

# Décision

(B)1605  
30 mars 2017

Décision sur la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement au 1er mai 2017 et entièrement au 1er juillet 2017

prise en application de l'article 159, §1, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci

Version non confidentielle

# TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION .....	3
1. Cadre légal.....	4
2. Analyse de la proposition .....	7
2.1. Remarques et réserves préliminaires.....	7
2.2. Eléments d’appréciation pris en considération.....	7
2.3. Consultation publique .....	9
2.4. Description des évolutions proposées .....	14
2.4.1. Sujet 1 – Définition du prix de référence du marché day ahead belge.....	15
2.4.2. Sujet 2 - Ouverture du marché de la réserve primaire aux nouvelles technologies .....	15
2.4.3. Sujet 3 - Ouverture de la puissance de réglage tertiaire non réservée aux unités techniques non-CIPU .....	17
2.5. Considérations complémentaires de la CREG .....	19
2.5.1. Extension du marché secondaire .....	19
3. Décision .....	20

# INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine dans cette décision, en application de l'article 159, §1, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le « règlement technique »), la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : ELIA) concernant l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

La CREG a reçu cette proposition d'ELIA par lettre datée du 22 décembre 2016. ELIA a joint à sa lettre plusieurs documents :

- 1) un document « Etude préparatoire à la mise en place du transfert d'énergie sur les marchés des réserves tertiaires et de la réserve stratégique »; il ne fait pas partie de la proposition.,
- 2) un document d'ELIA « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement au 1<sup>er</sup> mai 2017 et entièrement au 1<sup>er</sup> juillet 2017 »,
- 3) un document d'ELIA « Marktwerkingsregels voor de compensatie van de kwartuurevenwichten – Gedeeltelijke inwerkingtreding op 1 mei 2017 en volledige inwerkingtreding op 1 juli 2017 »,
- 4) ces deux mêmes documents dans une version incluant l'identification des adaptations par rapport à la proposition d'ELIA de règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires approuvée par la décision de la CREG (B)161013-CDC-1556 du 13 octobre 2016.
- 5) un ensemble de documents relatifs à des adaptations du contrat ARP ; ils ne font pas partie de la proposition.

La CREG a également reçu une deuxième lettre d'ELIA datée du 20 janvier 2017. ELIA a joint à sa lettre une nouvelle version des quatre documents cités dans les points 2) à 4) ci-dessus.

La CREG a enfin reçu une troisième lettre d'ELIA datée du 24 mars 2017 (ci-après « la troisième lettre d'ELIA »), dans laquelle ELIA apporte des précisions sur la période de transition pour la mise en œuvre des nouvelles règles relatives au réglage primaire et le contrôle d'activation des ressources de réglage primaire.

La proposition d'ELIA est constituée de la lettre d'ELIA du 22 décembre 2016, la lettre du 20 janvier 2017 et des quatre documents annexés à cette dernière lettre.

La présente décision comprend trois parties. La première partie synthétise le cadre légal. La deuxième partie reprend une analyse de la proposition et traite les réponses reçues à la consultation publique, et la troisième partie contient la décision proprement dite.

La lettre d'ELIA du 22 décembre 2016, la lettre d'ELIA du 20 janvier 2017 ainsi que les quatre documents annexés à cette dernière, et la troisième lettre d'ELIA sont joints en annexe à la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 30 mars 2017.

# 1. CADRE LÉGAL

1. L'article 37(6), b) de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE, dont le délai de transposition a expiré le 3 mars 2011, dispose comme suit :

*« les autorités de régulation se chargent de fixer ou d'approuver, suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir :*

*a) [...] ;*

*b) les conditions de la prestation de services d'ajustement, qui sont assurés de la manière la plus économique possible et qui fournissent aux utilisateurs du réseau des éléments d'incitation appropriés pour qu'ils équilibrent leur apport et leur consommation. Les services d'ajustement sont équitables et non discriminatoires et fondés sur des critères objectifs [...]»*

2. Selon l'article 11 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après, la « loi électricité »), le Roi établit, après avis de la CREG et en concertation avec le gestionnaire de réseau, un règlement technique pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci. Il résulte de cette disposition que le règlement technique définit notamment :

*« 1° les exigences techniques minimales pour le raccordement au réseau de transport d'installations de production, de réseaux de distribution, d'équipements de clients directement connectés, de circuits d'interconnexion et de lignes directes, délais de raccordement, ainsi que les modalités techniques permettant au gestionnaire du réseau d'avoir accès aux installations des utilisateurs et de prendre ou de faire prendre des mesures relatives à celles-ci lorsque la sécurité ou la fiabilité technique du réseau l'impose, ainsi que les délais de raccordement;*

*2° les règles opérationnelles auxquelles le gestionnaire du réseau est soumis dans sa gestion technique des flux d'électricité et dans les actions qu'il doit entreprendre en vue de remédier aux problèmes de congestion, aux désordres techniques et à la défaillance d'unités de production;*

*3° le cas échéant, la priorité à donner, dans la mesure du possible compte tenu de la sécurité d'approvisionnement nécessaire, aux installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables ou aux unités de cogénération;*

*4° les services auxiliaires que le gestionnaire du réseau doit mettre en place;*

*5° les informations à fournir par les utilisateurs du réseau au gestionnaire du réseau, en ce compris les données relatives au plan de développement;*

*6° les informations à fournir par le gestionnaire du réseau aux gestionnaires des autres réseaux électriques avec lesquels le réseau de transport est interconnecté, en vue d'assurer une exploitation sûre et efficace, un développement coordonné et l'interopérabilité du réseau interconnecté ;*

*7° les dispositions en matière d'information ou d'approbation préalable par la commission de règles opérationnelles, conditions générales, contrat-types, formulaires ou procédures applicables au gestionnaire du réseau et, le cas échéant, aux utilisateurs ».*

3. C'est en vertu de l'article 11 de la Loi Électricité qu'a été adopté l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

4. L'article 159, § 1er, du règlement technique stipule que, sur proposition du gestionnaire du réseau, la CREG approuve et le gestionnaire du réseau publie les règles de fonctionnement du marché destiné à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

5. L'article 2 du règlement technique prévoit que le gestionnaire du réseau exécute les tâches et obligations qui lui incombent en vertu de la loi électricité afin de maintenir et de développer les échanges d'électricité entre les différentes personnes connectées au réseau tout en surveillant, maintenant et, le cas échéant, en rétablissant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.

