



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

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

DECISION FINALE

(B)160609-CDC-1525

sur

“la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l’adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement au 1^{er} août 2016 et intégralement au 1^{er} janvier 2017”

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

9 juin 2016

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION.....	3
I. Cadre légal.....	5
II. Consultation	9
III. Analyse de la proposition	18
III.1 Remarques et réserves préliminaires.....	18
III.2 Eléments d’appréciation pris en considération	18
III.3 Description des évolutions proposées.....	20
III.4 Application du cadre légal et des éléments d’appréciation à la proposition	21
III.4.1Sujet 1 – Introduction de la réservation de réglage primaire à l’étranger à partir du 1 ^{er} août 2016	21
III.4.2Sujet 2 – Fonctionnement du marché secondaire en intraday en cas de panne ..	22
III.4.3Sujet 3 – Evolutions relatives à la réserve tertiaire	23
III.4.4Sujet 4 – Evolutions relatives à l’IGCC	23
III.5 Considérations complémentaires de la CREG	24
III.5.1Extension du marché secondaire	24
III.5.2Information des ARP sur leur position d’équilibre	25
III.5.3Définition de la granularité.....	25
IV. Décision	26

INTRODUCTION

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

La CREG a reçu cette proposition d'ELIA par lettre datée du 13 avril 2016. ELIA a joint à sa lettre plusieurs documents :

- la version confidentielle d'un document d'ELIA « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement au 1^{er} août 2016 et intégralement à partir du 1^{er} janvier 2017 »,
- 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)150717-CDC-1424 du 17 juillet 2015,
- la version publique (non confidentielle) du document d'ELIA « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement au 1^{er} août 2016 et intégralement à partir du 1^{er} janvier 2017 »,
- ce même document dans une version incluant l'identification des adaptations.

La proposition d'ELIA est constituée de la lettre du 13 avril 2016 et des quatre documents précités.

La présente 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.

La lettre d'ELIA du 13 avril 2016 ainsi que les quatre documents y annexés sont joints en annexe à la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 9 juin 2016.

////

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, dont le délai de transposition a expiré le 3 mars 2011, dispose comme suit :

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

a) [...] ;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4. L'article 159, § 1^{er}, 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^{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 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° le réglage primaire de la fréquence ;

2° le réglage secondaire de l'équilibre de la zone de réglage ;

3° la puissance mise à disposition par les producteurs conformément à l'article 159, § 2 du règlement technique ; 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 du règlement technique.

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

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

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

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

L'article 243 du règlement technique précise dans son §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 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^{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. Consultation

13. La présente décision a été adoptée sous forme de projet lors de la réunion du Comité de direction de la CREG du 29 avril 2016.

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 4 mai et le 26 mai 2016.

14. Pendant cette période, la CREG a réceptionné trois réponses, adressées respectivement le 13 mai 2016 par Energy Pool et le 26 mai 2016 par Febeliec et par la Febeg. Une quatrième réponse a également été reçue après expiration de la période de consultation. Conformément à son Règlement d'Ordre Intérieur, le Comité de direction de la CREG n'accepte pas les observations incluses dans cette quatrième réponse.

15. Dans la première réponse, Energy Pool se déclare favorable aux évolutions proposées par Elia dans sa proposition d'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires. Elle formule cependant quelques souhaits supplémentaires concernant les deux sujets suivants : d'une part, le passage à une rémunération en *pay as cleared* pour la contractualisation de la R1 et de la R3 ou des mesures permettant d'accroître la transparence des prix sur ces marchés, et d'autre part le maintien du contrat cadre entre ELIA et RTE pour la R1, au moins jusqu'à ce que la France ait également recours à la plateforme commune régionale.

La CREG partage le souhait d'Energy Pool de voir améliorer la transparence des prix des offres lors des enchères relatives aux réserves primaires, secondaires et tertiaires. Elle n'est cependant pas persuadée que cela doive se faire en passant à une rémunération *pay as cleared* des offres contractées. Il convient en effet de se placer dans le contexte international de la plateforme commune pour la R1/FCR, pour laquelle le mode de rémunération est *pay as bid*. Dans ce contexte, il n'est pas souhaitable de juxtaposer une rémunération *pay as bid* sur une plateforme internationale et une rémunération *pay as cleared* (actuellement *pay as bid*) au niveau local. Les processus sous-jacents et le signal envoyé au marché ne gagneraient pas en clarté.

