



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz  
Rue de l'Industrie 26-38  
1040 Bruxelles  
Tél.: +32 2 289 76 11  
Fax: +32 2 289 76 09

## COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

### **DECISION FINALE**

**(B)141023-CDC-1372**

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”*

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

23 octobre 2014

# TABLE DES MATIERES

Introduction .....	3
I. Cadre légal.....	5
II. Consultation .....	10
III. Analyse de la proposition .....	11
III.1 Remarques et réserves préliminaires.....	11
III.2 Eléments d’appréciation pris en considération .....	12
III.3 Description des évolutions proposées.....	14
III.4 Application du cadre légal et des éléments d’appréciation à la proposition .....	14
III.4.1Sujet 1 – Participation de la zone de réglage belge à l’IGCC.....	14
III.4.2Sujet 2 – Alignement avec les règles de fonctionnement de la réserve stratégique .....	15
III.4.3Sujet 3 – L’introduction d’une valeur maximale limitant le prix des offres d’activation de certaines réserves tertiaires.....	17
IV. Décision .....	18

# 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 d'un marché relatif à la compensation des déséquilibres quart.

La CREG a reçu cette proposition d'ELIA par lettre datée du 25 août 2014. ELIA a joint à sa lettre plusieurs documents :

- un document d'ELIA « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires – Entrée en vigueur partiellement en 2014 et intégralement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2015 »,
- ce même document 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)140515-CDC-1331 du 15 mai 2014,
- un document d'ENTSO-E « IGCC – Trial phase final report 2 » du 10/02/2014,
- un document « Rapport deelname IGCC – Periode : Oktober 2012 – Februari 2014 » d'ELIA du 24/04/2014.

La CREG a également reçu une lettre d'ELIA datée du 26 septembre 2014 dans laquelle ELIA annonce que suite à une discussion avec la CREG, ELIA a décidé d'ajouter quelques adaptations à sa proposition. Elle joint à sa lettre deux documents :

- un document d'ELIA « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires – Entrée en vigueur partiellement en 2014 et intégralement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2015 »,
- ce même document 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)140515-CDC-1331 du 15 mai 2014.

La proposition d'ELIA est constituée des deux documents joints à la lettre du 26 septembre 2014.

La présente de décision comprend quatre parties. La première partie synthétise le cadre légal. La deuxième partie traite des résultats de la consultation et la troisième partie reprend une analyse de la proposition. La quatrième partie contient la décision proprement dite.

Les lettres d'accompagnement d'ELIA du 25 août 2014 et du 26 septembre 2014 ainsi que la proposition d'ELIA sont jointes en annexe à la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 23 octobre 2014.

*////*

# I. 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 (ci-après : la directive 2009/72), dont le délai de transposition est expiré depuis le 3 mars 2011, prévoit que :

*« 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 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 : 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, §1<sup>er</sup>, 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, §1<sup>er</sup>, 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 :

1° l'activation du réglage primaire de la fréquence conformément à la disposition visée au Chapitre XIII du Titre IV ;

2° le réglage secondaire de l'équilibre de la zone de réglage, conformément aux dispositions visées au Chapitre XIII du Titre IV ;

3° la puissance mise à disposition par les producteurs conformément à l'article 159, §2 ; et

4° 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.

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. 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 §1<sup>er</sup> 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, §1<sup>er</sup>, 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, §1<sup>er</sup>, 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, §1<sup>er</sup>, 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.

## II. Consultation

13. La présente décision a été adoptée sous forme de projet lors de la réunion du Comité de direction de la CREG du 2 octobre 2014.

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 3 octobre et le 10 octobre 2014.

14. La CREG a réceptionné une réaction, adressée par Zero Emission Solutions le 8 octobre 2014.

15. Dans sa réponse, Zero Emission Solutions met en avant que la mesure proposée par Elia provoque du *gaming* de l'autre côté du mécanisme d'équilibrage, notamment dans la situation suivante.

Un consommateur possède une unité de cogénération de 2 MW, qu'il devrait normalement faire tourner durant les pointes du soir en hiver. En cas de *structural shortage*, ce consommateur court le risque, si son unité a une panne à ce moment-là, de devoir payer 9.000 €/heure au tarif de déséquilibre de 4.500 €/MWh. Ce risque étant particulièrement élevé, Zero Emission Solutions conseillera à l'entreprise en question de ne pas nommer la production de son unité en *day ahead* et de ne pas la faire tourner pendant ces heures cruciales, contribuant ainsi à aggraver le risque de pénurie. Si un *structural shortage* se produit le lendemain, l'entreprise peut encore faire tourner son unité dans le cadre du balancing réactif en touchant ainsi 9,000 €/heure au tarif de déséquilibre déjà mentionné.