6. L'article 3, § 1er, du règlement technique, précise que le gestionnaire du réseau organise la gestion technique des flux d'électricité sur le réseau de transport et accomplit ses tâches afin de surveiller, maintenir et, le cas échéant, rétablir un équilibre permanent entre l'offre et la demande d'électricité à l'aide des moyens dont il dispose, conformément à l'article 8 de la loi électricité. Le gestionnaire du réseau veille à la compensation du déséquilibre global de la zone de réglage, résultant des déséquilibres individuels éventuels des différents responsables d'accès.

7. En vertu de l'article 8 du règlement technique, le gestionnaire de réseau doit s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau, les responsables d'accès, les fournisseurs de services auxiliaires, ou entre toute autre personne connectée d'une manière ou d'une autre au réseau dans le cadre de ses tâches et obligations, ou services prestés.

8. En vertu de l'article 157, § 2, du règlement technique, le gestionnaire du réseau surveille, maintient et, le cas échéant, rétablit à tout moment l'équilibre entre l'offre et la demande de la puissance électrique dans la zone de réglage, entre autres suite à d'éventuels déséquilibres individuels provoqués par les différents responsables d'accès. A cette fin, le gestionnaire du réseau active successivement pendant l'exploitation du réseau les moyens dont il dispose, notamment :

- le réglage primaire de la fréquence ;
- le réglage secondaire de l'équilibre de la zone de réglage ;
- la puissance mise à disposition par les producteurs conformément à l'article 159, § 2 du règlement technique ; et
- les adaptations aux programmes journaliers d'accès relatives à des charges offertes au gestionnaire du réseau par les responsables d'accès.

Le § 3 de ce même article ajoute que dans le cas où les modalités visées au § 2 ne permettent pas de rétablir un équilibre entre l'offre et la demande de puissance active dans la zone de réglage, le gestionnaire du réseau commande l'activation de la puissance de réserve tertiaire mise à sa disposition par des tiers, conformément aux dispositions visées au Chapitre XIII du Titre IV du règlement technique.

9. L'article 158 du règlement technique prévoit que le gestionnaire du réseau active les moyens dont il dispose conformément à l'article 157, § 2, notamment suivant le critère du prix le plus bas.

10. En vertu de l'article 159, § 2, du règlement technique, tous les producteurs dans la zone de réglage dont la puissance nominale pour l'accès au réseau est supérieure ou égale à 75 MW tiennent leur puissance disponible à disposition du gestionnaire du réseau conformément aux articles 222 et 223 de ce règlement. L'inscription pour cette puissance de réserve est accompagnée d'une offre de prix. Les producteurs dont la puissance nominale pour l'accès au réseau est inférieure à 75 MW, ainsi que les producteurs actifs dans une autre zone de réglage pour autant que les règles opérationnelles entre les zones de réglage concernées le permettent, peuvent également, selon les modalités objectives et transparentes définies par le gestionnaire du réseau, mettre à disposition leur puissance quart-horaire disponible.

11. Le chapitre XIII du Titre IV du règlement technique est relatif aux services auxiliaires.

L'article 233 du règlement technique prévoit que le gestionnaire du réseau évalue et détermine la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage. Il communique pour approbation à la commission sa méthode d'évaluation et le résultat de celle-ci.

L'article 243 du règlement technique précise dans son §1er que le gestionnaire du réseau achète la réserve de puissance pour réglage secondaire par procédure de mise en concurrence et/ou par appel d'offres. Le gestionnaire du réseau détermine les spécifications techniques concernant la disponibilité et la fourniture de cette puissance. Le §2 de cet article ajoute que le fournisseur de ce service active la puissance de réserve secondaire sur demande du gestionnaire du réseau.

Selon l'article 249, §1er, du règlement technique, le gestionnaire du réseau achète la réserve de puissance pour réglage tertiaire par procédure de mise en concurrence et/ou par appel d'offres. Le gestionnaire du réseau détermine les spécifications techniques concernant la disponibilité et la fourniture de cette puissance. Le §2 de cet article stipule que le fournisseur de ce service active la puissance de réserve tertiaire sur demande du gestionnaire du réseau.

Enfin, l'article 256 du règlement technique prévoit que le gestionnaire du réseau met en œuvre les moyens dont il dispose conformément au règlement technique, afin de limiter les écarts entre la puissance active effectivement échangée et la puissance active programmée avec les zones de réglage étrangères. Ces écarts sont également appelés déséquilibres quart-horaires.

12. En vertu de l'article 159, §4, du règlement technique, le gestionnaire du réseau publie, chaque jour au moins, les prix des déséquilibres de la veille.

L'article 244, §1er, du règlement technique précise que le gestionnaire du réseau détermine et publie conformément à l'article 26 les quantités nécessaires ainsi que les prescriptions techniques relatives à la disponibilité et la fourniture de puissance active pour le réglage secondaire.