Par ailleurs, ELIA a confirmé à la CREG qu'elle a décidé de commun accord avec RTE que le contrat cadre entre ELIA et RTE concernant l'acquisition par ELIA de R1 200 MHz sur des ressources connectées au réseau de RTE continue jusqu'à la fin de 2016. A partir de 2017, il est vraisemblable que RTE participe également à la coopération entre TSO pour la R1. Dès

ce moment, les offres de R1 200 mHz à partir de ressources connectées au réseau de RTE pourront être directement introduites via le processus de coopération régionale.

Enfin, Energy Pool soutient la demande de la CREG invitant ELIA à ouvrir le marché secondaire des puissances de réglage primaire, secondaire et tertiaire aux ressources de stockage et à celles issues de la demande.

16. Febeliec a structuré sa réponse en trois parties.

Dans une première partie, Febeliec appuie la CREG sur plusieurs aspects liés aux éléments d'appréciation de la CREG comme l'importance d'attirer le plus d'acteurs possible vers le marché des produits de réserve et de leur activation afin d'augmenter la concurrence, l'importance de la transparence vis-à-vis des acteurs du marché pour éviter les abus et fournir des signaux de prix ainsi que l'importance de ne pas considérer le marché de la compensation des déséquilibres quart horaires comme des ressources permettant aux acteurs de marché d'équilibrer leurs portefeuilles. Par contre, la référence aux commentaires faits par Febeliec dans le cadre de l'étude de la CREG sur la participation de la demande¹ est trop indirecte pour permettre un traitement ciblé dans le cadre de la présente décision.

Dans une deuxième partie, Febeliec commente trois des quatre sujets principaux faisant l'objet d'adaptations dans la proposition d'ELIA.

- Pour ce qui concerne la participation à la plateforme commune régionale, elle insiste sur l'utilité de faire un suivi de deux éléments.

Febeliec souhaiterait d'une part qu'un suivi soit organisé pour vérifier que la participation à la plateforme commune pour le seul produit symétrique 200 mHz dans une proportion pouvant s'élever jusqu'à 70% du volume total associé à la zone de réglage belge ne conduise pas à un coût supérieur pour ELIA à celui associé à l'enchère locale ouverte aux quatre produits actuels pour l'ensemble du volume.

D'autre part, Febeliec demande également qu'un suivi soit organisé pour vérifier que le proxy qui sera utilisé comme approximation *ex ante* dans l'enchère locale du prix d'acquisition de la R1 symétrique 200 mHz sur la plateforme commune régionale soit suffisamment représentative de ce prix d'acquisition, de manière à ce que l'optimisation locale soit effective.

¹ Etude de la CREG (F)160503-CDC-1459 du 3 mai 2016 sur les moyens à mettre en œuvre pour faciliter la participation de la flexibilité de la demande aux marchés de l'électricité en Belgique.

La CREG estime que ces demandes sont fondées et s'inscrivent dans la demande de la CREG de recevoir les informations relatives aux résultats des enchères, ce qui devrait permettre un suivi de ceux-ci et de l'apport des ressources belges à la plateforme commune régionale et de la plateforme commune régionale aux enchères locales belges.

- Febeliec appuie également l'opinion de la CREG sur le fonctionnement du marché secondaire en cas de panne selon laquelle, en réduisant le profil de risque des fournisseurs², cela ne peut qu'être bénéficiaire pour la zone de réglage belge.
- Par ailleurs, pour ce qui concerne l'évolution des produits de R3, Febeliec note le principe mis en avant par ELIA et consistant à séparer les produits acquis sur une base annuelle de ceux qui sont acquis sur une base mensuelle. Elle marque sa surprise sur la conclusion qu'en tire ELIA de ne pas admettre lors des enchères mensuelles des offres associées à des ressources sélectionnées dans des offres lors de l'enchère annuelle de R3 ICH, autrement dit de ne pas admettre l'existence simultanée à un même site de prélèvement d'offres de R3 ICH et d'offres de R3 standard ou de R3 flex. Febeliec avance que cette manière de faire pourrait priver le système d'une partie du volume de flexibilité disponible sur les sites industriels ayant un faible volume sélectionné lors de l'enchère annuelle.