16. La CREG prend bonne note de cette remarque et en fait l'analyse suivante.

Un producteur, quelle que soit la taille de son unité, est toujours confronté au risque de panne et à celui de devoir payer en cas de panne le tarif de déséquilibre sur les prélèvements de son portefeuille non couverts par de l'injection. De plus, ce tarif de déséquilibre donne au producteur un incitant pour faire une maintenance préventive favorisant la disponibilité de l'unité pendant la période hivernale.

La CREG estime que dans cette situation, l'acteur du marché est confronté au choix entre courir le risque de devoir payer le tarif de déséquilibre en cas de panne de son unité s'il la nomme en *day ahead* et la certitude de devoir acheter au prix fort sur le marché l'énergie destinée à compenser la partie de la production de son unité qui aurait couvert sa

consommation propre s'il ne la nomme pas ou de ne pas toucher le revenu lié à la vente de cette production au prix fort également.

De même, la décision de ne pas faire tourner l'unité l'amène à devoir payer le prix fort pour alimenter la consommation qu'il aurait pu alimenter avec cette unité, sans avoir la certitude de l'existence d'une situation de *structural shortage* qui induit un tarif de balancing de 4.500 €/MWh.

Les risques mentionnés ci-dessus sont inhérents au métier du producteur.

En cas de rétention de capacité de production, et d'autant plus dans un cas de situation tendue comme celle évoquée, le producteur pourrait de plus engager sa responsabilité vis-à-vis de la sécurité du système. Enfin, un tel comportement pourrait être considéré par la CREG comme anticoncurrentiel.

17. La CREG estime donc que le mécanisme proposé permet effectivement un tel comportement de la part de certains acteurs du marché. Néanmoins, ce comportement n'est pas sans risque pour l'acteur qui l'adopterait, que ce soit sur le plan financier, dans le domaine du fonctionnement du marché ou en termes de responsabilités en cas de dommage que son comportement pourrait causer ou aggraver.

### **III. Analyse de la proposition**

#### **III.1 Remarques et réserves préliminaires**

18. 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 2015 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.

19. 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)140515-CDC-1331 de la CREG du 15 mai 2014. 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.

## **III.2 Eléments d'appréciation pris en considération**

20. 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.

21. 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.

22. 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,
- 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 limitée.

23. 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.

24. 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 terme 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.

25. Vu les volumes de réserves dont dispose ELIA, il serait cependant dangereux que les responsables d'accès (*Access Responsible Parties*, ci-après ARP) puissent considérer la compensation des déséquilibres quart horaires en Belgique comme une ressource à leur disposition pour respecter leur obligation d'équilibre. Le mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires doit rester dans les circonstances actuelles un outil mis à la disposition du GRT pour assurer l'équilibre de la zone de réglage belge, et il est important qu'il reste une ressource de dernier recours pour les ARP en déséquilibre. Le mécanisme doit être basé sur les règles de marché, tout en empêchant autant que possible le gaming par arbitrage avec le marché spot ou avec le marché intraday.

Cet aspect est principalement pris en charge à travers le tarif de la compensation des déséquilibres quart horaires. Son approbation relève de l'approbation des tarifs du gestionnaire du réseau et sort du cadre de la présente décision.

26. 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.

27. 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 Centre-Ouest 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 voisins.

### **III.3 Description des évolutions proposées**

28. Les évolutions proposées par ELIA portent sur trois sujets :

- 1) La validation du passage de la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC de la phase de test à une participation standard .
- 2) L'alignement avec les règles de fonctionnement de la réserve stratégique dont la dernière version a été approuvée par la décision (B)140605-CDC-1330 de la CREG du 5 juin 2014.
- 3) L'introduction d'une valeur maximale limitant le prix des offres d'activation de la puissance tertiaire non réservée (*incremental bids* dans le cadre du contrat CIPU) et de la puissance de réglage tertiaire sur les unités de production.

### **III.4 Application du cadre légal et des éléments d'appréciation à la proposition**

29. Etant donné que la base des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaire 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 trois sujets décrits ci-dessus.