L'article 250, §1er, du règlement technique ajoute que le gestionnaire du réseau détermine et publie conformément à l'article 26 les quantités nécessaires ainsi que les prescriptions techniques relatives à la disponibilité et la fourniture de puissance active pour le réglage tertiaire.

## **2. ANALYSE DE LA PROPOSITION**

### **2.1. REMARQUES ET RÉSERVES PRÉLIMINAIRES**

13. Conformément à ce qui a été rappelé sous le Titre I « Cadre légal », la CREG rappelle que les règles proposées par ELIA et approuvées par la CREG, aussi bien dans la décision sur les volumes de réserve pour 2017 que dans la présente décision, ne sont plus négociables, ni modifiables par une autre autorité administrative, dès lors qu'elles ont fait l'objet d'une décision de la CREG.

14. La présente décision ne porte, conformément à l'article 159, §1, du règlement technique, que sur la proposition de règles de fonctionnement du marché destiné à la compensation des déséquilibres quart-horaires mentionnée dans l'introduction, et plus particulièrement sur les adaptations proposées par ELIA à la précédente proposition sur laquelle a porté la décision (B)161013-CDC-1556 de la CREG du 13 octobre 2016. Il ne constitue en aucune manière une approbation explicite ou implicite des contrats référencés dans la proposition d'ELIA. ELIA mettra si nécessaire ces contrats en conformité avec les règles du marché contenues dans la présente décision.

De même, la présente décision ne se prononce pas sur les aspects tarifaires.

Enfin, afin d'éviter les doubles décisions sur un même élément proposé à son approbation, la CREG a accepté qu'ELIA transfère dans sa proposition de modification du contrat de responsable d'accès, également soumise règlementairement à l'approbation de la CREG, tout ce qui concerne la (non-) correction du périmètre d'équilibre des ARP suite aux activations des puissances de réserve. Cela nécessitera cependant qu'elle soit particulièrement attentive à assurer une cohérence entre les deux propositions d'ELIA, notamment en termes de calendrier des processus d'approbation de celles-ci.

### **2.2. ÉLÉMENTS D'APPRÉCIATION PRIS EN CONSIDÉRATION**

15. Sur la base des textes légaux présentés sous le titre I, un certain nombre d'éléments d'appréciation ont été pris en considération pour élaborer la présente décision. Ces éléments d'appréciation sont analysés ci-après.

16. Le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires est un outil important entre les mains du gestionnaire de réseau pour assurer l'équilibre de la zone de réglage belge. Le réglage de l'équilibre des zones de réglage représente au niveau de l'ENSTO-E un maillon important de la sécurité de l'ensemble du réseau électrique de l'Europe continentale. Il est donc de première importance que le mécanisme de compensation des déséquilibres de la zone de réglage fournisse au gestionnaire de réseau les moyens de maintenir et, le cas échéant, de rétablir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.

17. Le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires constitue un élément important pour le fonctionnement du marché belge de l'électricité. Il est donc essentiel de prendre en compte la structure et l'architecture du marché auquel il s'adresse. Il convient dès lors de tenir compte des éléments suivants :

- le nombre de producteurs locaux susceptibles d'offrir les services de compensation des déséquilibres quart-horaires est limité,
- la flexibilité issue des ressources de demande prend une part de plus en plus importante dans la fourniture des services de compensation des déséquilibres quart-horaires,

- pour attirer de nouveaux acteurs capables d'offrir au marché belge des services associés à la compensation des déséquilibres quart-horaires, il convient de trouver un équilibre entre une rémunération raisonnable de ces services et une régulation des offres nécessaire vu la concurrence qui reste limitée pour certains produits.

18. Ainsi, il est important que le mécanisme soit suffisamment flexible pour permettre une participation du plus grand nombre possible d'acteurs du marché de la fourniture des services destinés à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Dans cette optique, la structure du mécanisme ne doit pas fermer la porte à des évolutions futures permettant d'aller dans ce sens.

19. De plus, afin d'assurer un traitement le plus égal possible entre les différentes ressources, il est important que le mécanisme soit le plus neutre possible d'un point de vue technologique.

20. Par ailleurs, il est également nécessaire que le mécanisme offre une transparence adéquate au niveau des offres et de leur activation. Cette transparence apporte une visibilité appréciable en termes d'information aux acteurs du marché sur les offres relatives à la compensation des déséquilibres quart-horaires et contribue ainsi à décourager les comportements potentiellement abusifs.

Il est de plus important que le mécanisme donne aux producteurs désireux de participer à la fourniture de services pour la compensation des déséquilibres quart-horaires des signaux clairs sur les coûts et les revenus qu'ils peuvent escompter de leur participation à ces services.

21. De plus, le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires et le tarif associé doivent viser une minimisation du coût de la compensation des déséquilibres quart-horaires pour les ARP, tout en donnant à ceux-ci les signaux de prix adéquats dans les moments critiques.

22. Enfin, il est primordial que le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires ne constitue pas un obstacle à la création d'un marché régional européen. L'intégration des marchés nationaux est en effet indispensable si l'on veut développer de la concurrence au niveau national. Il est donc important que le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires puisse être intégré sans trop de difficultés avec ceux des pays proches.



## 2.3. CONSULTATION PUBLIQUE

23. La présente décision a été adoptée sous forme de projet lors de la réunion du Comité de direction de la CREG du 26 janvier 2017.

Conformément à son Règlement d'Ordre Intérieur, la CREG a soumis le projet de décision, accompagné de tous les documents utiles, à une consultation publique qui s'est tenue entre le 30 janvier et le 27 février 2017.

24. La CREG a réceptionné trois réponses non confidentielles, adressées respectivement le 21 février 2017 par Anode et le 27 février 2017 par EDF Luminus et par la FEBEG, \*\*\* confidentiel \*\*\*.