La CREG constate que le produit ICH est un produit à mode d'activation « DROP BY »³, alors que le produit R3 DP et le futur produit R3 flex sont des produits à mode d'activation « DROP TO »⁴. Or, mélanger les deux modes d'activation sur un même point de prélèvement n'est techniquement pas possible pour la réserve tertiaire. La CREG ne peut donc pas suggérer une solution qui irait à l'encontre de ce principe.

Dans une troisième partie, Febeliec appuie la CREG quant à l'importance du *level playing field* entre génération et demande dans le marché secondaire. Elle étend ce commentaire à l'ensemble des produits régulés, y compris en dehors du marché du balancing, ainsi qu'à des adaptations qu'ELIA n'a pas encore proposées.

La CREG note ce commentaire, mais ne peut en tenir compte lorsqu'il sort du cadre de la consultation et de la présente décision.

² Le texte de la CREG précise « fournisseurs **de ce service** ».

³ L'ordre d'activation porte sur le fait de diminuer le prélèvement du site d'une valeur contractuellement fixée.

⁴ L'ordre d'activation porte sur le fait de ramener le prélèvement du site à une valeur contractuellement fixée.

17. Dans sa réponse, la Febeg émet deux types de commentaires, à savoir des remarques générales sur le projet de décision et des propositions relatives aux adaptations proposées par ELIA aux règles de fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart-horaires.

18. Les remarques générales sur le projet de décision de la CREG portent sur les éléments suivants.

- La Febeg soutient l'objectif de la CREG d'attirer de nouveaux acteurs sur le marché. Elle souhaite cependant insister sur les éléments suivants
 - o La création d'un *level playing field* entre technologies, acteurs (BRP et BSP) et réseaux de connexion des ressources.
 - o L'achat des services auxiliaires via des mécanismes de marché.
 - o Un cadre légal stable et un cadre réglementaire dans lequel la simplification et la standardisation de la commercialisation des produits entre acteurs du marché et qui offre suffisamment d'espace et de flexibilité pour ne pas devoir être modifié lorsque les principes et les règles de base doivent être adaptés.

La CREG prend note de ces commentaires et souhaite y apporter les nuances suivantes. Le *level playing field* ne peut pas par essence s'appliquer conceptuellement aux BRP et BSP de la même manière qu'aux ressources de production et à celles issues de la demande, dans la mesure où le BRP et le BSP sont non pas des acteurs de marché mais des rôles ayant chacun leurs caractéristiques. Dans cette mesure, il convient de bien distinguer au niveau de chaque acteur de marché le titre sous lequel il est généralement désigné (ARP, agrégateur,...) et le ou les rôles qu'il est amené à endosser (BRP seul, BRP et BSP, BSP seul).

Pour ce qui concerne l'achat des services auxiliaires via des mécanismes de marché, la CREG ne peut que souscrire à un tel commentaire dès lors qu'un marché existe dans des termes (temporels) compatibles avec le calendrier d'acquisition des ressources, autrement dit sans que cela ne génère de phénomène de rente et de concentration du pouvoir de marché.

Pour ce qui concerne la stabilité du cadre légal et réglementaire, la CREG estime que l'équilibre doit être trouvé entre :

- des évolutions parallèles de la réglementation d'une part et des caractéristiques des marchés d'autre part, ces dernières évoluant d'habitude plus rapidement que la première, et
 - une stabilité légale et réglementaire permettant une gestion efficace des ressources à court, moyen et long termes.
- La Febeg plaide également pour que l'ARP puisse être pleinement à même de jouer son rôle de responsable d'équilibre, ce qui nécessite d'un côté qu'il soit informé à temps de toute intervention de parties tierces dans son périmètre d'équilibre et d'un autre côté que le résultat du calcul des positions d'équilibre des ARP soient publiées dans à un moment proche du temps réel.

La CREG ne peut qu'insister auprès d'ELIA pour qu'elle fasse tous les efforts nécessaires pour arriver à une telle transmission d'informations, qui ne peut que favoriser un bon fonctionnement du marché de la compensation des déséquilibres quart horaires.

- La Febeg avance que l'évolution proposée par ELIA pour pouvoir participer à la plateforme commune régionale, c'est-à-dire la non-corrrection du périmètre d'équilibre des BRP suite à l'activation de la R1, rompt le principe du *level playing field* entre fournisseurs du service de R1. Par ailleurs la Febeg avance que les règles relatives à la R1 donnent un avantage à la demande par rapport à la production, d'une part vu les tarifs d'injection appliqués à l'énergie produite injectée sur le réseau, et d'autre part vu que les BSP ne sont pas confrontés au même risque que les BRP qui doivent intégrer les risques de déséquilibre.

