



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz  
Rue de l'Industrie 26-38  
1040 Bruxelles  
Tel.: 02/289.76.11  
Fax: 02/289.76.09

**VERSION NON  
CONFIDENTIELLE**

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

### **DECISION**

**(B)071213-CDC-732**

concernant

*'la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant des règles de fonctionnement du marché de 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

13 décembre 2007

# 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 un mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires pour l'année 2008.

La CREG a reçu cette proposition d'ELIA par lettre datée du 23 octobre 2007.

Le 10 décembre 2007, la CREG a reçu d'ELIA une lettre datée du même jour et concernant évolution de la proposition d'ELIA suite à la réunion entre ELIA et la CREG du 5 décembre 2007. Cette lettre fait partie intégrante de la proposition.

La présente décision comprend trois parties. La première partie synthétise le cadre légal et la deuxième partie reprend une analyse de la proposition. La troisième partie contient la décision proprement dite.

La lettre d'accompagnement d'ELIA du 23 octobre 2007, ainsi que la proposition d'ELIA sont jointes à l'annexe 1 de la présente décision. La lettre envoyée par ELIA à la CREG le 10 décembre 2007 est reprise à l'annexe 2.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 13 décembre 2007.

*////*

# I. CADRE LÉGAL

1. La présente décision est prise en application de l'article 159, §1<sup>er</sup>, du règlement technique selon lequel, 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.

2. 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 du 29 avril 1999 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.

3. 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 du 29 avril 1999. Le gestionnaire du réseau veille à la compensation de l'équilibre global de la zone de réglage, causée par des déséquilibres individuels éventuels des différents responsables d'accès.

4. 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.

5. Selon 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.

6. 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.

7. 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.

8. 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 mette en oeuvre 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.

9. 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. ANALYSE DE LA PROPOSITION

### II.1. Remarques et réserves préliminaires

10. La proposition est présentée par ELIA pour l'année 2008, comme précisé dans son préambule. La présente décision porte donc uniquement sur l'application des règles du

marché de la compensation des déséquilibres quart horaires pendant l'année 2008.

ELIA est invité à introduire ultérieurement une proposition de règles du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires applicables après l'année 2008.

11. A plusieurs endroits de la proposition, ELIA fait référence, directement ou indirectement, à des conditions incluses dans les contrats passés ou à passer entre ELIA et les acteurs du marché. La présente décision ne porte, conformément à l'article 159, §1, du règlement technique, que sur les propositions de règles de fonctionnement du marché destiné à la compensation des déséquilibres quart horaires et ne constitue en aucune manière une approbation explicite ou implicite des contrats référencés dans la proposition. ELIA mettra si nécessaire ces contrats en conformité avec les règles du marché contenues dans la présente décision.

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

## II.2. Eléments d'appréciation pris en considération

12. Sur 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.

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

- le nombre de producteurs locaux susceptibles d'offrir les services de compensation des déséquilibres quart horaires est très 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.

14. 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.

15. 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 de certains acteurs du marché.

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 attendre de leur participation à ces services.

16. Il serait cependant dangereux que les 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 évitant autant que possible le *gaming* par arbitrage avec le marché spot.

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.

17. 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.

18. 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 Nord-Ouest européen. L'intégration de ces marchés 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.

## II.3. Application du cadre légal et des éléments d'appréciation à la proposition

### II.3.1. Ouverture du marché de la fourniture des services de compensation des déséquilibres quart horaires

19. Dans le mécanisme proposé, le marché de la fourniture du réglage secondaire est ouvert à tous les producteurs, qu'ils aient ou non signé des contrats de réservation dans le cadre du réglage secondaire.

D'une part, chaque acteur auprès duquel ELIA a réservé de la puissance de réglage secondaire est tenu de remettre offre à ELIA pour une puissance au moins égale à la puissance réservée, tant à la hausse qu'à la baisse. Le prix unitaire auquel un tel acteur remet offre doit être inférieur à une certaine limite pour les offres de puissance à la hausse et supérieur à une autre limite pour les offres de puissance à la baisse. Ces deux limites sont données par des formules qui dépendent du prix du marché de référence à l'heure considérée et de la part combustible du coût de production du type d'unités concernées. De plus, la différence entre ces deux limites est constante.