La CREG prend bonne note des réponses à la consultation. La suite de la présente section s'attachera à répondre aux éléments de réponse ayant directement trait aux évolutions proposées par ELIA dans sa proposition soumise à l'approbation de la CREG.

25. Ainsi par exemple, toute référence à des documents autres que le document soumis à l'approbation de la CREG ne sera pas examinée dans ce cadre, même si la CREG en prend bonne note.

26. Dans sa réponse, **Anode** plaide pour abandonner la distinction faite entre ressources de réglage primaire avec énergie limitée et ressources de réglage primaire sans énergie limitée, en argumentant que cela constitue une discrimination basée sur la technologie et affirmant que la tendance internationale actuelle, et particulièrement la tendance européenne, est à l'abandon de cette distinction.

Anode affirme également que si une telle distinction devait quand même être faite, celle reprise dans le paragraphe 5.2.6 de la proposition ne semble pas logique dans la mesure où tous les tests coûtent de l'argent, pour toutes les technologies, et sont superflus dans la mesure où le fonctionnement du réglage primaire peut être déduit des résultats au jour le jour, même sans test. Anode suggère de traiter les scénarios extrêmes sur la base d'un soutien technique et de procéder au contrôle via un audit, ce qui conduit au coût sociétal le plus bas.

Enfin Anode demande que le nombre maximum de tests soit le même dans les deux types de technologies, (soit 1, soit 3), ou de renverser ce nombre (1 pour les technologies avec énergie limitée et 3 pour les technologies dans énergie limitée), de manière à plus limiter le coût des tests pour chaque type de technologie.

27. La CREG observe qu'au niveau européen, le futur code de réseau « *System Operations* », non encore publié officiellement, introduit le concept de réservoirs à énergie limitée, et la possibilité de recourir à certains traitements particuliers pour ces technologies. Par ailleurs, l'objectif des tests pour Elia est de s'assurer que les *FCR providing groups*<sup>1</sup> sont bien capables de rendre le service, et la conception des tests est adaptée au risque inhérent à chaque type de technologie dans ce domaine ; ainsi, il y a plus de risque de rencontrer des cas où le service ne peut pas être rendu avec des *FCR providing groups* incluant des ressources à énergie limitée qu'avec des centrales de production classiques telles les TGV. Enfin, le regroupement de ressources différentes au sein de *FCR providing groups* rend quasi impossible de vérifier systématiquement la capacité des *FCR providing groups* à rendre le service. Enfin, le nombre de 3 (tout comme le nombre de 1) ne représente pas une obligation de procéder systématiquement à 3 tests (respectivement 1 test) mais une possibilité de le faire. Le

---

<sup>1</sup> Voir section 2.4.2 ci-dessous.

nombre de 3 devrait laisser à Elia la possibilité de toujours pouvoir faire un test supplémentaire de manière à décourager certains comportements stratégiques dans la manière de rendre le service.

28. Pour ce qui concerne le calcul des pénalités, Anode plaide pour un calcul par *FCR providing group* plutôt que basé sur tout le volume de réglage primaire contracté.

29. La CREG observe qu'Elia a introduit le principe d'échantillonnage aléatoire pour son contrôle de l'activation, et l'étend maintenant au contrôle de la disponibilité. Par ailleurs, ELIA a confirmé dans sa troisième lettre qu'un test d'activation est réalisé à partir de tous les *FCR providing groups* nommés pour le(s) type(s) de service de réglage primaire concerné(s) par la variation de fréquence analysée. Afin de maintenir l'incitant financier à respecter la définition et les caractéristiques du produit, Elia calcule les pénalités sur la base de la rémunération du(des) type(s) de produit concerné(s) par le test.

30. Enfin, Anode remet également en cause la manière dont la fourniture de puissance de réserve tertiaire non réservée a été ouverte aux unités non-CIPU, et en particulier les restrictions sur les acteurs ayant la possibilité d'y participer.

31. La CREG estime que ces dispositions sont transitoires et permettent déjà une certaine ouverture, en attendant que le législateur adapte la loi électricité en matière de participation de la demande. Lorsque la loi aura été adaptée, la participation à ce service sera élargie à l'ensemble des ressources non-CIPU.

32. Etant donné ces considérations, la CREG est d'avis qu'il ne faut pas modifier la proposition d'Elia dans le sens des demandes d'Anode.

33. Dans sa réponse, la **Febeg** que l'ordre d'appel actuel pour l'activation des services auxiliaires ne fournit pas le signal de prix correct.

34. La CREG reconnaît l'argument de la Febeg. Elle constate que les éléments mis en évidence par celle-ci proviennent de deux causes :

- d'une part, le règlement technique qui impose un ordre d'activation dont on ne peut s'écarter ; tant que le règlement technique n'est pas adapté en cette matière, les offres libres de puissance de réserve tertiaire devront être activées avant les offres de puissance de réserve tertiaire contractuelle ;
- d'autre part, tant que la loi électricité n'aura pas été adaptée en matière de participation de la demande, ELIA continuera à appliquer la solution temporaire actuellement mise en œuvre et qui a fait l'objet de la décision 1556 de la CREG, qui revient à activer les offres de R3 standard avant les offres de R3 flex, et dans chacun de ces types de réserves, les ressources CIPU avant les ressources non-CIPU ; lorsque la loi aura été adaptée, un prix d'activation pourra être défini pour l'activation des réserves non-CIPU, que ce soit pour les offres libres ou les offres contractuelles, et un ordre d'appel économique basé sur les prix d'activation pourra être introduit pour l'ensemble des activations de puissance de réserve tertiaire.

35. La Febeg demande également de modifier le texte de la proposition concernant l'entrée en vigueur et la durée des nouvelles règles proposées, de manière à y introduire explicitement, pour la réserve primaire, la notion de période de transition pour les ressources actuellement déjà pré-qualifiées.