Comme déjà mentionné ci-dessus en matière de *level playing field*, la CREG ne peut pas être d'accord avec les arguments de la Febeg pour les raisons suivantes.

La non-corrrection du périmètre d'équilibre est appliquée de la même manière à tous les BRP qui sont confrontés à des activations de R1 dans leur portefeuille par des BSP tiers. Comme mentionné ci-dessus, il est admis qu'un même acteur commercial puisse endosser plusieurs rôles à la fois, dont celui de BRP et celui de BSP. Comme BRP, il sera traité comme tous les BRP et comme BSP, il sera traité comme tous les BSP. La CREG est d'avis que c'est au niveau des rôles et des technologies que doit se comprendre la notion de *level playing field* et non au niveau des acteurs commerciaux.

Par ailleurs, l'application d'un tarif d'injection ne relève pas des règles du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires, mais de la structure tarifaire, dossier pour lequel la CREG a déjà par ailleurs largement consulté.

Enfin, pour ce qui concerne les risques liés au déséquilibre qui seraient au désavantage des BRP, la CREG ne peut que rappeler ce qu'elle a écrit deux alinéas ci-dessus, à savoir qu'elle estime que le *level playing field* s'adresse aux rôles et aux technologies et non pas aux acteurs commerciaux, et que de cette manière, les BRP⁵ sont tous traités sur le même pied d'égalité dans leur rôle de BRP. De la même manière, les BSP sont traités sur pied d'égalité dans leur rôle de BSP, qu'ils endossent ou non par ailleurs un rôle de BRP.

- La Febeg soutient le point de vue de la CREG selon lequel les avantages de la participation à la plateforme commune régionale pour la R1 sont l'augmentation de liquidité du marché de la R1 et l'ouverture à un nouveau marché pour les ressources connectées en Belgique. La Febeg conditionne cependant ces avantages à l'existence d'un *level playing field* avec l'étranger, ce qui n'est pas réalisé tant que d'une part, les ressources françaises peuvent participer au marché belge de la R1 sans que la réciproque ne soit vraie, et d'autre part, que certains éléments du modèle de marché défavorisent les acteurs belges par rapport aux acteurs connectés aux réseaux étrangers, comme le tarif d'injection et la compensation en nature des pertes.

Pour ce qui concerne la participation des ressources françaises de R1 au marché belge sans que la réciproque ne soit possible, ELIA a confirmé à la CREG que le contrat passé avec RTE pour la R1 200 mHz court jusque la fin de 2016 et qu'après cette date, il est vraisemblable que le contrat ne soit plus d'application et que RTE participe également à la collaboration régionale TSO-TSO pour la R1. La CREG estime que modifier les règles pour une période aussi courte n'est pas justifié, vu l'importance des autres chantiers auxquels ELIA est confrontée.

Pour ce qui concerne l'application du tarif d'injection, la CREG ne peut que réaffirmer que cet élément dépend de la structure tarifaire et non des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

⁵ Les BRP, contrairement aux BSP, n'offrent pas dans leur rôle de BRP de services de réserve au TSO.

Pour ce qui concerne les pertes, la CREG estime que ce sujet demande à être étudié et clarifié, tout en constatant qu'il pourrait concerner aussi bien le règlement technique que la structure tarifaire et les tarifs.

- Pour ce qui concerne l'IGCC, la Febeg insiste sur la transparence et l'efficacité générale du mécanisme, vu la diversité des mécanismes nationaux. Elle avance que le GRT peut subir un préjudice, par ailleurs éliminé en réduisant artificiellement le bénéfice global, alors que les ARP n'ont pas la possibilité de réduire les coûts comme conséquence de l'IGCC, vu qu'ils doivent encore payer pour les coûts équivalents pour une activation en Belgique.