En cas d'indisponibilité du système d'offres, ELIA propose de remplacer le système d'offre de prix par un prix unique pour les offres à la hausse et un autre prix unique pour les offres à la baisse. Ces deux prix sont donnés par des formules qui ne dépendent que du prix du marché de référence à l'heure considérée.

En anticipation d'un éventuel refus des fournisseurs de respecter le système de limitation du prix des offres décrit ci-dessus, ELIA avait, dans sa proposition pour 2007, proposé d'appliquer dans le cas d'un tel refus une normalisation du prix des offres de puissance de réglage secondaire, sans impact sur la facture du fournisseur. Cette normalisation permettait de déterminer des prix fictifs d'activation de la puissance de réglage secondaire respectant les limitations décrites ci-dessus et utilisés uniquement pour le calcul des tarifs de déséquilibre.

Le seul fournisseur du service de réserve secondaire en 2007 a effectivement refusé de respecter systématiquement le système de limitation du prix des offres. Un monitoring de la procédure de normalisation envoyé chaque mois par ELIA à la CREG a cependant montré

que les écarts ont été faibles et que la différence entre les factures réelles et ce qu'elles auraient été si le système de limitation avait été respecté en permanence par le fournisseur a été négligeable.

Dans le but d'augmenter la transparence du mécanisme et d'améliorer le lien direct entre les coûts concernés au niveau des ressources de puissance secondaire et les signaux tarifaires, ELIA a annoncé dans sa lettre du 10 décembre 2007 qu'afin de répondre à la demande de la CREG, elle retire de sa proposition le mécanisme de normalisation du prix des offres pour activation de puissance de réglage secondaire réservée.

D'autre part, les acteurs auprès desquels ELIA n'a pas réservé de la puissance de réglage secondaire ont la possibilité de participer au réglage secondaire, mais ne sont pas obligés de le faire. S'ils décident d'y participer, les prix auxquels ils remettent offre ne sont pas limités.

20. La CREG constate que jusqu'à présent, un seul acteur participe au réglage secondaire. Le mécanisme proposé, par la limitation qu'il introduit au niveau du prix des offres, limite le pouvoir de marché de cet acteur. Il introduit de la flexibilité en découpant l'année en sous-périodes appelées lots et en permettant de signer des contrats de réservation de puissance de réglage secondaire pour chaque lot. Il introduit également de la flexibilité en ouvrant le marché du réglage secondaire aux acteurs qui n'ont pas signé avec ELIA de contrat de réservation de puissance de réglage secondaire. De ce fait, il est susceptible d'attirer vers ce marché des acteurs dont le parc est plus petit et qui ne peuvent peut-être pas de ce fait prendre le risque de participer au réglage secondaire sur une base aussi régulière que ne le requiert la définition des lots.

La CREG considère que les règles proposées pour le fonctionnement du marché du réglage secondaire constituent un bon compromis entre la régulation du prix des offres et l'encouragement des acteurs de plus petite taille à participer au réglage secondaire. Ceci est d'autant plus important que jusqu'à présent, le réglage secondaire est utilisé seul dans plus de 95% du temps pour compenser les déséquilibres quart horaires de la zone de réglage belge. De plus, suite au retrait de la proposition d'ELIA du mécanisme de normalisation, la CREG considère qu'il n'est plus envisageable que les fournisseurs du service ne se conforment plus aux limitations du prix des offres pour activation de puissance de réglage secondaire réservée.

21. Actuellement, la réserve tertiaire est composée de quatre types de ressources : la puissance tertiaire non réservée (contrats CIPU), la puissance de réglage tertiaire contractée

du côté production, la puissance de réglage tertiaire contractée sur les charges interruptibles et les contrats de secours entre GRTs. La puissance de réglage tertiaire non réservée résulte de l'application de l'article 159, §2, du règlement technique. Les puissances de réglage tertiaire contractées du côté production et sur les charges interruptibles sont des puissances réservées contractuellement par le GRT sur base des réponses à un appel d'offres international.

