

Décision

(B)1929
17 avril 2019

Décision relative à la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, d'hypothèses et de méthodologie en vue d'une analyse des coûts et bénéfices destinée à évaluer la durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte

prise en application des articles 6.3, d), vi), du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	4
1.1. 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.....	4
2. ANTECEDENTS	8
2.1. Généralités	8
2.2. <i>Shadow opinion</i> de février 2018.....	9
2.3. <i>Position paper</i> du 30 juillet 2018.....	9
2.4. Consultation	10
2.4.1. Avis de l'Etat membre sur la Proposition CBA LER modifiée.....	11
3. Analyse de la proposition	12
3.1. Objectif de la proposition.....	12
3.2. Discussion de la proposition.....	12
4. Décision	14
ANNEXE 1.....	15
ANNEXE 2.....	16
ANNEXE 3.....	17

INTRODUCTION

LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : la « CREG ») analyse ci-après la demande d'approbation de la proposition, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : « Elia »), de méthodologies, conditions et valeurs incluses dans les accords d'exploitation de zones synchrones concernant l'analyse des coûts et bénéfices destinée à évaluer la durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte (ci-après : la « Proposition CBA LER »). Cette analyse est réalisée conformément aux articles 6.3, d), vi), du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (ci-après : le « SOGL »).

Par lettre du 26 novembre 2018 par porteur avec accusé de réception, la Proposition CBA LER, rédigée en langue anglaise, a été soumise par Elia à la CREG pour approbation. En annexe de cette Proposition CBA LER, un rapport de consultation, en anglais, comportant un résumé agrégé des réponses reçues des parties intéressées a été ajouté (ANNEXE 2).

En application de la loi du 18 juillet 1966 sur l'emploi des langues en matière administrative, une version française de la Proposition CBA LER a été soumise par Elia à l'approbation de la CREG par lettre du 10 décembre 2018 envoyée par porteur avec accusé de réception.

C'est la version française de la Proposition CBA LER modifiée qui fait l'objet de l'examen de la présente décision et qui figure en ANNEXE 1 de la présente décision.

Le 1er mars 2019, les autorités de régulation compétentes de la région sont parvenues à un accord sur la Proposition CBA LER modifiée et ont estimé que cette proposition répondait aux exigences de l'article 156 du SOGL. Elles ont dès lors convenu de prendre leurs décisions nationales en vertu de cet accord avant le 20 avril 2019.

La décision se compose de quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents et la consultation publique de la Proposition CBA LER. Dans la troisième partie, la CREG analyse la Proposition CBA LER. Enfin, la quatrième partie comporte la décision proprement dite.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG le 17 avril 2019.

1. CADRE LEGAL

1. Ce chapitre définit le cadre légal qui s'applique à la Proposition CBA LER d'Elia et sur lequel repose la présente décision. Le cadre légal se compose de la législation européenne et en particulier du SOGL.

2. Le 25 août 2017, le SOGL a été publié au Journal officiel de l'Union européenne. Il est ensuite entré en vigueur le 14 septembre 2017.

1.1. 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

3. Les objectifs du SOGL sont définis à l'article 4 :

1. Le présent règlement vise à :

- a) déterminer des exigences et principes communs en matière de sécurité d'exploitation ;*
- b) déterminer des principes communs pour la planification de l'exploitation sur le réseau interconnecté ;*
- c) déterminer les processus communs de réglage fréquence-puissance et des structures de réglage communes ;*
- d) assurer les conditions du maintien de la sécurité d'exploitation dans toute l'Union ;*
- e) assurer les conditions du maintien du niveau de qualité de la fréquence dans toutes les zones synchrones de l'Union ;*
- f) promouvoir la coordination de l'exploitation du réseau et de la planification de l'exploitation ;*
- g) assurer et renforcer la transparence et la fiabilité des informations sur la gestion du réseau de transport ;*
- h) contribuer à la gestion et au développement efficaces du réseau de transport de l'électricité et du secteur électrique dans l'Union.*

