



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)081222-CDC-817

concernant

'la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant des règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires pour 2009'

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

Le 22 décembre 2008

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 2009.

La CREG a reçu cette proposition d'ELIA par lettre datée du 8 octobre 2008.

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 8 octobre 2008, ainsi que la proposition d'ELIA sont jointes à l'annexe 1 de la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 22 décembre 2008.

////

I. CADRE LÉGAL

1. La présente décision est prise en application de l'article 159, §1^{er}, 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^{er}, 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^{er} 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^{er}, 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^{er}, 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^{er}, 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 2009, 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 2009.

ELIA est invité à introduire ultérieurement une proposition de règles du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires applicables après l'année 2009.

11. La CREG a remarqué à plusieurs endroits de la proposition d'ELIA des erreurs qui semblent notamment résulter d'une mise à jour trop rapide de la proposition faite en 2007 par ELIA pour l'année 2008. Ainsi, dans le troisième paragraphe du préambule, il faudrait faire référence à la proposition tarifaire 2007 adaptée d'ELIA, qui a donné lieu à la décision (B)071213-CDC-658E/09 de la CREG. De même, la modification des références de marché pour le calcul du prix du combustible dans le cadre de l'activation de la puissance tertiaire non réservée, telle que mentionnée dans le dernier paragraphe du préambule, ne se retrouve pas dans le chapitre 5.4 de la proposition. D'autres exemples d'erreur dans le reste du texte de la proposition pourraient être donnés. Il n'appartient pas à la CREG d'en faire la liste exhaustive.

L'approbation par la CREG de tout ou partie de la proposition d'ELIA n'implique en aucune manière l'approbation de telles erreurs.

12. Dans sa 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

13. 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.

14. 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.

15. 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.

16. 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.

17. 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.

18. 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.

19. 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

20. 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.

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.

21. La CREG constate que deux acteurs participent au réglage secondaire. Le mécanisme proposé, par la limitation qu'il introduit au niveau du prix des offres, limite le pouvoir de marché de ces acteurs, dans un marché où le nombre limité d'acteurs n'induit pas une concurrence effective. Il introduit de plus 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. Un des acteurs a d'ailleurs utilisé cette possibilité en 2008, en ne contractant pas la réserve secondaire de la même manière pour tous les lots. Le mécanisme 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 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.

22. 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 d'habitude 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.

23. 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.

24. 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. Etant donné que ces éléments sont mentionnés dans la proposition d'ELIA depuis plusieurs années, la CREG demande à ELIA de préciser dans sa prochaine proposition concernant les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires quelles avancées concrètes ont été réalisées dans ces domaines.

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

25. 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 2009 » et « Bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2009 ».

Ces documents ont fait l'objet de la décision (B)080513-CDC-762 de la CREG du 13 mai 2008 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 2009. La présente décision ne revient donc pas sur ces éléments.

26. A plusieurs endroits de la proposition, notamment aux sections 4.1.1 et 4.2.1, ELIA mentionne, que ce soit explicitement ou implicitement, 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)080513-CDC-762, 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)080513-CDC-762 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)080513-CDC-762 de la CREG.

II.3.3. Activation des ressources pour le réglage secondaire

27. 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 baisse¹. 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).

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

29. 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

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

règlement technique. Il est également nécessaire qu'ELIA stocke les données nécessaires 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.

30. 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. La CREG a réaffirmé son intérêt à ce sujet dans sa décision (B)080513-CDC-762 relative aux réserves pour 2009, notamment en demandant à ELIA de réaliser une étude sur l'extension au réglage secondaire des possibilités de participation des grands clients industriels au réglage primaire. La CREG rappelle qu'elle a demandé dans cette décision que les conclusions de cette étude soient prises en compte dans la proposition d'ELIA concernant les réserves pour 2010. La CREG attend en outre d'ELIA un rapport faisant le point de la situation à ce sujet, et reprenant entre autres la liste des clients industriels contactés individuellement, ainsi que la position motivée de chacun d'eux quant à sa participation au réglage secondaire. Ce rapport devrait lui être remis au plus tard en même temps que la proposition d'ELIA concernant les réserves pour 2010.

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

31. 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.

32. Pour l'activation de la puissance de réglage tertiaire contractée, ELIA propose d'aligner la formule définissant la limite du prix des offres sur celle utilisée dans la procédure « *Nomination* » du contrat CIPU.

La CREG approuve cette proposition étant donné que celle-ci standardise les formules de calcul des limites du prix des offres pour les réserves tertiaires contractées et les réserves tertiaires non contractées.

33. L'activation des charges interruptibles est réalisée selon les principes mentionnés au point 22. 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*

34. La mise en service éventuelle en Belgique à la fin 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.

35. La CREG insiste en outre sur la nécessité pour ELIA de veiller à continuer à disposer des réserves nécessaires telles que déterminées par ELIA et qui ont fait l'objet de la décision (B)080513-CDC-762 du 13 mai 2008 de la CREG relative aux réserves pour 2009.

Dans cette mesure, elle demande à ELIA de lui présenter, avant la mise en place du marché *intraday* ou à défaut, avant la fin du mois de janvier 2009, un mécanisme permettant de contrôler que la participation des différents acteurs concernés au marché *intraday* ne se fait pas au détriment des réserves contractées à mettre à disposition d'ELIA ou des capacités de réserve dont les acteurs doivent disposer en application du contrat CIPU. ELIA mettra en œuvre ce mécanisme au plus tard un mois après la présentation du mécanisme à la CREG.