36. La CREG est d'accord avec cette demande. Dans la troisième lettre d'ELIA, celle-ci s'engage à mentionner explicitement cette période de transition dans la prochaine version des contrats de service de réglage primaire CIPU et non CIPU, dont la date d'entrée en vigueur est prévue pour le 13 avril 2017. Elle demande par ailleurs à ELIA d'ajouter la même mention dans la prochaine version de la proposition relative aux règles du marché de la compensation des déséquilibres quart-horaires si la période de transition n'est pas encore terminée au moment de l'envoi de cette proposition à la CREG.

37. En matière de réglage primaire, la Febeg plaide également pour le maintien du paramètre alpha dans le calcul des pénalités pour les petits écarts, comme c'est le cas actuellement. Elle argumente que la présence du paramètre alpha dans le calcul conduit à des pénalités plus faibles, même pour un petit écart.

38. Renseignement pris auprès d'ELIA, il apparaît que l'évolution du design des produits de réglage primaire est conçue comme un ensemble d'éléments qui se complètent. Parmi ceux-ci, la suppression du paramètre alpha de la formule de calcul des pénalités et la méthode de calcul de la *baseline*. La suppression du paramètre alpha a tendance à améliorer la situation pour les grands écarts, et à la dégrader légèrement pour les petits écarts. Par ailleurs, l'analyse des écarts de fréquence sélectionnés ne prend en compte que les *FCR providing groups* et les types de services concernés par l'écart de fréquence analysé, ce qui filtre certains éléments qui biaisaient l'évaluation des écarts. De plus, ELIA propose une amélioration dans la méthode de calcul de la *baseline*, harmonisée à partir des options applicables précédemment en sélectionnant celle qui est la plus favorable au fournisseur. La CREG estime que l'ensemble de ces éléments conduit à une évaluation plus juste des écarts donnant lieu à des pénalités, pénalités qui restent nécessaires pour inciter les fournisseurs à rendre le service de manière conforme aux spécifications contractuelles.

39. La CREG est donc d'avis que la proposition d'ELIA constitue une amélioration globale du *design* des produits relatifs au réglage primaire et qu'il ne convient pas de tenir compte de la remarque de la Febeg.

40. Enfin, la Febeg souligne que le système de pénalités pour le réglage primaire proposé par Elia n'est pas juste dans sa limitation des pénalités au revenu mensuel, car cela n'a pas le même impact pour un acteur qui gagne une seule enchère<sup>2</sup> sur le mois que pour celui qui gagne chaque enchère du mois. Elle plaide donc pour une limitation des pénalités pour le réglage primaire au revenu perçu par période hebdomadaire plutôt que mensuelle.

41. La CREG estime que l'extension au contrôle de disponibilité du système d'échantillonnage déjà introduit précédemment par ELIA demande de maintenir un incitant financier important conduisant le fournisseur du service à respecter ses engagements contractuels. De manière à limiter dans ce cadre le nombre de tests réalisés, et donc l'impact sur le fournisseur du service, ELIA a préféré introduire une limitation calculée sur la base du revenu mensuel, plutôt que du revenu hebdomadaire.

42. Vu l'analyse qui précède, la CREG est d'avis qu'il ne faut pas modifier la proposition d'Elia dans le sens des demandes de la Febeg.

43. Dans sa réponse, **EDF Luminus** a introduit quelques demandes s'ajoutant à celles de la Febeg dans le cadre de la consultation.

EDF Luminus avance que ses centrales participent déjà depuis plusieurs années de manière fiable au service de réglage primaire et que l'échange continu d'informations actuellement prévu dans le contrat CIPU, la puissance maximale et le point de fonctionnement de l'unité donnent une indication précise et fiable sur les possibilités de livrer le service.

44. La CREG constate qu'afin de mieux vérifier dans quelle mesure le service est rendu correctement, Elia met en œuvre un nouveau système de contrôle et de pénalités pour le réglage primaire et qu'au-delà des spécificités inhérentes aux limitations en énergie, ce nouveau système doit s'appliquer à toutes les ressources et à tous les fournisseurs du service.

45. De plus EDF Luminus met en avant le risque pour le matériel et le personnel engendré par le test imposant de parcourir toute la bande de réglage (du réglage maximum à la hausse au réglage

---

<sup>2</sup> Pour rappel, les enchères sont actuellement hebdomadaires.

maximum à la baisse) en une minute, indépendamment du réglage continu de la fréquence. EDF Luminus affirme que la variation de fréquence correspondante n'arrive jamais dans la pratique.

46. La CREG remarque que le passage d'une activation à la hausse à une activation à la baisse est courant dans le réglage primaire en exploitation, et le test de capacité reproduit simplement ces variations de la fréquence. De plus, ELIA a conçu ses tests de manière à laisser au fournisseur un temps double (deux minutes) de celui qui conduit à la rampe contractuelle maximale (30 secondes de l'activation maximale à la hausse à zéro et trente autres secondes de zéro à la puissance maximale à la baisse), ce qui a pour effet de diminuer la sollicitation des équipements et diminue sensiblement le risque. Dans cette mesure, la CREG estime que la contrainte maximale de sollicitation de l'équipement n'est pas reproduite et ne peut dès lors pas donner suite à l'argumentation d'EDF Luminus.

47. EDF Luminus met également en avant un autre risque lié à l'injection directe d'un signal dans l'équipement de régulation et de gestion de la machine par une partie tierce lors des tests. Elle pose en outre la question des responsabilités en cas de dommage.