4. L'article 118 du SOGL prévoit en outre :

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

- a) les règles de dimensionnement applicables aux réserves FCR, conformément à l'article 153;*
- b) les propriétés complémentaires des FCR, conformément à l'article 154, paragraphe 2;*
- c) les paramètres de définition de la qualité de la fréquence et les paramètres cibles de la qualité de la fréquence, conformément à l'article 127;*
- d) pour les zones synchrones CE et pays nordiques, les paramètres cibles de l'écart de réglage dans la restauration de la fréquence pour chaque bloc RFP, conformément à l'article 128;*
- e) la méthodologie d'évaluation du risque et de l'évolution du risque d'épuisement des réserves FCR de la zone synchrone, conformément à l'article 131, paragraphe 2;*

- f) le superviseur de zone synchrone, conformément à l'article 133;
- g) le calcul du programme de réglage à partir de la position nette des échanges en courant alternatif de la zone avec une période de rampe commune pour le calcul de l'ACE pour une zone synchrone comptant plusieurs zones RFP, conformément à l'article 136;
- h) s'il y a lieu, les restrictions applicables à la production de puissance active des interconnexions HVDC entre des zones synchrones, conformément à l'article 137;
- i) la structure du réglage fréquence-puissance, conformément à l'article 139;
- j) s'il y a lieu, la méthodologie à appliquer pour réduire l'écart temporel électrique, conformément à l'article 181;
- k) lorsque la zone synchrone est exploitée par plusieurs GRT, la répartition spécifique des responsabilités entre les différents GRT, conformément à l'article 141;
- l) les procédures opérationnelles en cas d'épuisement des FCR, conformément à l'article 152, paragraphe 7;
- m) pour les zones synchrones GB et IE/NI, les mesures visant à assurer la reconstitution des réservoirs d'énergie, conformément à l'article 156, paragraphe 6, point b);
- n) les procédures opérationnelles destinées à réduire l'écart de fréquence sur le réseau afin de ramener le réseau à l'état normal et de limiter le risque de passer à l'état d'urgence, conformément à l'article 152, paragraphe 10;
- o) les rôles et les responsabilités des GRT lorsqu'ils mettent en œuvre un processus de compensation des déséquilibres, un processus d'activation de la réserve FRR transfrontalière ou un processus d'activation de la réserve RR transfrontalière, conformément à l'article 149, paragraphe 2;
- p) les exigences concernant la disponibilité, la fiabilité et la redondance des infrastructures techniques, conformément à l'article 151, paragraphe 2;
- q) les règles communes d'exploitation en état normal et en état d'alerte, conformément à l'article 152, paragraphe 6, et les actions visées à l'article 152, paragraphe 15;
- r) pour les zones synchrones CE et pays nordiques, la période d'activation minimale à assurer par les fournisseurs de FCR, conformément à l'article 156, paragraphe 10;
- s) pour les zones synchrones CE et pays nordiques, les hypothèses et la méthodologie pour une analyse des coûts et bénéfices conformément à l'article 156, paragraphe 11;
- t) le cas échéant, pour les zones synchrones autres que la zone CE, les limites applicables aux échanges de réserves FCR entre les GRT, conformément à l'article 163, paragraphe 2;
- u) les rôles et les responsabilités des GRT de raccordement des réserves, des GRT destinataires des réserves et des GRT affectés en ce qui concerne l'échange de FRR et de RR, conformément à l'article 165, paragraphe 1;
- v) les rôles et les responsabilités des GRT fournisseurs de la capacité de réglage, des GRT destinataires de la capacité de réglage et des GRT affectés en ce qui concerne le partage de FRR et RR, défini conformément à l'article 166, paragraphe 1;
- w) les rôles et les responsabilités du GRT de raccordement des réserves, du GRT destinataire des réserves et du GRT affecté en ce qui concerne l'échange de réserves entre zones synchrones, et du GRT fournisseur de la capacité de réglage, du GRT destinataire de la capacité de réglage et du GRT affecté en ce qui concerne le partage de réserves entre zones synchrones, définis conformément à l'article 171, paragraphe 2;
- x) la méthodologie à appliquer pour déterminer les limites du volume de partage de FCR entre des zones synchrones, définie conformément à l'article 174, paragraphe 2;