Pour la sélection des ressources, ELIA propose de classer les offres reçues pour chaque quart d'heure par ordre de prix croissant. Dans la pratique, la puissance de réglage tertiaire est placée sur les unités les plus chères qui présentent les caractéristiques techniques requises. Comme la puissance tertiaire non réservée (contrats CIPU) est notamment constituée de la puissance non utilisée d'unités en fonctionnement, cela devrait la placer en termes de coût à un niveau plus avantageux que la puissance de réglage tertiaire. Ce mécanisme implique que si un acteur du marché souhaite avoir le maximum de chances de vendre sa puissance tertiaire non réservée à ELIA, il a intérêt à la proposer à un prix moindre que celui des offres de puissance de réglage tertiaire, dont le prix est plafonné selon une formule prenant en compte le prix du combustible. Ce mécanisme laisse ainsi au marché le soin de définir les prix de manière telle que la puissance tertiaire non réservée, dont le prix est laissé libre mais dont l'offre est obligatoire, soit offerte à un prix inférieur à celui de la puissance de réglage tertiaire réservée, qui devrait être placée sur des machines plus chères.

Pour l'activation des contrats de charge interruptible, il est prévu que le nombre d'appels par an contractuellement possibles pour ces contrats soit limité. Par ailleurs, ces ressources peuvent également être utilisées dans la levée des congestions. De manière à garder la possibilité de faire appel aux charges interruptibles sur l'ensemble de l'année, ELIA propose une procédure qui tient compte de la contrainte de limitation du nombre d'activations et des périodes d'apparition plus fréquente des congestions dans le réseau. Cette procédure donne la priorité à la réserve tertiaire sur les unités de production dans la première partie de l'année et permet dans la deuxième partie de l'année une activation plus souple des charges interruptibles selon l'ordre économique.

Vu leur caractère de dernier recours, l'utilisation des contrats de secours entre GRTs ne se fait que lorsque les autres ressources sont épuisées ou lorsque le GRT prévoit de ne pas disposer de réserves suffisantes dans la zone de réglage.

La CREG estime que cette manière de procéder respecte les articles 157 et 158 du

règlement technique.

De plus, la CREG considère que cette méthode de sélection permet aux producteurs de plus petite taille qui n'ont pas nécessairement la volonté de s'engager contractuellement à participer au réglage tertiaire, vu la structure de leur parc, de prendre part aux services de compensation des déséquilibres quart horaires au niveau du tertiaire.

22. Le mécanisme proposé présente l'intérêt de permettre, dans le futur, des évolutions destinées à renforcer la concurrence sur le marché de la réserve tertiaire.

Ainsi, ELIA propose de mettre en concurrence la puissance de réglage secondaire et la puissance tertiaire non réservée (contrats CIPU) avant que le réglage secondaire ne soit saturé. La puissance tertiaire non réservée serait alors activée avant la puissance de réglage secondaire si son prix d'activation est plus intéressant.

Ensuite, ELIA propose de mettre au point un système dans lequel les ARP pourraient offrir au niveau des charges interruptibles des blocs de puissance de réglage à un prix fixé librement. Cela permettrait d'augmenter les ressources participant à la compensation des déséquilibres quart horaires dans le cadre de l'article 157, §2, 4°, du règlement technique, alors que les charges interruptibles sont actuellement offertes dans le cadre de l'application de l'article 157, §3, du règlement technique, à un prix fixé suivant la méthode décrite dans la proposition. Ces charges interruptibles seraient alors en concurrence économique avec les autres ressources de réglage de l'article 157, §2, 4°, du règlement technique.

Enfin, ELIA propose également d'étudier une extension du mécanisme à des offres en provenance de l'étranger, dont certaines pourraient être meilleur marché que les offres locales. L'impact sur la capacité transfrontalière doit cependant encore être investigué plus en détail.

23. Dans la mesure où ces évolutions tendent à renforcer la concurrence sur le marché belge de la compensation des déséquilibres quart horaires, la CREG encourage ELIA à continuer à les étudier et à les introduire dans une nouvelle proposition de mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires lorsqu'elles seront arrivées à maturité.