48. Renseignement pris auprès d'ELIA, il apparaît qu'ELIA ne demande seulement de pouvoir envoyer le signal visé au centre de contrôle<sup>3</sup> du fournisseur du service et non à la machine elle-même. Cette manière de procéder est similaire à ce qui est fait en réglage secondaire. Ainsi, il est difficile de soutenir qu'un signal est envoyé directement à une unité de production par une partie tierce lors des tests.

49. Enfin, EDF Luminus considère que les évolutions ne sont nécessaires que pour les nouvelles technologies comme les batteries, mais que par les investissements qu'ils nécessitent et les risques qu'ils engendrent pour les installations d'EDF Luminus, ces tests ne sont pas technologiquement neutres. Elle demande que les centrales sous contrat CIPU sont exemptées de ces tests de capacité.

50. La CREG considère qu'en dehors des spécificités liées aux limitations en énergie, les tests s'appliquent de la même manière à tous les fournisseurs et à toutes les technologies. Ainsi, les tests sont appliqués de la même manière, indépendamment des technologies respectives, à toutes les ressources qui ne sont pas limitées en énergie, à condition qu'elles soient reprises dans des *FCR providing groups* sans limitation en énergie.

51. Vu l'analyse faite ci-dessus des demandes et des arguments d'EDF Luminus, la CREG estime qu'il n'est pas nécessaire de modifier la proposition d'ELIA.

52. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

53. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

54. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

---

<sup>3</sup> Dispatching.

55. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

56. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

57. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

58. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

59. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

60. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

61. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

62. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

63. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

64. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

65. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

66. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

67. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

68. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

69. \*\*\* Confidentiel \*\*\*

## **2.4. DESCRIPTION DES ÉVOLUTIONS PROPOSÉES**

70. Outre quelques adaptations au niveau des définitions et quelques autres plus formelles, les évolutions proposées par ELIA portent principalement sur les sujets suivants :

- 1) l'adaptation de la définition du prix de référence du marché day-ahead belge,
- 2) l'ouverture du marché de la réserve primaire aux nouvelles technologies, y compris la mise en place de nouveaux mécanismes de contrôle de disponibilité et l'harmonisation du contrôle d'activation applicable aux unités techniques CIPU et non-CIPU,
- 3) l'ouverture de la puissance de réglage tertiaire non réservée aux unités techniques non-CIPU.

Les évolutions proposées dans le deuxième point sont destinées à entrer en vigueur le 1er mai 2017 et celles proposées dans le troisième point sont destinées à entrer en vigueur le 1er juillet 2017.

71. Etant donné que la base des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires qui sont actuellement d'application ont été approuvées par des décisions précédentes de la CREG, la présente analyse se concentre sur les évolutions de ces règles sur les sujets cités ci-dessus.

#### **2.4.1. Sujet 1 – Définition du prix de référence du marché day ahead belge**

72. Les adaptations proposées par Elia concernent l'adaptation de la définition du prix de référence du marché day ahead belge pour tenir compte de l'introduction de la notion de NEMO par le règlement CACM.

73. Une première adaptation concerne l'introduction de la définition d'un NEMO dans la proposition.

74. La CREG constate que cette définition est la même que celle le règlement européen CACM<sup>4</sup>.

75. Une seconde adaptation est celle concernant la définition elle-même du prix de référence du marché day ahead belge.

76. La CREG constate que cette définition est conforme à la décision 1575 de la CREG<sup>5</sup>.

77. Dès lors, la CREG estime que les adaptations relatives à la définition du prix de référence du marché day ahead belge résultent d'éléments relatifs à des points déjà décidés dans d'autres actes. Elle n'a donc pas à les approuver dans le cadre de la présente décision. De plus, leur date d'entrée en vigueur est définie dans ces mêmes documents.

#### **2.4.2. Sujet 2 - Ouverture du marché de la réserve primaire aux nouvelles technologies**

78. Suite à l'émergence de nouvelles technologies, et notamment de certaines technologies de stockage, ELIA a été amenée à redéfinir les règles relatives aux offres de puissance de réglage primaire. Cela fait sentir ses effets aussi pour la réservation des puissances que pour l'activation des ressources contractées.

79. ELIA introduit la notion de « *FCR providing group* » de manière à pouvoir agréger des ressources en une ressource équivalente de plus grande taille, et par exemple de constituer un groupe d'une capacité de plusieurs MW en agrégeant des ressources d'une taille inférieure à 1 MW, ou de pouvoir reconstituer un produit symétrique à partir de ressources dont certaines ne fournissent qu'un service asymétrique.

De plus, afin de pouvoir prendre en compte les ressources de stockage tout en se conformant aux règles européennes, ELIA a défini la notion de « *FCR providing group* à énergie limitée ».

80. La CREG estime que la notion de « *FCR providing group* » est particulièrement utile pour pouvoir prendre en compte le potentiel de participation au service à partir de ressources de plus petite taille, ou de pouvoir introduire des offres pour un produit au standard européen à partir de ressources agrégées ne pouvant pas rendre individuellement un service conforme à ce produit. Elle est également d'avis que la notion de « *FCR providing group* à énergie limitée » permet de prendre en compte les ressources de stockage tout en se conformant à l'esprit des règles européennes, en particulier la notion de « *reserve providing group* » introduite dans les lignes directrices « *system operation* »<sup>6</sup>.

---

<sup>4</sup> Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion, article 2, définition 23.

<sup>5</sup> Décision (B)1575 du 22 décembre 2016 concernant la proposition de la SA Elia System Operator de modalités applicables à plusieurs NEMO (MNA) dans la zone d'enchères belge.

<sup>6</sup> « *Guidelines system operation* ».