II.3.6. Transparence et information au marché

36. Dans le chapitre 6 de la proposition, ELIA déclare qu'elle publie sur son site web 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.

37. La CREG observe également que dans le cadre de l'activation de la puissance de réglage secondaire, ELIA envoie aux acteurs contractants un signal représentant la partie de l'ACE à compenser par l'activation du réglage secondaire sur les unités de production de cet acteur. Pour certaines heures, notamment lorsqu'un seul acteur participe à ce service, le signal envoyé est représentatif de la totalité de l'ACE.

De manière à permettre un accès non discriminatoire à l'information sur la valeur de l'ACE

par tous les acteurs du marché, la CREG demande à ELIA de publier sur son site web la valeur instantanée de l'ACE, ainsi que son cumul depuis le début du quart d'heure en cours, en distinguant les valeurs positives des valeurs négatives. Ces valeurs sont à afficher de manière numérique avec une précision d'un mégawatt (MW), avec au moins la même fréquence de rafraîchissement que celle de l'affichage actuel du déséquilibre de la zone de réglage sur son site web, soit toutes les deux minutes.

La CREG demande à ELIA de mettre en œuvre cette modification avant la fin du mois de février 2009.

38. Par ailleurs, dans le point 6.4, 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 si nécessaire le document avant le 31 janvier 2009, de manière à ce qu'il reflète la présente décision et la proposition sur laquelle elle porte.

II.3.7. Monitoring

39. Le chapitre 7 de la proposition porte sur le monitoring.

Après deux années d'utilisation des données de monitoring reçues d'ELIA, la CREG souhaite continuer à 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 le marché *intraday*, l'activation de la puissance de réserve secondaire sur base quart-horaire et les prélèvements quart-horaires des ARP.

40. Pour ce qui concerne le monitoring du marché *intraday*, la CREG demande à ELIA de lui faire une proposition avant la fin du mois de février 2009. Cette proposition servira de base de discussion entre ELIA et la CREG et concerne aussi bien le rapport mensuel de monitoring que l'envoi de données de monitoring sur base mensuelle. Elle doit maintenir la distinction entre les nominations et réservations de la procédure « nomination » et celles de la procédure « nomination *intraday* » au sens que le contrat CIPU 2008 donne à ces deux procédures, La CREG demande que la mise en œuvre soit faite dès que possible, et au plus tard trois mois après la mise en place du marché *intraday*. Les informations contenues dans

le premier rapport mensuel et dans le premier envoi de données mensuelles concernés porteront sur l'ensemble des informations du marché *intraday* depuis sa mise en place.

41. Pour ce qui concerne les compléments de monitoring de l'activation de la puissance de réglage secondaire, la CREG demande à ELIA de joindre aux données mensuelles de monitoring à partir des données relatives au mois de janvier 2009 les informations quart-horaires suivantes fournies par chaque producteur ayant signé un contrat de réglage secondaire :

- les informations mentionnées au point 6.2.1 du contrat de réglage secondaire 2008,
- les informations mentionnées à l'annexe 4 du contrat de réglage secondaire 2008, éventuellement moyennées par quart d'heure.

La CREG demande que ces informations soient fournies sur support informatique en même temps que les données de monitoring du mois auxquelles elles sont relatives.

42. Pour ce qui concerne les prélèvements quart-horaires des ARP, la CREG demande à ELIA de les envoyer selon une périodicité trimestrielle, comme c'est déjà le cas pour les déséquilibres quart-horaires individuels. La CREG demande que ces données soient envoyées en même temps que les données relatives aux déséquilibres quart-horaires individuels et que le premier envoi soit relatif au premier trimestre de 2009.

43. 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 CREG² 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.

² Voir notamment le courrier d'ELIA du 28 février 2007 et la réponse de la CREG du 14 mars 2007.

La mise en oeuvre de ces envois de documents s'est faite progressivement dans le courant de l'année 2007 et a continué en 2008.

Pour ce qui concerne le délai d'envoi des rapports et des données, la CREG constate que les mêmes problèmes subsistent pour les envois trimestriels. Pour les envois mensuels, la situation s'est globalement améliorée. Au moment de la rédaction de cette décision, elle n'a cependant pas encore reçu les données mensuelles relatives au mois de septembre, alors qu'elle a reçu le rapport du mois de septembre depuis le 14 novembre.

La CREG demande à ELIA de continuer ses efforts d'amélioration des délais d'envoi des rapports et données de monitoring.

Par ailleurs, la CREG a remarqué que la qualité des envois des données s'est détériorée depuis l'année dernière. Certaines données sont manquantes ou incomplètes. La CREG enverra à ELIA un courrier séparé pour faire le point de la situation à ce sujet et demande à ELIA d'améliorer la qualité des données transmises.

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 2009 », transmise par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR par lettre du 8 octobre 2008.

Vu la décision de la CREG du 13 mai 2008 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 2009.

Vu l'analyse qui précède.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour l'année 2009.

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 2009, 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 24, 26, 29, 30, 33, 35, 37, 38, 40, 41, 42 et 43 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 13 mai 2008 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 2009.

La CREG décide également que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR doit 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 2009 ne préjuge en rien de sa décision quant à l'application d'un mécanisme similaire après 2009.

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



Dominique WOITRIN
Directeur



François POSSEMIERS
Président du Comité de direction