y) pour les zones synchrones GB et IE/NL, la méthodologie pour la fourniture minimale de capacité de réserve FCR entre zones synchrones, définie conformément à l'article 174, paragraphe 2, point b);

z) la méthodologie à appliquer pour déterminer les limites du volume d'échange de FRR entre des zones synchrones, conformément à l'article 176, paragraphe 1, et la méthodologie à appliquer pour déterminer les limites du volume de partage de FRR entre zones synchrones, définies conformément à l'article 177, paragraphe 1; et

(aa) la méthodologie à appliquer pour déterminer les limites du volume d'échange de RR entre zones synchrones, conformément à l'article 178, paragraphe 1, et la méthodologie à appliquer pour déterminer les limites du volume de partage de RR entre zones synchrones, définies conformément à l'article 179, paragraphe 1.

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

5. La Proposition CBA LER cadre avec l'article 118.1, s) du SOGL qui renvoie à l'article 156.11 du SOGL. L'article 156.11 du SOGL définit en outre :

11. Dans les six mois après l'entrée en vigueur du présent règlement, les GRT des zones synchrones CE et pays nordiques proposent des hypothèses et une méthodologie en vue d'une analyse des coûts et bénéfices destinée à évaluer la durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte. Dans les douze mois après l'approbation des hypothèses et de la méthodologie par toutes les autorités de régulation de la région concernée, les GRT des zones synchrones CE et pays nordiques soumettent les résultats de leur analyse des coûts et bénéfices aux autorités de régulation concernées, en suggérant une durée non supérieure à trente minutes ni inférieure à quinze minutes. L'analyse des coûts et bénéfices tient compte au moins:

a) de l'expérience acquise avec différentes durées et parts de technologies émergentes dans différents blocs RFP;

b) de l'impact d'une durée définie sur le coût total des réserves FCR de la zone synchrone;

c) de l'impact d'une durée définie sur les risques concernant la stabilité du réseau, en particulier en cas d'incidents de fréquence prolongés ou répétés;

d) de l'impact sur les risques concernant la stabilité du réseau et le coût total des FCR en cas d'augmentation du volume total des FCR;

e) de l'impact de l'évolution technologique sur les coûts des périodes de disponibilité des FCR provenant de leurs unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités.

6. Conformément à l'article 6.3, d), vi) du SOGL, la Proposition CBA LER 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 CBA LER.

7. Ensuite, l'article 6.6 du SOGL prévoit que toutes les propositions concernant les modalités et conditions et méthodologies, dont la Proposition CBA LER, comprennent un calendrier de mise en œuvre, ainsi qu'une description de leur incidence attendue au regard des objectifs du SOGL énoncés à l'article 4 du SOGL. L'article 6.6 du SOGL prévoit en outre :

6. Les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies soumises à l'approbation de plusieurs ou de toutes les autorités de régulation sont également soumises à l'Agence, parallèlement à leur soumission aux autorités de régulation. À la demande des autorités de régulation compétentes, l'Agence émet un avis dans les trois mois sur les propositions de modalités et conditions ou de méthodologies.

8. L'article 6.7 du SOGL prévoit en outre :

7. 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, 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 en application des 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 ou, le cas échéant, par la dernière autorité de régulation concernée.

9. Toutes les autorités de régulation concernées peuvent décider conjointement de demander aux GRT de modifier les modalités et conditions et les méthodologies proposées, conformément à l'article 7.1 du SOGL. 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

10. Les GRT chargés de soumettre une Proposition CBA LER 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 non inférieure à un mois (article 11 du SOGL). Les propositions introduites au niveau régional par les GRT feront l'objet d'une consultation publique (article 11.2, du SOGL) au moins au niveau régional.