81. Pour ce qui concerne la réservation des puissances, plusieurs évolutions sont proposées :

- 1) la possibilité de mettre à jour en intraday les informations relatives aux puissances mises à la disposition d'ELIA et transmises par le fournisseur en jour J-1,
- 2) une redéfinition des contrôles effectués par ELIA ; il y a désormais des tests de capacité, de courte durée, destinés à s'assurer que le « *FCR providing group* » est capable de fournir toute la puissance nominée, et des tests d'énergie, d'une durée minimale déterminée, destinés à s'assurer que le « *FCR providing group* » est capable de fournir la capacité nominée pendant au moins 25 minutes ; ELIA a défini pour chaque type de test le nombre maximum de fois qu'ELIA a le droit d'activer un tel test (en nombre de fois par période de livraison pour chaque type de service contracté pour le test de capacité et en nombre de fois par an pour chaque direction et chaque type de service contracté pour le test d'énergie, plus exigeant que le test de capacité en termes d'énergie activée) ; pour chaque test sur un « *FCR providing group* », ELIA vérifie que la réaction mesurée sur chaque point de livraison faisant partie de ce « *FCR providing group* » correspond au volume de l'obligation de réserve primaire communiqué par le fournisseur à ELIA.
- 3) une redéfinition des pénalités financières appliquées en cas de non-conformité des résultats des contrôles ; la pénalité est fonction de 3 facteurs :
  - le prix moyen de réservation des offres sélectionnées du fournisseur sur la période de facturation pour les types de service de réglage primaire concernés par le test,
  - le taux d'échec qui est défini différemment pour le test de capacité et le test d'énergie,
  - le nombre d'heures de la période de facturation concernée.

ELIA a prévu une pénalité additionnelle sur le résultat combiné de plusieurs tests successifs, et notamment si la réaction mesurée est systématiquement inférieure à la puissance minimale requise. Dans ce cas, ELIA réduira pour les enchères suivantes le volume maximal que le fournisseur pourra offrir pour ce type de service.

Le montant des pénalités appliquées à un fournisseur est plafonné aux revenus totaux du fournisseur sur la période de facturation pour ce qui concerne le service.

82. La CREG estime que le nouveau système proposé présente l'avantage d'être plus neutre technologiquement, avec une exception pour les ressources connaissant des limitations en énergie. Il ne fait en outre plus la distinction entre ressources CIPU et ressources non-CIPU. De cette manière, ELIA rencontre la demande de la CREG de s'orienter vers des produits plus neutres technologiquement. De plus, la CREG estime que la distinction entre test de capacité et test d'énergie permet de réduire au maximum, pour les ressources qui par nature ne sont pas limitées en énergie, les tests les plus contraignants.

83. Pour ce qui concerne l'activation des puissances, ELIA propose un nouveau système de pénalités. Les contrôles vérifient si le volume activé correspond aux conditions contractuelles. Le résultat d'un contrôle mettant en évidence un manque de volume activé s'exprime par un coefficient  $\alpha$  représentant le taux de volume manquant : la pénalité appliquée est égale à 10% de la rémunération du fournisseur sur la période de facturation pour un taux inférieur à 30%, et à 20% de cette rémunération pour un taux supérieur à 30%.

Le montant total des pénalités appliquées à un fournisseur est limité comme décrit au paragraphe 81 ci-dessus.

84. La CREG constate que le nouveau système de pénalités proposé est simple dans son principe, respecte la neutralité technologique et reste proportionné au niveau du manquement constaté.



85. Au vu des éléments mis en évidence précédemment, la CREG estime que la partie de cette proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

### **2.4.3. Sujet 3 - Ouverture de la puissance de réglage tertiaire non réservée aux unités techniques non-CIPU**

86. Après avoir ouvert la puissance de réglage tertiaire réservée aux unités techniques non-CIPU lors de sa précédente proposition d'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires<sup>7</sup>, ELIA propose d'élargir cette ouverture à la puissance de réserve tertiaire non réservée.

87. Dans la mesure où il s'agit de puissance non réservée, seuls les aspects d'activation sont examinés. Il convient cependant de prendre en compte l'impact sur la réservation des unités techniques non-CIPU pour celles qui participent en même temps aux puissances de réglage tertiaire réservées et non réservées. Dans ce but, ELIA fait une proposition pour ce qui concerne le contrôle de disponibilité de la puissance de réserve tertiaire réservée sur les unités non-CIPU. Elle consiste, lors du contrôle mensuel ex-post, de retirer de la puissance mesurée non seulement le prélèvement net minimum nécessaire au fonctionnement du site, mais également la partie non activée de la puissance de réglage tertiaire non réservée des unités techniques non CIPU offerte à la hausse (partie non activée des *free incremental bids* des unités techniques non-CIPU).

88. La CREG estime que cette manière de procéder permet effectivement de contrôler la mise à disposition de la puissance de réglage tertiaire réservée sur les unités techniques non-CIPU, tout en permettant aux fournisseurs d'offrir simultanément de la puissance de réglage tertiaire réservée et non réservée sur un même site, ce qui contribue à permettre la mise à disposition de l'ensemble des ressources effectivement disponibles.

89. La possibilité de remettre des offres d'activation de R3 non réservée via des unités techniques non CIPU est limitée à deux cas :

- celui où le fournisseur de puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques non-CIPU est son propre ARP et est lui-même l'ARP et le fournisseur d'électricité de tous les points de livraison concernés par l'offre de puissance,
- celui où dispose d'un accord avec les différentes parties concernées, c'est-à-dire avec son propre ARP ainsi qu'avec le(s) fournisseur(s) d'électricité et les ARP de tous les points de livraison concernés par l'offre de puissance.

