'exemption sur certains points. Ces points portaient sur la suppression de justifications et d'interprétations dans la proposition FCR et sur leur intégration dans la note explicative. En outre, il manquait des numéros dans le texte. Ces adaptations étaient nécessaires pour faire appliquer immédiatement la méthodologie proposée dans l'Etat membre concerné.

29. On peut supposer que tous les GRT ont tenu compte dans une large mesure de ces remarques au moment de l'élaboration de leur proposition d'exemption, telle que soumise à l'approbation de leur autorité de régulation.

2.3. POSITION PAPER DU 25 SEPTEMBRE 2018

30. Le 25 septembre 2018, une demande de modification de la proposition d'exemption a été approuvée par l'ERF. Cette demande de modification a été transmise par la CREG à Elia par lettre du 26 septembre 2018.

31. Vu que les GRT n'ont pas pris en considération toutes les remarques formulées par les parties intéressées lors de la consultation publique sur le projet de proposition FCR et qu'ils n'ont pas non plus légitimement justifié pourquoi ils n'ont pas tenu compte de ces remarques, les autorités de régulation de la région ont demandé aux GRT, dans un *position paper* du 25 septembre 2018, de modifier leur proposition d'exemption sur le point suivant.

32. Les autorités de régulation de la région ont d'abord demandé aux GRT de reporter la date d'application de l'exemption du 26 novembre 2018 au 1^{er} juillet 2019 car la période contractuelle concernant les capacités d'équilibrage de moins d'une semaine ne sera possible qu'à partir du 1^{er} juillet 2019.

2.4. CONSULTATION

33. S'agissant du projet de proposition FCR, une consultation publique a été organisée par ENTSO-E du 15 janvier 2018 au 15 février 2018. La possibilité de répondre à la consultation publique a été signifiée aux parties intéressées belges par Elia sur son site Internet le 15 janvier 2018.

34. Les autorités de régulation compétentes de la région ont approuvé le 19 février 2018 au sein de l'*Electricity Balancing Task Force* une *shadow opinion* sur ce projet de proposition FCR et l'ont envoyée le même jour aux GRT concernés.

35. La CREG déduit des réponses de la consultation publique sur le projet initial de proposition d'exemption que les parties intéressées considèrent le transfert transfrontalier de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence comme moins, voire non prioritaire. L'évolution proposée vers une acquisition quotidienne de produits à plus courte échéance diminue l'intérêt d'un transfert de capacités d'équilibrage.

36. Ces parties intéressées préfèrent préserver la période de mise en œuvre proposée par les GRT et sont opposées à sa prolongation résultant de la mise en œuvre du transfert transfrontalier de capacités d'équilibrage.

37. D'autres parties intéressées ne sont pas d'accord avec les arguments des GRT pour demander l'exemption. Ces parties intéressées estiment que le transfert transfrontalier de capacités d'équilibrage ne doit pas être complexe et ne doit donc pas entraîner une durée de mise en œuvre prolongée. Elles considèrent donc le transfert transfrontalier de capacités d'équilibrage comme important pour favoriser la liquidité et la concurrence sur le marché relatif à l'acquisition de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence.

38. S'agissant de la proposition d'exemption du 8 juin 2018, les autorités de régulation de la région ont constaté que toutes les remarques formulées par les parties intéressées lors de la consultation publique, qui s'est tenue du 15 janvier 2018 au 15 février 2018, n'ont pas été prises en compte par les GRT dans la proposition d'exemption, qui ne comporte pas non plus de justifications expliquant pourquoi une suite n'a pas été donnée à ces remarques.

39. Dès lors, les autorités de régulation de la région ont demandé aux GRT concernés, par le biais d'un *position paper* du 25 septembre 2018, de modifier leur proposition d'exemption sur une série de points, comme expliqué au récapitulatif 35 de la présente décision.

40. Etant donné qu'à présent, la proposition d'exemption modifiée du 18 octobre 2018, telle que soumise aux autorités de régulation de la région, donne suite aux remarques formulées par les parties intéressées lors de la consultation publique organisée par ENTSO-E du 15 janvier 2018 au 15 février 2018, la CREG estime qu'il n'est plus nécessaire d'organiser une consultation publique sur ces modifications apportées à la proposition d'exemption du 8 juin 2018.

41. Par conséquent, la présente décision ne doit pas non plus être soumise à la consultation du marché, conformément à l'article 40.2 du règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG.

2.4.1. Avis de l'Etat membre sur la proposition d'exemption modifiée

42. Conformément à l'article 5.4, dernier alinéa, les Etats membres peuvent rendre un avis sur la proposition FCR modifiée à l'autorité de régulation.

43. Par e-mail du 10 décembre 2018, la CREG a informé la ministre de la proposition d'exemption modifiée.

44. La ministre n'a pas rendu d'avis sur la proposition d'exemption fondée sur l'article 32.2 de l'EBGL.

3. ANALYSE DE LA PROPOSITION

3.1. OBJECTIF DE LA PROPOSITION

45. Au sein de la zone géographique où l'acquisition de capacités d'équilibrage a lieu, les GRT autorisent les fournisseurs de capacités d'équilibrage à transférer leurs obligations de fournir des capacités d'équilibrage. Le ou les GRT concernés peuvent demander une exemption à cette obligation lorsque les périodes contractuelles concernant des capacités d'équilibrage sont inférieures à une semaine.

