

# Décision

(B)1632  
6 juillet 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 suite à la décision de la CREG B(xxxx) du xx/xx/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

## 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 .....	10
2.4.1. Sujet 1 – Conditions générales pour la participation au réglage de l’équilibre de la zone de réglage belge .....	10
2.4.2. Sujet 2 - Introduction de deux périodes de transition pour la réserve primaire .....	11
2.4.3. Sujet 3 - Précisions relatives au contrôle d’activation de la réserve primaire .....	12
3. Décision .....	13

# 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 9 mai 2017. ELIA a joint à sa lettre plusieurs documents :

- 1) un document « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur suite à la décision de la CREG B(xxxx) du xx/xx/2017 »,
- 2) un document « Marktwerkingsregels voor de compensatie van de kwartuurevenwichten – Gedeeltelijke inwerkingtreding volgend op de beslissing van de CREG B(xxxx) van xx/xx/2017 »,
- 3) 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)1605 du 30 mars 2017.

La proposition d'ELIA est constituée de la lettre d'ELIA du 9 mai 2017 et des quatre documents annexés à cette 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 9 mai 2017 ainsi que les quatre documents annexés à celle-ci sont joints en annexe à la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 6 juillet 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)1605 de la CREG du 30 mars 2017. Elle 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 18 mai 2017.

24. Conformément à son Règlement d'Ordre Intérieur, la CREG a soumis la présente décision, accompagné de tous les documents utiles, à une consultation publique qui s'est tenue entre le 24 mai et le 14 juin 2017.

25. La CREG a réceptionné deux réponses non confidentielles, adressées le 14 juin 2017 par Febeliec et la Febeg.

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.

26. Dans sa réponse, **Febeliec** demande qu'à l'avenir, la CREG laisse plus de trois semaines pour répondre à la consultation, argumentant que les discussions internes sont un défi dans des périodes aussi courtes pour des sujets aussi importants.

27. La CREG prend bonne note de cette demande de Febeliec et fera tout le possible à l'avenir pour laisser plus de temps pour répondre à la consultation.

28. Febeliec insiste ensuite pour ne pas accepter la proposition d'ELIA suscitée par la CREG d'exclure des produits de balancing<sup>1</sup> les points de fourniture<sup>2</sup> sous contrat de réserve stratégique, argumentant que certains processus industriels peuvent comporter des parties ayant des caractéristiques qui se prêtent mieux à la participation à la réserve stratégique, alors que les caractéristiques d'autres parties destinent plutôt celles-ci à participer aux produits de balancing et que ces deux réactions peuvent être séparées l'une de l'autre sans créer de recouvrement entre elles. De plus, Febeliec s'élève contre le fait qu'interdire la participation aux produits de la compensation des déséquilibres quart-horaires aux unités techniques non-CIPU sous contrat de réserve stratégique soit une amélioration du *level playing field* entre ressources CIPU et non-CIPU.

29. Conformément à ce qu'elle avait déjà écrit dans son projet de décision, la CREG reste d'avis que cette nouvelle règle doit être maintenue, dans la mesure où il est important de réserver les produits de réserve stratégique à des ressources qui ne sont pas valorisées autrement sur un des marchés liés directement à la puissance active, comme c'est déjà le cas pour les unités de production CIPU. C'est en cela que la CREG considère qu'il s'agit d'une amélioration du *level playing field* entre unités techniques CIPU et non-CIPU. De manière à rencontrer le souci de Febeliec concernant les ressources dont certaines parties de processus sont mieux adaptées à participer à la réserve stratégique alors que d'autres se prêtent mieux aux produits de balancing, la CREG fait remarquer qu'il est prévu que la contrainte s'applique au niveau du point de fourniture et non du point où est placé le compteur de tête du site, permettant ainsi pour les sites disposant de plusieurs sous-processus de caractéristiques différentes de définir, par l'intermédiaire de sous-compteurs, différents points de fourniture situés sur un même site de manière à en associer certains à la réserve stratégique et d'autres à des produits de balancing. Il appartient alors au fournisseur de service de définir ses points de fourniture pour permettre une allocation adéquate des différents sous-processus d'un site aux produits auxquels ils sont le mieux adaptés. En conséquence, la CREG est d'avis de maintenir cette nouvelle règle.

30. Dans sa réponse, la **Febeg** commente les trois évolutions proposées par ELIA.

---

<sup>1</sup> C'est-à-dire les produits utilisés par ELIA pour compenser le déséquilibre quart-horaire de la zone de réglage.