A cette fin, une consultation publique a été organisée par ENTSO-E pour le compte de tous les GRT concernés de la région. Cette consultation, organisée du 10 janvier 2018 au 18 février 2018, visait à identifier et à analyser les remarques des parties intéressées concernant les l'analyse des coûts et bénéfices destinée à évaluer la durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte.

11. Le 26 novembre 2018, la CREG a reçu d'Elia, par porteur avec accusé de réception, la version anglaise de la Proposition CBA LER initiale ainsi que le rapport de consultation établi à la suite de la consultation publique tenue du 10 janvier 2018 au 18 février 2018. Le 10 décembre 2018, la CREG a reçu la version française de la Proposition CBA LER initiale.

12. La date à laquelle la dernière autorité de régulation de la région a reçu pour approbation la Proposition CBA LER initiale de son GRT est le 18 avril 2018. Le jour suivant le 18 avril 2018 est donc la date à laquelle commence le délai de six mois visé à l'article 6.7 du SOGL.

13. Le 30 juillet 2018, l'ensemble des autorités de régulation de la région concernée ont demandé une modification de la Proposition CBA LER initiale. La Proposition CBA LER qui fait l'objet de la présente décision a été reçue par la dernière autorité de régulation de la région concernée le 20 février 2019. La date limite d'approbation de la Proposition CBA LER est fixée au 20 avril 2019 (article 6.7 du SOGL).

14. Après que les GRT de la région ont soumis leur Proposition CBA LER conjointe à leur autorité de régulation respective, les autorités de régulation de la région se sont concertées étroitement, comme le prévoit l'article 6.7 du SOGL. Cette concertation a eu lieu au sein du groupe de travail de la System Operation Task Force de l'ACER.

15. Cette concertation a abouti à l'approbation par toutes les autorités de régulation de la région au sein de l'*Energy Regulatory Forum* (ci-après « la plateforme ERF ») d'un *position paper* conjoint approuvant la Proposition CBA LER du 1^{er} mars 2019.

16. Les autorités de régulation concernées de la région ont convenu de prendre leurs décisions nationales en vertu de cet accord avant le 20 avril 2019 (ANNEXE 3).

17. La Proposition CBA LER, telle que soumise par Elia à la CREG le 26 novembre 2018, a été communiquée par lettre du 4 janvier 2019 de la CREG à la ministre pour avis, conformément à l'article 6.3 du SOGL.

18. La CREG n'a pas reçu d'avis de la part de la Ministre.

2.2. SHADOW OPINION DE FÉVRIER 2018

19. Les GRT responsables de l'élaboration d'une Proposition CBA LER doivent consulter toutes les parties intéressées, y compris les autorités compétentes de chaque État membre, sur les projets de propositions pendant une période non inférieure à un mois (article 11 de l'EBGL).

20. Dans la *shadow opinion* de février 2018 sur la Proposition CBA LER initiale, toutes les autorités de régulation compétentes de la région ont exprimé le souhait que les GRT, entre autres :

- a. rendent les écarts de fréquence déterministes conformes aux objectifs de l'article 138 du SOGL et fondent les écarts de fréquence simulés statistiquement sur une période historique proche de la situation actuelle
- b. considèrent les coûts d'investissement comme des coûts irrécupérables dans un marché concurrentiel
- c. précisent comment la Proposition CBA LER tient compte des développements dans les zones de contrôle individuelles ou des modifications dans les parts pour la fourniture de FCR de zones individuelles à la suite de modifications dans la coopération FCR entre zones de contrôle

2.3. POSITION PAPER DU 30 JUILLET 2018

21. Le 30 juillet 2018, une demande de modification de la Proposition CBA LER initiale a été approuvée par l'ERF. Cette demande de modification a été transmise par la CREG à Elia par lettre du 19 juillet 2018 et comporte, outre des remarques spécifiques, notamment les points suivants :