Elle attire cependant l'attention d'ELIA sur le fait qu'il est impératif que la séquence d'appel des ressources ne se base sur le critère de coût le plus bas que pour autant que cela ne

mette pas en danger la sécurité de la zone de réglage belge. Elle attire également l'attention d'ELIA sur la question de la conformité d'éventuelles propositions d'évolution du mécanisme avec le règlement technique, en particulier les articles 157 et 158, et notamment pour ce qui concerne les ressources situées en dehors de la zone de réglage belge.

### **II.3.2. Disponibilité des ressources de puissance de réglage secondaire et tertiaire contractées**

24. La réservation de la puissance de réglage secondaire et de la puissance de réglage tertiaire porte sur des quantités dont la valeur est déterminée dans les documents d'ELIA « Evaluatiemethode van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2008 » et « Bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2008 ».

Ces documents ont fait l'objet de la décision (B)070927-CDC-703 de la CREG du 27 septembre 2007 portant sur la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2008. La présente décision ne revient donc pas sur ces éléments.

25. A plusieurs endroits de la proposition, notamment aux sections 4.1.1 et 4.2.1, ELIA mentionne la possibilité de contracter des ressources pouvant présenter une disponibilité inférieure à 100%.

La CREG considère que le recours à des ressources pouvant présenter une disponibilité inférieure à 100% est positif pour le fonctionnement des marchés concernés dans la mesure où il est susceptible d'attirer vers ces marchés des producteurs dont la taille du parc ne permet pas toujours de garantir à 100% la disponibilité des ressources gardées en réserve.

La CREG tient cependant à rappeler que les puissances de réglage secondaire qui contribuent à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage ont été déterminées par ELIA. Celle-ci les a communiquées sous forme de proposition à la CREG qui les a approuvées dans la décision (B)070927-CDC-703, sur base de l'article 233 du règlement technique. Dès lors, la CREG considère que l'acceptation par ELIA d'offres auxquelles une disponibilité inférieure à 100% est associée doit se faire de manière telle que les offres de puissance de réglage secondaire mises à disposition d'ELIA permettent de satisfaire la quantité qui a fait l'objet de la décision (B)070927-CDC-703 de la CREG.

Pour la même raison, la CREG considère que l'acceptation d'offres de puissance de réglage tertiaire contractée du côté production doit se faire de manière telle que les offres de

puissance de réglage tertiaire du côté production mises à disposition d'ELIA permettent de satisfaire la quantité qui a fait l'objet de la décision (B)070927-CDC-703 de la CREG.

### **II.3.3. Activation des ressources pour le réglage secondaire**

26. Dans la proposition, ELIA sélectionne en J-1 pour chaque quart d'heure du jour J des offres pour 150 MW à la hausse et 150 MW à la baisse<sup>1</sup>. Ces offres peuvent provenir aussi bien de la puissance réservée que de la puissance non réservée. La sélection des offres par ELIA se fait indépendamment pour les offres à la hausse et les offres à la baisse, selon l'ordre croissant du prix unitaire des offres.

Les offres sélectionnées participent au réglage secondaire en J pour l'heure considérée. Chaque producteur dont au moins une offre a été sélectionnée pour l'heure considérée reçoit un signal basé sur le déséquilibre de la zone, en proportion de la puissance de ses offres sélectionnées. Cette proportion peut être différente pour le réglage à la hausse et le réglage à la baisse. Le signal est envoyé par ELIA à chaque producteur pour l'ensemble des unités de production qu'il a prévu de faire participer au réglage secondaire.

Les offres non sélectionnées sont traitées comme des offres incrémentales et décrémentationnelles par ELIA, dans le cadre de la puissance tertiaire non réservée (contrats CIPU).

27. La CREG estime que cette manière de procéder est conforme aux articles 157, §2, 158 et 159, §2, du règlement technique.