90. La CREG estime que malgré les efforts d'ELIA pour définir des produits de R3 plus neutres technologiquement, il n'est actuellement pas possible de les traiter tous de la même manière, tant que des adaptations législatives régissant le transfert d'énergie n'ont pas été adoptées. Dès lors, la limitation ci-dessus permet un premier élargissement de ce produit du côté des ressources non-CIPU, ce qui est favorable à la liquidité du marché.

91. Les conditions relatives aux offres pour les unités techniques non-CIPU sont inspirées de celles définies pour les unités techniques CIPU, avec quelques différences. Ainsi :

- il n'y a aucune obligation de remettre offre en J-1,
- le volume offert doit être explicitement mentionné comme un multiple de 0,1 MW et sa valeur minimum est fixée à 1 MW,

---

<sup>7</sup> Voir la décision (B)161013-CDC-1556 de la CREG du 13 octobre 2016 et la proposition d'ELIA sur laquelle elle porte.

- la définition de l'offre doit spécifier la liste des points de livraison qui seront activés.

La CREG estime que ces différences reflètent la manière actuelle dont les ressources CIPU et non-CIPU sont modélisées, ainsi que les différences dans les caractéristiques spécifiques des produits CIPU et non-CIPU, tout en permettant aux ressources non-CIPU de participer aux offres de R3 non réservée.

92. ELIA a instauré un contrôle d'activation consistant à comparer le volume effectivement activé par le fournisseur à celui demandé par Elia, en tenant compte de différents facteurs comme le temps d'activation admis et une fourchette raisonnable admise pour l'écart entre ces volumes. Le volume réellement activé par le fournisseur est calculé comme la différence entre la puissance mesurée et la puissance de référence, puissance moyenne mesurée durant le quart d'heure précédant celui de la demande d'activation. Le but des contrôles est de s'assurer que le volume demandé a été effectivement fourni. Un fournisseur qui, de manière systématique, ne respecte pas la fourchette admise, verra sa participation au réglage tertiaire non réservé via des unités non-CIPU suspendue.

93. La CREG estime effectivement nécessaire de vérifier que le service demandé a bien été rendu et constate que les contrôles et pénalités décrits ci-dessus contribuent à atteindre cet objectif.

94. En matière de transparence, ELIA propose également d'adapter les publications sur son site en matière d'informations relatives à l'offre de puissance de réglage.

95. La CREG estime que la proposition d'ELIA est cohérente avec la nouvelle ouverture de la R3 non contractuelle et avec les informations déjà publiées actuellement sur son site.

96. Au vu des éléments mis en évidence précédemment, la CREG estime que la partie de cette proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

## **2.5. CONSIDÉRATIONS COMPLÉMENTAIRES DE LA CREG**

### **2.5.1. Extension du marché secondaire**

97. Dans l'optique de la mise en place d'un level playing field entre les offres de puissance de réglage basées sur des ressources de production et celles basées sur des ressources de demande, la CREG encourage ELIA à étendre l'application du marché secondaire des puissances de réglage primaire, secondaire et tertiaire aux ressources de production non CIPU, aux ressources issues de la demande et aux ressources de stockage.

De même, elle demande à ELIA d'étudier une extension du marché secondaire à l'intraday qui ne soit plus limitée au cas des ressources tombant en panne. Dans cette optique, la CREG demande à ELIA de lui fournir pour le 31 mars 2017 un rapport motivé analysant les avantages et les inconvénients d'une telle extension.

98. La CREG demande dès lors qu'après la remise de ce rapport, ELIA adapte ses futures propositions en conséquence, avec mise en place le cas échéant au plus tard le 1er janvier 2018.

Cette demande de la CREG a déjà été formulée dans les décisions 1525 et 1556 de la CREG, mais elle reste d'actualité.

### 3. DÉCISION

Vu l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, notamment l'article 159, § 1er.

Vu la proposition « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement au 1<sup>er</sup> mai 2017 et entièrement au 1<sup>er</sup> juillet 2017 », transmise par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR par les lettres du 22 décembre 2016 et du 20 janvier 2017.

Vu la lettre de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR du 24 mars 2017.

Vu la consultation organisée par la CREG entre le 30 janvier et le 27 février 2017 à propos de son projet de décision.

Considérant l'analyse des réponses à la consultation, reprise au titre 2.3 de la présente décision.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour entrée en vigueur partiellement au 1<sup>er</sup> mai 2017 et entièrement au 1<sup>er</sup> juillet 2017.

Considérant que la proposition respecte les prescrits des articles pertinents du règlement technique de 2002 repris sous le titre I de la présente décision et répond aux éléments d'appréciation développés sous le titre 2.2. de la présente décision.

Considérant l'analyse particulière réalisée sous le titre 2.4 de la présente décision.

La CREG décide d'approuver la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article 159, § 1er, du règlement technique.

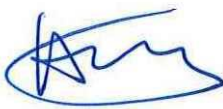
Elle attire cependant l'attention d'ELIA sur les « considérations complémentaires » mentionnées sous le titre 2.5 de la présente décision, ainsi que sur les demandes qu'elle a formulées dans les paragraphes 36, 63 et 66 de la présente décision.

La CREG confirme également à la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR la nécessité de mettre en conformité avec les règles du marché contenues dans la présente décision les contrats qui sont liés à la compensation des déséquilibres quart-horaires, comme celle-ci l'a mentionné dans le préambule de sa proposition.

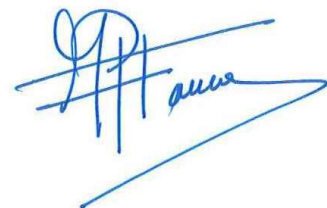
Par ailleurs, la CREG se réserve le droit de formuler à tout moment des remarques supplémentaires, le cas échéant dans une décision ultérieure.

\*\*\*

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



Andreas TIREZ  
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER  
Présidente du Comité de direction