- a. Si les paramètres ou les données d'importations sont modifiés, l'analyse des coûts et bénéfiques décrite dans la Proposition CBA LER initiale doit être réalisée à nouveau. Toute modification des hypothèses ou des définitions nécessite une modification de la Proposition CBA LER initiale, qui doit être approuvée par toutes les autorités de régulation de la région concernée.
- b. Étant donné que les analyses des coûts et bénéfiques de l'Europe continentale et du Nord de l'Europe seront réalisées séparément, il est probable que chaque zone synchrone obtienne une durée minimale différente pour la fourniture de FCR par des unités dotées d'un réservoir d'énergie limité. L'impact des différentes durées sur l'intégration du marché doit être évalué.
- c. Les autorités de régulation de la région demandent aux GRT, en plus de prendre en compte les écarts de fréquence déterministes tels qu'initialement proposés par les GRT, d'effectuer une simulation dans laquelle ces écarts ont été filtrés afin de prendre en compte les mesures d'atténuation.

2.4. CONSULTATION

22. S'agissant de la Proposition CBA LER initiale, une consultation publique a été organisée par ENTSO-E du 10 janvier 2018 au 18 février 2018.

23. Eurelectric, EASE, REstore et Engie, entre autres, ont répondu à la consultation publique sur l'avant-projet CBA LER. Les modifications demandées par les acteurs du marché sont :

- a. L'unité fournissant des FCR dotée d'un réservoir d'énergie limité doit, en état normal, s'assurer qu'elle a toujours un contenu énergétique suffisant pour, en état d'alerte, rester disponible pendant au moins la durée résultant de l'analyse des coûts et bénéfices.
- b. La méthode n'examine pas les conditions permettant d'assurer la disponibilité complète de l'unité fournissant des FCR dotée d'un réservoir limité, en situation normale.
- c. Une durée minimale de 15 minutes pour la fourniture de FCR par les unités dotées d'un réservoir d'énergie limité est une spécification trop élevée car la FCR doit être fournie en continu jusqu'à l'activation de la FRR. Par conséquent, une durée minimale de 15 minutes entraînera des coûts supplémentaires pour la fourniture de FCR, car notamment moins d'unités dotées d'un réservoir d'énergie limité peuvent participer au marché.
- d. Les unités fournissant des FCR dotées d'un réservoir d'énergie non limité joueront un rôle supplémentaire à partir du moment où les unités fournissant des FCR dotées d'un réservoir d'énergie limité seront épuisées. Ce rôle supplémentaire doit être rémunéré.
- e. Les données historiques utilisées dans la méthode proposée datent d'il y a trop longtemps et ne sont pas représentatives du réseau électrique européen actuel.
- f. La transparence des hypothèses et des définitions doit être améliorée.

24. Les GRT ont partiellement pris en compte les remarques des acteurs du marché ou n'ont pas avancé suffisamment de raisons pour lesquelles la Proposition CBA LER n'a pas été modifiée à la suite de ces remarques. Les GRT avancent les arguments suivants concernant les modifications demandées:

- a. La méthode ignore les événements qui ne provoquent pas d'état d'alerte. Le calcul de l'énergie activée et de l'énergie résiduelle dans le réservoir ne commence qu'à partir du moment où l'état d'alerte est atteint. Cette quantité d'énergie est utilisée pour calculer la durée.
- b. L'harmonisation du produit FCR ne fait pas partie de la Proposition CBA LER visée à l'article 156.11 du SOGL : seule la durée nécessaire pour fournir les FCR en état d'alerte par des unités dotées d'un réservoir d'énergie limité est évaluée.
- c. Les GRT reconnaissent qu'il peut exister des solutions pour améliorer les écarts de fréquence prolongés ou déterministes, mais tant que les écarts de fréquence existent, les GRT doivent assurer l'activation continue des FCR d'au moins 15 minutes.
- d. La mise en œuvre d'une conception de marché pour les unités fournissant des FCR ne fait pas partie de la Proposition CBA LER, conformément à l'article 156.11 du SOGL.