<sup>2</sup> « *Delivery points* ».

31. La Febeg soutient la proposition d'ELIA d'exclure de la participation aux marchés du balancing les points de fourniture participant à la réserve stratégique, dans la mesure où cette proposition crée un *level playing field* entre unités techniques CIPU et non-CIPU, mais également réduit le risque de double rémunération de l'activation de la participation de la demande.

32. Par ailleurs, du point de vue de la sécurité juridique, la Febeg apprécie le fait qu'ELIA ait introduit dans les règles l'existence des périodes de transition concernant l'organisation de la pré-qualification et l'autre l'implémentation du traitement du signal de test.

Enfin, la Febeg se félicite des éclaircissements sur le contrôle de l'activation de la réserve primaire, mais estime que les pénalités relatives à l'activation de la réserve primaire ne sont pas justes, dans la mesure où il serait plus juste de les limiter à la rémunération versée dans la semaine où ELIA effectue le contrôle de l'activation, plutôt que dans le mois. La CREG rappelle que la Febeg a déjà introduit cette remarque dans une consultation précédente, que la CREG y a déjà répondu<sup>3</sup>, et que le contexte de marché n'a pas fondamentalement évolué depuis lors. Elle considère donc que cela sort du cadre de la présente consultation.

33. Compte tenu de cette analyse, la CREG estime qu'il n'est pas requis d'adapter le projet de décision suite aux réponses à la consultation.

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

34. 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'ajout d'une section sur les conditions générales pour la participation au réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge,
- 2) l'introduction de deux périodes de transition pour la réserve primaire ; l'une relative à l'organisation de la pré-qualification et l'autre à l'automatisation du traitement du signal de test dans le cadre du contrôle de disponibilité,
- 3) des précisions relatives au contrôle d'activation de la réserve primaire.

Les évolutions proposées sont destinées à entrer en vigueur dès l'approbation par la CREG de la proposition d'Elia.

35. Étant 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 – Conditions générales pour la participation au réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge**

36. Elia propose qu'à partir du 1er novembre 2017, les points de livraison faisant l'objet d'un contrat de réserve stratégique ne puissent pas participer aux réglages primaire, secondaire et tertiaire (puissance réservée et non réservée), et ce du début de la période du contrat de réserve stratégique jusqu'au 31 octobre suivant la date de fin de ce même contrat. Ces conditions s'appliquent à tous les points de livraison donc à la fois aux unités techniques CIPU et non-CIPU.

---

<sup>3</sup> Voir décision de la (B)1605 de la CREG du 30 mars 2017, §§40-42.

37. En pratique, ces conditions s'appliquent déjà pour les unités techniques CIPU dans la mesure où, lorsqu'elles participent à la réserve stratégique, ces unités sont hors marché, sont activées par ELIA selon des procédures déterminées dans les règles de fonctionnement de la réserve stratégique, et ne participent pas aux services de réglage primaire, secondaire et tertiaire.

Il s'agit donc d'instaurer sur ce point un traitement égal des points de livraison des ressources non-CIPU faisant l'objet d'un contrat de réserve stratégique avec les unités techniques CIPU faisant l'objet d'un tel contrat.

38. Les représentants de la CREG avaient annoncé son intention d'aller dans ce sens lors de la réunion du 10 février 2017 du groupe de travail « Balancing » du Users' group d'ELIA<sup>4</sup>.

L'objectif est d'éviter que des ressources qui peuvent apporter leur contribution à la sécurité d'approvisionnement tout en continuant à participer au marché puissent bénéficier d'une double rémunération payée par le client final en participant à la fois aux réserves primaire, secondaire ou tertiaire de puissance active et à la réserve stratégique ; cette double rémunération serait d'une part inutile pour le système si l'unité technique non-CIPU peut fonctionner de manière rentable dans le marché et d'autre part pourrait biaiser le marché. La CREG demande donc qu'une ressource non-CIPU choisisse entre participer aux réserves primaire, secondaire et tertiaire ou participer à la réserve stratégique. Avec la proposition d'ELIA, un site auquel sont raccordées des ressources pouvant participer aux deux types de service a la possibilité d'associer à un point de fourniture les ressources non-CIPU participant aux réserves primaire, secondaire et tertiaire et à un autre point de fourniture celles participant à la réserve stratégique.