#### **III.4.1 Sujet 1 – Participation de la zone de réglage belge à l'IGCC**

30. Dans le point 57 de sa décision (B)130704-CDC-1252 du 4 juillet 2013, la CREG a demandé à ELIA de lui envoyer un rapport sur la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC, couvrant la période d'octobre 2012 à septembre 2013. Elle y a également demandé à ELIA de lui communiquer la décision de l'ENTSO-E concernant la poursuite de la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC.

31. Dans un rapport du 10 février 2014 joint à la proposition d'ELIA, celle-ci a recommandé à ENTSO-E le passage de la phase de test à une participation standard pour la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC. Lors de sa session plénière du 9 avril 2014, ENTSO-E a approuvé ce passage à une participation standard.

32. ELIA a joint à sa proposition un second rapport daté du 24 avril 2014, dans lequel il apparaît que la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC pendant la période s'étendant d'octobre 2014 à février 2014 est favorable, aussi bien en termes techniques via une amélioration de la qualité du réglage de l'équilibre de la zone et une diminution des

activations de puissance de réserve secondaire, qu'en termes financiers selon l'estimation réalisée par ELIA sur la base d'une approche théorique.

33. ELIA a également apporté quelques améliorations cosmétiques à la partie des règles de fonctionnement concernant la participation à l'IGCC.

34. En conclusion, la CREG estime que la partie de cette proposition concernant le passage de la participation de la zone de réglage belge à l'IGCC à une participation standard satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

#### **III.4.2 Sujet 2 – Alignement avec les règles de fonctionnement de la réserve stratégique**

35. Dans sa décision (B)140605-CDC-1330 du 5 juin 2014, la CREG a approuvé la proposition d'ELIA concernant les règles de fonctionnement de la réserve stratégique. Vu l'interaction possible en matière de réglage de l'équilibre de la zone de réglage, avec le marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires, il est nécessaire d'aligner les règles de fonctionnement de ce dernier marché et les règles de fonctionnement de la réserve stratégique.

Outre les définitions, les domaines dans lesquels cet alignement est proposé par ELIA sont les suivants.

36. Dans la section 7.8 sur le *merit order* technico-économique, ELIA a ajouté le recours à l'activation de la marge résiduelle éventuelle de réserve stratégique tournante, en dernier recours avant l'activation du plan de délestage lorsque toutes les autres ressources de réserve ont été activées et ne suffisent pas.

Etant donné qu'il s'agit d'une mesure de dernier recours avant activation du plan de délestage, et donc après épuisement des ressources du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires, la CREG est d'avis que cela n'implique pas d'interactions avec ce marché, tout en retardant l'activation éventuelle du plan de délestage.

37. Dans la section 8.2 traitant des Informations relatives aux activations de puissance de réglage, la méthode de calcul du NRV a été mise en cohérence avec celle définie dans les règles de fonctionnement de la réserve stratégique.

La CREG estime que cette adaptation est purement formelle et est justifiée par la volonté légitime de n'avoir qu'une seule définition et une seule méthode de calcul du NRV, et de les

mettre en cohérence avec les règles de fonctionnement de la réserve stratégique proposées par ELIA et approuvées par la CREG dans sa décision (B)140605-CDC-1330 du 5 juin 2014.

38. Dans la section 8.4 portant sur l'information générale sur le fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires, les références au point 8.1 de la Proposition Tarifaire et à la section 6.7 des règles de fonctionnement de la réserve stratégique ont été ajoutées en matière de calcul du prix de déséquilibre.

La CREG constate que l'ajout de ces références vise notamment la fixation de la valeur du tarif de déséquilibre en cas d'activation de la réserve stratégique en situation de *structural shortage* de la zone de réglage. Il est notamment motivé par le fait de se référer pour le calcul du tarif de déséquilibre aux adaptations apportées à ce calcul dans les règles de fonctionnement de la réserve stratégique proposées par ELIA et approuvées par la CREG dans sa décision (B)140605-CDC-1330 du 5 juin 2014.

39. La CREG estime que la partie de cette proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

40. Il existe cependant un type de situations qui peut poser question. C'est celui lié au calcul du périmètre d'équilibre d'un ARP ayant de la production décentralisée dans son portefeuille, lorsque cette production décentralisée située dans une tranche délestable et que celle-ci vient effectivement à être délestée suite à l'activation du plan de délestage.

Si le *feeder* auquel est raccordée la production décentralisée a une priorité élevée et est reconnecté rapidement après le délestage de la sous-station, la perte de la production pourrait être de courte durée, à condition que le redémarrage rapide de la production dans de telles circonstances ait été prévu.