- e. Les événements extrêmes ne seront pas pris en compte. Les événements déterministes *worst case* ne seront pas évalués. Des mesures d'atténuation ont été ajoutées. La longueur des données historiques est néanmoins nécessaire pour réaliser une analyse statistique valable.
- f. Les GRT ont précisé dans la Proposition CBA LER, entre autres choses, qu'une courbe de marché concurrentielle est utilisée pour la fourniture de FCR par des unités dotées d'un réservoir d'énergie limité. Pour les autres unités, les coûts pris en compte ont également été clarifiés. Toutes les hypothèses sont publiées pendant la phase de mise en œuvre de la méthode, y compris l'analyse statistique des écarts de fréquence. Une clause de non-responsabilité y a été ajoutée selon laquelle, si les hypothèses changent de façon importante, la méthode sera mise à jour.

25. Etant donné qu'à présent, la Proposition CBA LER du 18 avril 2018, telle que soumise aux autorités de régulation de la région, donne insuffisamment suite aux remarques formulées par les parties intéressées lors de la consultation publique organisée par ENTSO-E du 10 janvier 2018 au 18 février 2018, les autorités de régulation de la région concernée ont demandé aux GRT d'apporter des modifications à la Proposition CBA LER initiale du 18 avril 2018.

26. La Proposition CBA LER modifiée du 26 novembre 2018 tient compte des remarques formulées par les parties intéressées et les autorités de régulation de la région. La CREG estime donc qu'il n'est plus nécessaire d'organiser une consultation publique.

27. 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 CBA LER modifiée

28. Conformément à l'article 6.3 du SOGL, les Etats membres peuvent rendre un avis sur la Proposition CBA LER à l'autorité de régulation.

29. Par lettre du 4 janvier 2019, la CREG a informé la ministre de la Proposition CBA LER.

30. La ministre n'a pas émis d'avis sur la Proposition CBA LER.

3. ANALYSE DE LA PROPOSITION

3.1. OBJECTIF DE LA PROPOSITION

31. Tous les GRT de la zone synchrone d'Europe continentale et du Nord de l'Europe doivent disposer de réserves de stabilisation de la fréquence (FCR) suffisantes pour stabiliser la fréquence du réseau à la suite d'un déséquilibre. Les FCR doivent être activées dans le cadre du processus de stabilisation de la fréquence et visent à stabiliser la fréquence du système après un déséquilibre. Les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités doivent, en état d'alerte, rester également disponibles pendant une période minimale à cette fin.

32. L'objectif de la Proposition CBA LER est que l'analyse des coûts et bénéfices destinée à évaluer la durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte puisse être évaluée objectivement. Cette analyse des coûts et bénéfices favorise la transparence et l'égalité des conditions de concurrence dans la participation de ces unités au marché.

3.2. DISCUSSION DE LA PROPOSITION

33. Les GRT proposent à l'article 4 de la Proposition CBA LER de fixer la durée en deux étapes :

34. Dans une première étape, on calcule la capacité FCR minimale nécessaire pour régler la fréquence vers un régime permanent en cas d'écart maximal de fréquence. Ce calcul est effectué au moyen d'une simulation Monte Carlo itérative et probabiliste avec les entrées suivantes :

- a. la probabilité de pannes d'éléments du réseau et d'unités de production, et l'impact correspondant sur la fréquence ;
- b. les écarts de fréquence résultant de déséquilibres induits par le marché. Ces écarts de fréquence sont fondés sur des données historiques, en tenant compte des mesures d'atténuation prévues à l'article 138 du SOGL ;
- c. une description statistique des écarts de fréquence prolongés qui se sont produits dans le passé.

35. La description statistique de chacune des 3 entrées évitera une double représentation d'une même influence sur la qualité de la fréquence sur plusieurs entrées.

36. La note explicative de la Proposition CBA LER précise que l'énergie activée par l'unité ou le groupe fournissant des FCR doté d'un réservoir limité et l'énergie résiduelle du réservoir est calculée à partir du moment où l'état d'alerte est atteint pendant la simulation.