28. La CREG constate cependant que le mécanisme d'activation du réglage secondaire ne décrit pas de lien précis entre une offre retenue et la machine qui sera utilisée lors de son activation. Elle estime que cette manière de procéder introduit de la souplesse pour le producteur au niveau de l'activation de la puissance de réglage secondaire. Elle rappelle cependant qu'ELIA doit s'assurer que chaque offre de participation au réglage secondaire qui n'aurait pas été sélectionnée, partiellement ou totalement, en J-1 est bien présente, avec la puissance correspondant à la partie non sélectionnée de l'offre, au niveau des offres de puissance tertiaire non réservée (contrats CIPU), comme évoqué par ELIA dans le dernier paragraphe de la section 5.2.2 de la proposition, conformément à l'article 159, §2, du règlement technique. Il est également nécessaire qu'ELIA stocke les données nécessaires

---

<sup>1</sup> Sauf si le montant total offert par les fournisseurs est inférieur à cette valeur. Il ne peut cependant être inférieur à 100 MW.

pour pouvoir déterminer après activation quel est le montant de la participation de chaque unité dans chaque type de réglage ou de réserve, pour chaque quart d'heure.

29. Dans sa décision (B)070927-CDC-703 du 27 septembre 2007 relative aux réserves pour 2008, la CREG a demandé à ELIA de vérifier avec les grands clients industriels de quelle manière ceux-ci pourraient participer au réglage secondaire de l'équilibre de la zone. Dans la même optique, la CREG demande à ELIA de lui proposer en temps utiles les adaptations éventuelles des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires qui seraient nécessaires pour permettre à aux acteurs du marché concernés de participer aux offres de réglage secondaire.

#### **II.3.4. Mode de rémunération des fournisseurs des services de compensation des déséquilibres quart horaires**

30. Même si l'approbation du tarif de compensation des déséquilibres quart horaires sort du cadre de la présente décision, le principe appliqué pour la tarification a des implications sur le mécanisme lui-même, dans la mesure où pour obtenir un bon fonctionnement de celui-ci, le mode de rémunération des producteurs fournissant les services de compensation des déséquilibres quart horaires ne peut pas être indépendant du mode de tarification des déséquilibres des ARP.

Cette rémunération comporte deux volets, la rémunération de la réservation des ressources et celle de l'activation des ressources.

Pour la réservation des ressources, ELIA propose d'adopter un mode de rémunération « *pay as bid* ». Ce mode de rémunération a été adopté de préférence à une rémunération basée sur le prix de l'offre marginale dans le but d'obtenir un coût plus bas de la réservation, dans un système où le nombre de producteurs susceptibles de participer à ce marché est actuellement limité à trois.

Pour l'activation des ressources, ELIA propose également une rémunération de type « *pay as bid* ». Ce mode de rémunération se justifie par le faible nombre d'acteurs susceptibles d'offrir des produits sur le marché belge de la compensation des déséquilibres quart horaires. De plus, il limite les conséquences des pics de prix et tempère l'intérêt que peuvent avoir les producteurs à soustraire des capacités de production au marché. Enfin, le principe de la tarification adoptée pour la compensation des déséquilibres quart horaires, à savoir une tarification au coût moyen, est cohérente avec le mode de rémunération « *pay as bid* ».

Compte tenu des éléments ci-dessus, la CREG estime que cette méthode de rémunération est la mieux adaptée à la structure actuelle du marché belge de la compensation des déséquilibres quart horaires.

31. L'activation des charges interruptibles est réalisée selon les principes mentionnés au point 21. La rémunération de cette activation est effectuée à un prix de 110% de la dernière ressource activée pour le quart d'heure considéré, avec un prix minimum fixe proposé.

La CREG considère que le mode d'activation des charges interruptibles constitue un compromis nécessaire entre la prudence dictée par le souci de la sécurité du système auquel le gestionnaire du réseau est astreint et la volonté de relâcher les contraintes associées aux charges interruptibles et ainsi pouvoir les utiliser à un prix plus avantageux lorsque les circonstances le permettent. Elle estime cependant que la revalorisation des charges interruptibles a posteriori devrait être évitée. Elle demande que le prix d'une ressource soit fixé une fois pour toutes a priori pour un quart d'heure donné et que ce prix conditionne la place de la ressource dans la liste d'appel.