Le fait d'imposer cette condition sur une période courant du début du contrat de réserve stratégique jusqu'au 31 octobre suivant la date de fin du contrat reflète la volonté de tendre vers un traitement égal avec les unités techniques CIPU.

39. Dès lors, la CREG estime que les adaptations proposées par ELIA sont conformes à l'intention annoncée de la CREG.

#### **2.4.2. Sujet 2 - Introduction de deux périodes de transition pour la réserve primaire**

40. L'adaptation des règles de fonctionnement de la réserve primaire proposée par ELIA et approuvée par la CREG dans sa décision (B)1605 du 30 mars 2017 avaient une date d'entrée en vigueur trop rapprochée (1<sup>er</sup> mai 2017) pour permettre à l'ensemble des fournisseurs du service via des ressources déjà pré-qualifiées d'adapter leurs processus, principalement en ce qui concerne l'organisation des contrôles.

41. Afin que les fournisseurs disposent d'un temps de préparation et d'implémentation suffisant, ELIA propose de mettre en place deux périodes de transition :

- une première période à l'organisation de la préqualification selon les nouvelles règles décrites dans le contrat de réglage primaire, pour les ressources déjà préqualifiées au moment de son entrée en vigueur (le 13/04/2017) ; pour ces ressources, les volumes de puissance de réglage primaire pré-qualifiés à la date du 12/04/2017 (avant l'entrée en vigueur du nouveau contrat) sont prises en considération par ELIA tant que la nouvelle procédure de pré-qualification n'aura pas été passée avec succès ; cette période de transition s'achève au 31 août 2017 ;
- une seconde période à l'implémentation du traitement automatique du signal de test envoyé par ELIA dans le but de contrôler la disponibilité de la réserve primaire ; durant cette période de

---

<sup>4</sup> Voir « [http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/task-force-balancing/20170210\\_MoM\\_WG\\_Balancing.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/task-force-balancing/20170210_MoM_WG_Balancing.pdf) ».

transition, ELIA a la possibilité d'envoyer un email pour initier un test de disponibilité ; cette période de transition s'achève au 31 décembre 2017.

42. Cette partie de la proposition d'ELIA est la concrétisation de l'engagement qu'ELIA avait pris envers la CREG après la consultation sur la proposition d'ELIA qui a conduit à la décision (B)1605 de la CREG du 30 mars 2017 et que la CREG lui a effectivement demandé par cette décision de mettre en œuvre<sup>5</sup>.

43. Ainsi, la CREG estime que les adaptations proposées par ELIA sont conformes à cette demande de la CREG.

#### **2.4.3. Sujet 3 - Précisions relatives au contrôle d'activation de la réserve primaire**

44. ELIA propose que le contrôle d'activation de la réserve primaire s'effectue sur base mensuelle à partir de données de mesure, pour un maximum de 6 déviations de fréquence par mois et 2 par période contractuelle. L'objectif annoncé par ELIA est de vérifier l'exactitude de la réponse d'un fournisseur à une variation de fréquence sélectionnée. ELIA propose de le réaliser 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.

45. Cette partie de la proposition d'ELIA est la concrétisation de l'engagement qu'ELIA avait pris envers la CREG après la consultation sur la proposition d'ELIA qui a conduit à la décision (B)1605 de la CREG du 30 mars 2017 et que la CREG lui a effectivement demandé par cette décision de mettre en œuvre<sup>6</sup>.

46. Ainsi, la CREG estime que les adaptations proposées par ELIA sont conformes à cette demande de la CREG.

---

<sup>5</sup> Voir en particulier la lettre d'ELIA à la CREG du 24 mars 2017

<http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B1605Annex.pdf>, ainsi que le paragraphe 36 et le titre 3 de la décision (B)1605 du 30 mars 2017.

<sup>6</sup> Voir en particulier la lettre d'ELIA à la CREG du 24 mars 2017

<http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Decisions/B1605Annex.pdf>, ainsi que le paragraphe 66 (confidentiel) et le titre 3 de la décision (B)1605 du 30 mars 2017.

### 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 la lettre du 9 mai 2017.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour entrée en vigueur après approbation de sa proposition.

Considérant que cette approbation fait l'objet de la présente décision.

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

Considérant que la proposition respecte les prescrits des articles pertinents du règlement technique de 2002 repris sous le titre 1 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.

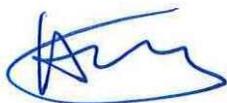
La CREG décide d'approuver la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article 159, § 1er, du règlement technique.

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