Si cette production décentralisée ou le site sur lequel elle se situe n'est pas raccordé à un *feeder* de priorité élevée et est délestée sans reconnexion rapide, l'impact sur le déséquilibre de l'ARP correspondant pourrait ne pas être négligeable, de même que les conséquences sur la facture de déséquilibre, vu le tarif de déséquilibre appliqué durant ces périodes.

La CREG demande donc à Elia de lui envoyer pour approbation une proposition permettant de corriger cet effet négatif pour l'ARP du producteur décentralisé.



### **III.4.3 Sujet 3 – L'introduction d'une valeur maximale limitant le prix des offres d'activation de certaines réserves tertiaires**

41. Suite à l'introduction des règles de fonctionnement de la réserve stratégique qui utilisent le tarif de balancing à une valeur fixe de 4.500 €/MWh en situation de *structural shortage* (voir point 38 ci-dessus), ELIA a estimé nécessaire d'introduire des règles empêchant des offres de prix supérieur à cette valeur fixe du tarif. Il s'agit ainsi de définir une valeur maximale limitant le prix des offres d'activation de certains produits à 4.500 €/MWh. Les produits concernés sont la réserve tertiaire non réservée (*incremental bids* dans le cadre du contrat CIPU) et la réserve tertiaire sur les unités de production. Cette valeur limite de 4.500 €/MWh étant une valeur très élevée, il n'est pas nécessaire de limiter son application aux heures de *structural shortage*.

42. La CREG est d'avis que l'introduction d'une telle règle est justifiée. En effet, elle estime qu'en situation de *structural shortage*, il ne serait pas judicieux de permettre à des acteurs de se mettre en déséquilibre négatif pour offrir de la puissance de réglage tertiaire à la hausse à un prix supérieur à 4.500 €/MWh à un moment où ils sont certains d'être activés. En effet, ils se garantiraient ainsi un revenu proportionnel à la différence entre le prix offert et 4.500€/MWh qui est le tarif qu'ils devraient payer pour leur déséquilibre négatif. La mesure empêche donc le gaming dans ce domaine.

43. En conséquence, la CREG estime que cette partie de la proposition satisfait les éléments d'appréciation.

44. En matière de transparence, la CREG demande à Elia de procéder si nécessaire à la mise à jour des documents de son site décrivant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires et qui demanderaient à être adaptés suite à la présente décision.

## **IV. 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, § 1<sup>er</sup>.

Vu la lettre d'ELIA du 25 août 2014 et ses annexes.

Vu la proposition « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires – Entrée en vigueur partiellement en 2014 et intégralement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2015 », transmise par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR par la lettre du 26 septembre 2014.

Vu la consultation organisée par la CREG entre le 3 et le 10 octobre 2014 à propos de son projet de décision.

Considérant l'analyse de la réponse à la consultation, reprise au titre II de la présente décision.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour entrée en vigueur partiellement en 2014 et intégralement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2015.

Considérant que la proposition respecte les dispositions des articles pertinents du règlement technique repris sous le titre I de la présente décision et répond aux éléments d'appréciation développés sous le titre III.2. de la présente décision.

Considérant l'analyse particulière réalisée sous le titre III.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, §1, du règlement technique.

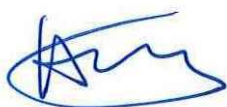
Elle demande cependant à Elia (voir paragraphe 40) de lui adresser dans les meilleurs délais, pour approbation, une proposition permettant de corriger l'effet négatif que pourrait avoir sur l'évaluation du déséquilibre d'un ARP le délestage d'une production décentralisée incluse dans son portefeuille, à l'occasion de l'activation du plan de délestage.

La CREG rappelle 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. 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

# Consultation

Conformément à son règlement d'ordre intérieur, la CREG a organisé une consultation sur un projet de décision du Comité de direction de la CREG relatif à une proposition d'Elia.

Ce projet concerne la demande de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR d'approbation de l'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

Textes du projet de décision sur lequel porte la consultation :

- [Projet de décision](#)

Proposition d'Elia sur laquelle porte le projet de décision :

- [Lettre d'ELIA du 25 août 2014 \(seulement en néerlandais\)](#)

- [Lettre d'ELIA du 26 septembre 2014 \(seulement en néerlandais\)](#)

- [Proposition d'ELIA en mode standard](#)

- [Proposition d'ELIA en mode suivi des modifications par rapport aux règles actuellement en application](#)

Réponse reçue :

- [de Zero Emission Solutions \(seulement en néerlandais\)](#)