### **II.3.5. Marché *intraday***

32. La mise en service éventuelle en Belgique dans le courant de l'année 2008 d'un marché de gros *intraday* représente une évolution importante en terme de fonctionnement de marché. Dans la mesure où ELIA base notamment le fonctionnement correct du mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires sur des considérations destinées à éviter le *gaming* et le *sourcing* des ARP sur le marché des puissances de réglage secondaire et tertiaire, la CREG attire l'attention d'ELIA sur les interactions possibles qui pourraient apparaître entre le nouveau marché *intraday* et le marché de la compensation des déséquilibres quart horaires.

### **II.3.6. Transparence et information au marché**

33. Dans le chapitre 6 de la proposition, ELIA propose de publier sur son site des informations destinées à contribuer à la transparence du mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires.

La CREG constate que ces informations sont conformes à ce qui avait été convenu entre ELIA et la CREG suite au courrier d'ELIA mentionné dans la proposition et à la réponse de la CREG dans son courrier 20060724124 du 24 juillet 2006.

34. Par ailleurs, dans le point 7.4, ELIA mentionne la publication d'une fiche descriptive du fonctionnement du mécanisme d'équilibrage du fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibre quart horaires.

La CREG demande à ELIA de mettre à jour le document avant le 31 janvier 2008 de manière à ce qu'il reflète la présente décision et la proposition sur laquelle elle porte.

35. Dans sa proposition initiale, ELIA avait inclus un mécanisme d'adaptation du « *spread* » du prix des offres pour activation de puissance de réglage secondaire, dans le but de traiter le solde de l'excédent issu, fin 2006, de l'application des tarifs de balancing<sup>2</sup>. Afin de répondre à la demande de la CREG visant à privilégier la transparence du mécanisme proposé et à favoriser le lien direct entre les coûts résultant de l'activation du réglage secondaire et les signaux tarifaires pour la compensation des déséquilibres quart horaires, ELIA a accepté par sa lettre du 10 décembre 2007 de retirer ce mécanisme de sa proposition. Le traitement du solde de l'excédent issu de l'application des tarifs de balancing sera pris en charge au niveau de la proposition tarifaire 2008-2011.

### **II.3.7. Monitoring**

36. Le chapitre 8 de la proposition porte sur le monitoring.

Après une première année d'utilisation des données de monitoring reçues d'ELIA, la CREG souhaite étendre les données qu'ELIA lui transmet, afin de pouvoir procéder à une évaluation plus approfondie des marchés de la compensation des déséquilibres quart horaires.

Ces données supplémentaires concernent la mesure quart horaire de la production de chaque unité de production, ainsi que les différents coefficients FC, BHK, EXT et ROM<sup>3</sup> permettant de calculer les limites des offres de prix d'activation des puissances de réglage secondaire et de réglage tertiaire contractées.

La CREG demande à ELIA de lui transmettre avant la fin du mois de février 2008 les données quart horaires individuelles de production de chaque unité connectée au réseau d'ELIA pour l'année 2007. A partir de l'envoi des données relatives au mois de janvier 2008, la CREG demande à ELIA de joindre ces mêmes données de production aux envois

---

<sup>2</sup> Voir chapitre 6 de la proposition d'ELIA.

<sup>3</sup> Voir la proposition d'ELIA, pp. 16/42 et 21/42.

mensuels de données de monitoring.

Pour ce qui concerne l'envoi à la CREG des différents coefficients permettant de calculer les limites des offres de prix d'activation des puissances de réglage secondaire et de réglage tertiaire contractées, la CREG demande à ELIA de lui envoyer avant le 31 janvier 2008 une proposition dans laquelle ELIA détaille les données concernées, la fréquence à laquelle elles changent et la date à partir de laquelle ELIA propose de joindre ces données aux données envoyées mensuellement à la CREG. De plus, la CREG demande à ELIA de stocker ces données à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2008, de manière à pouvoir joindre au premier envoi mensuel l'historique de ces valeurs depuis janvier 2008.

37. La périodicité de l'envoi des rapports et des données de monitoring ainsi que le délai séparant la fin de la période observée du moment où ils sont transmis à la CREG constituent des éléments importants du processus de monitoring.