46. L'objectif de la proposition d'exemption est d'obtenir une exemption pour le transfert de l'obligation de fournir des capacités d'équilibrage. Une exemption empêche les fournisseurs de capacités d'équilibrage de transférer leurs obligations à un autre fournisseur de capacités d'équilibrage.

3.2. EXEMPTION DU TRANSFERT DE LA CAPACITÉ D'ÉQUILIBRAGE

47. Les GRT proposent à l'article 3 de la proposition d'exemption d'appliquer l'exemption à compter du 1^{er} juillet 2018. La CREG constate que la version anglaise de la proposition applique l'exemption à partir du 1^{er} juillet 2019. A compter du 1^{er} juillet 2019, l'acquisition et l'échange de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence seront organisés sur une base journalière si bien que la condition d'obtention de l'exemption sera remplie à compter du 1^{er} juillet 2019. La CREG part donc du principe que l'exemption ne s'appliquera que le 1^{er} juillet 2019 au lieu du 1^{er} juillet 2018 comme proposé dans la proposition d'exemption. Cette hypothèse de la CREG a été confirmée par Elia par e-mail le 17 décembre 2018.

48. La CREG considère qu'un transfert de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence entraîne une augmentation de la liquidité en cas d'acquisition et d'échange de la capacité d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence. L'autorisation d'un transfert couvre certains risques pour les fournisseurs de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence, tels que le risque d'indisponibilité imprévue d'une unité ou les erreurs de prévision concernant la production attendue d'une unité.

49. La CREG constate que l'évolution vers des produits de plus courte durée et des enchères quotidiennes réduit ce risque. Comme l'acquisition de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence se fait plus près du temps réel, les erreurs de prévision seront plus faibles et les fournisseurs de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence seront en mesure de mieux estimer la disponibilité réelle et la production prévue des unités. En conséquence, les avantages pour les fournisseurs de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence diminuent suite à l'introduction d'un transfert transfrontalier de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence.

50. La CREG comprend, d'après l'argumentation des GRT, que, outre une éventuelle prolongation de la période de mise en œuvre, l'harmonisation des règles prendra également du temps. Sur la base des explications fournies par les parties intéressées lors de la consultation publique, selon lesquelles elles n'étaient notamment pas d'accord avec l'application de l'exemption du transfert transfrontalier de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence, la CREG note que les avis divergent quant aux modalités pratiques du transfert de capacités d'équilibrage entre fournisseurs de capacités d'équilibrage. La mise en œuvre pratique suggérée par les parties intéressées va d'un principe du « premier arrivé, premier servi » à un transfert transfrontalier d'obligations entre deux

portefeuilles nationaux d'un même fournisseur de capacités d'équilibrage, en passant par un marché secondaire à part entière dans un but d'efficacité économique.

51. La CREG est d'avis que les règles relatives au transfert transfrontalier de capacités d'équilibrage doivent être harmonisées avant que le transfert transfrontalier de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence puisse être mis en œuvre. Par conséquent, la CREG est d'avis que les GRT doivent étudier plus avant le transfert transfrontalier de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence et analyser plus avant les différents projets possibles en concertation avec les parties intéressées. La CREG comprend que les GRT ne peuvent pas terminer ces études avant le 18 décembre 2018, date à laquelle l'article 34.1 de l'EBGL entre en vigueur, conformément à l'article 65 de l'EBGL. La CREG comprend également que la mise en œuvre de règles et de processus communs et harmonisés pour l'échange et l'acquisition de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence est prioritaire pour les GRT dans l'avenir prévisible. L'exemption pourra être réévaluée lorsque les BSP auront acquis une expérience suffisante de ces règles et processus mis en œuvre.

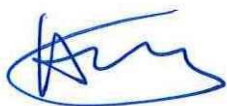
52. La CREG considère donc que la justification d'une exemption du transfert transfrontalier de capacités d'équilibrage pour les réserves de stabilisation de la fréquence est fondée.

4. DÉCISION

Conformément aux articles 5.3, d), 32 et 34.1 du règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, la CREG approuve, pour les raisons exposées dans la partie 3 de la présente décision, la proposition d'exemption modifiée soumise par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, par porteur avec accusé de réception le 18 octobre 2018.

La proposition d'exemption modifiée approuvée, soumise à la CREG le 18 octobre 2018, entre en vigueur le 18 décembre 2018.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction

ANNEXE 1

**Proposition d'exemption des gestionnaires de réseau de transport concernés
visant à autoriser les BSP à céder leurs obligations de mise à disposition de
capacités d'équilibrage**

ANNEXE 2

Demande de modification de la proposition d'exemption des gestionnaires de réseau de transport concernés visant à autoriser les BSP à céder leurs obligations de mise à disposition de capacités d'équilibrage

ANNEXE 3

***Position paper* commun visant l'approbation de la proposition FCR modifiée par toutes les autorités de régulation de la région**