37. Dans une deuxième étape, le coût de la réservation de la capacité FCR minimale requise calculée lors de la première étape est déterminé conformément à l'article 5 de la Proposition CBA LER. Pour la détermination du coût, les GRT se basent sur le coût des unités ou des groupes fournissant des FCR dotés d'un réservoir d'énergie limité et sur le prix du marché journalier dans la zone de dépôt des offres concernée.

38. Le coût des unités ou groupes existants fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités ne tient compte que des coûts d'exploitation de l'unité ou du groupe et des éventuels coûts d'opportunité résultant de la fourniture de FCR. Pour les nouvelles unités à installer, les coûts d'investissement sont pris en compte.

39. La CREG relève que la Proposition CBA LER ne simule pas le fonctionnement du marché pour les échanges de FCR entre zones RFP, mais utilise une courbe générique pour le coût de fourniture d'un volume minimum nécessaire de FCR. Il s'agit d'une approche simple mais actuellement justifiée car il n'existe pas de marché harmonisé en Europe continentale pour la fourniture de FCR, à l'exception de la coopération volontaire entre neuf GRT, dont Elia. La CREG accepte cette approche afin d'éviter que l'analyse des coûts et bénéfices ne devienne trop complexe. Une approche plus précise de la détermination des coûts pourra néanmoins s'avérer nécessaire à l'avenir.

40. La capacité FCR nécessaire dépend (i) de la période pendant laquelle les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités doivent rester disponibles, pendant l'état d'alerte, et (ii) de la part d'unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités qui seront épuisés après cette période. La simulation probabiliste et la détermination des coûts doivent donc être effectuées pour différentes combinaisons de ces deux éléments. Les périodes simulées sont de 15, 20, 25 et 30 minutes. La part d'unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités varie par palier de 10 %, entre 10 % et 100 %.

41. Les résultats de la simulation probabiliste et la détermination des coûts pour chacun des scénarios sont transmis à toutes les autorités de régulation nationales. En réponse à une question soulevée par Eurelectric lors de la consultation publique, les GRT précisent que toutes les hypothèses seront publiées en détail lors de la mise en œuvre de la proposition. Les hypothèses ont déjà été intégrées sous une forme moins détaillée dans l'article 9 de la Proposition CBA LER.

42. La CREG comprend que les hypothèses actuelles peuvent évoluer en fonction du marché et de la composition des unités ou groupes fournissant des FCR. La CREG est donc favorable à une transparence détaillée sur les hypothèses utilisées en cas de modification de celles-ci.

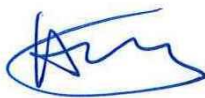
4. DÉCISION

Conformément aux articles 6.3, d), vi) du règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité, la CREG approuve, pour les raisons exposées dans la partie 3 de la présente décision, la Proposition CBA LER soumise par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, par lettre au porteur avec accusé de réception le 26 novembre 2018.

La Proposition CBA LER approuvée, soumise à la CREG le 26 novembre 2018, entre en vigueur le 20 avril 2019.

La mise en œuvre des modalités et conditions ou méthodologies approuvées par la CREG, telles qu'elles figurent dans la Proposition CBA LER du 26 novembre 2018 se fera conformément au calendrier de mise en œuvre proposé par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR.

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 de méthodologies, conditions et valeurs incluses dans les accords d'exploitation de zones synchrones concernant l'analyse des coûts et bénéfices destinée à évaluer la durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte – version française

ANNEXE 2

Proposition de méthodologies, conditions et valeurs incluses dans les accords d'exploitation de zones synchrones concernant l'analyse des coûts et bénéfiques destinée à évaluer la durée requise pour que les unités ou groupes fournissant des FCR dotés de réservoirs d'énergie limités restent disponibles en état d'alerte – version anglaise

ANNEXE 3

***Position paper* commun visant l'approbation de la Proposition CBA LER par toutes les autorités de régulation de la région**