Afin de répondre à la demande de la CREG formulée dans sa décision (B)061220-CDC-611 du 20 décembre 2006 relative à la proposition d'ELIA concernant des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires pour 2007, il a été convenu entre ELIA et la CREG<sup>4</sup> de redéfinir la fréquence d'envoi des rapports et des données de monitoring ainsi que la structure de ces rapports. Les rapports et données ont été scindés en éléments à transmettre à la CREG sur base mensuelle et éléments à transmettre sur base trimestrielle. Ces derniers concernent les rapports et données relatifs aux déséquilibres quart horaires individuels des ARP.

La mise en oeuvre de ces envois de documents s'est faite progressivement dans le courant de l'année 2007. La CREG constate cependant que deux points restent à améliorer.

Les données et rapports relatifs aux déséquilibres quart horaires individuels des ARP sont transmis fort tard à la CREG. Au moment de la rédaction de cette décision, le dernier rapport reçu sur ces déséquilibres individuels concerne le premier trimestre de 2007 et les dernières données le deuxième trimestre de 2007. ELIA a attiré l'attention de la CREG sur la difficulté d'obtenir les données nécessaires dans les temps convenus, notamment suite à la mise en place de la libéralisation totale des marchés wallon et bruxellois le 1<sup>er</sup> janvier 2007. La CREG a pris acte de ces difficultés. Elle réitère néanmoins sa demande de recevoir le plus rapidement possible ces informations, vu leur importance dans l'évaluation du

---

<sup>4</sup> Voir notamment le courrier d'ELIA du 28 février 2007 et la réponse de la CREG du 14 mars 2007.

fonctionnement du mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires et du comportement des ARP en matière de déséquilibre.

La CREG demande à ELIA de lui envoyer ces données et rapports dès que possible, et en tout cas au plus tard dans la semaine qui suit l'envoi aux ARP des premières factures de déséquilibre calculées sur base de ces données, même si ces factures sont provisoires.

Par ailleurs, la CREG constate que les rapports mensuels ne contiennent toujours pas les tableaux relatifs à la concentration de l'offre, alors qu'ELIA dispose de l'ensemble des données nécessaires. Il était au départ prévu que ces éléments soient inclus dans ce rapport à partir du mois de septembre 2006. La CREG demande à ELIA d'inclure ces éléments dans les rapports mensuels dès que possible, et au plus tard à partir du rapport relatif au mois de janvier 2008. La CREG demande également que le rapport relatif au mois de janvier 2008 contienne au moins l'historique de ces informations pour l'ensemble de l'année 2007 et le mois de janvier 2008.

### III. DECISION

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.

Vu la proposition « Proposition de règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires pour l'année 2008 », transmise par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR par lettre du 23 octobre 2007.

Vu la lettre envoyée par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR à la CREG le 10 décembre 2007.

Vu la décision de la CREG du 27 septembre 2007 relative à la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2008.

Vu l'analyse qui précède.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour l'année 2008.

Considérant que la proposition respecte les prescrits des articles du règlement technique repris sous le titre I de la présente décision.

Considérant que la proposition répond aux éléments d'appréciation développés sous le titre II.2. de la présente décision.

La CREG décide d'approuver la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR pour l'année 2008, dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article 159, §1, du règlement technique.

Cependant, la CREG décide que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR devra prendre les actions permettant de rencontrer les remarques formulées, notamment dans les paragraphes 23, 25, 28, 29, 31, 34, 36 et 37 de la présente décision.

Par ailleurs, la CREG rappelle la nécessité pour la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR de

disposer des réserves faisant l'objet de la décision de la CREG du 27 septembre 2007 relative à la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2008.

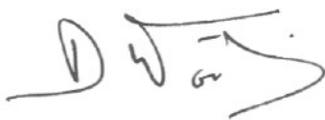
La CREG décide également que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR devra si nécessaire mettre en conformité avec les règles du marché contenues dans la présente décision les contrats qui sont liés à la compensation des déséquilibres quart horaires.

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

Enfin, la CREG attire l'attention sur le fait que son acceptation de la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR pour 2008 ne préjuge en rien de sa décision quant à l'application d'un mécanisme similaire après 2008.

\*\*\*\*

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



Dominique WOITRIN  
Directeur



François POSSEMIERS  
Président du Comité de direction