La CREG prend note de la demande de la Febeg concernant la transparence du mécanisme. L'argumentaire de la Febeg ne lui semble cependant pas vraiment clair. Elle estime cependant que l'IGCC est avant tout un mécanisme technique de *netting* des déséquilibres dans lequel le gain économique est vu comme une conséquence d'une optimisation sous contraintes des volumes compensés et non comme l'objectif direct du mécanisme. Le gain économique n'est pas garanti pour chaque quart d'heure et chaque zone de réglage, mais sur une période plus longue, le gain est positif pour chaque zone de réglage, à quelques (rares) exceptions près. Ce sont ces exceptions qui donnent lieu à correction. Comme le souligne la Febeg, l'IGCC tel que conçu actuellement permet un *netting* des déséquilibres des zones de réglage dont les mécanismes de marché peuvent différer, parfois assez fortement. La CREG est consciente que c'est à la fois un avantage, dans la mesure où une harmonisation des mécanismes des différentes zones de réglage ne constitue pas un prérequis à son application, mais que cela demande également un certain suivi de l'application du mécanisme. Par ailleurs, la CREG observe que la zone de réglage, et donc le consommateur final, est globalement bénéficiaire.

- Concernant l'extension du marché secondaire à l'intraday, la Febeg suggère également d'étudier la possibilité d'étendre ce marché secondaire à des ressources situées à l'étranger.

La CREG prend bonne note de cette suggestion. Elle estime également qu'avant de pouvoir être appliquée, cette extension devrait faire l'objet d'une étude approfondie. Il sera probablement nécessaire également d'établir des priorités dans l'étude et la mise en œuvre de mécanismes transfrontaliers d'échange.

19. Les propositions relatives aux adaptations proposées par ELIA concernent les six sujets suivants.

- La Febeg suggère d'ajouter une définition de la granularité de manière à lever l'ambiguïté quant à une interprétation qui considérerait la granularité comme une obligation d'introduire différentes offres par pas de 1 MW.

La CREG est d'accord qu'une telle définition permettrait de lever cette ambiguïté, tout en constatant que les propositions précédentes d'ELIA approuvées par la CREG comportent déjà la notion de granularité sans que cela n'ait jamais donné lieu à des demandes de clarification lors des consultations précédentes.

- La Febeg se réfère à la phrase de la section 5.2.4 de la proposition d'ELIA « les clients s'engagent contractuellement à ne pas concentrer plus de 25MW de puissance de réserve primaire offerte par site industriel. ». Elle demande qu'il soit clarifié que cette limitation ne s'applique pas aux unités de production.

La CREG estime que le texte d'ELIA dans cette section est suffisamment clair dans la mesure où il fait la distinction entre d'une part les ressources de « R1 CIPU » ayant accès au marché secondaire, sans que la contrainte d'un maximum de 25 MW de R1 par site industriel ne soit mentionnée, et les ressources n'ayant pas actuellement accès au marché secondaire auxquelles cette contrainte s'applique. Elle est en outre d'avis que le maintien de la contrainte pour les ressources n'ayant pas accès au marché secondaire est justifié.

- La Febeg fait également remarquer que la liquidité limitée du marché secondaire maintient un risque de pénalités importantes chez les acteurs qui remettent des offres.

La CREG prend bonne note de cette remarque. Elle observe cependant que les acteurs actifs ou potentiellement actifs sur le marché secondaire actuel sont pour la plupart des membres de la Febeg et que la liquidité de ce marché dépend dès lors principalement d'eux. L'ouverture à d'autres acteurs, et notamment à des acteurs proposant de la réserve issue de ressources « non-CIPU », permettrait probablement d'augmenter la liquidité de ce marché.

- Pour ce qui concerne le montant des pénalités, la Febeg trouve inacceptable que les fournisseurs puissent perdre l'entièreté de leurs revenus à cause des pénalités. Elle estime que le fournisseur de service devrait au moins pouvoir récupérer ses coûts, d'autant plus s'il est obligé de fournir le service.

La CREG estime que l'application de pénalités ne peut être considérée comme la conséquence d'une situation normale. La situation normale est que le service soit rendu correctement et le fait de rendre ou non un service ayant un impact sur la sécurité du réseau ne devrait pas faire l'objet d'optimisation économique ni de gaming. La perte de revenus par application de pénalités devrait donc être tout à fait exceptionnelle et, de ce fait, ne pas constituer un risque important pour le fournisseur de service.

- La Febeg relève la phrase de la section 5.2.6 de la proposition : « *Pour la R1 à l'étranger, un système de contrôle et de pénalités est appliqué par le GRT étranger* », et souligne l'importance d'un traitement égal des fournisseurs belges et étrangers.

La CREG prend bonne note du commentaire. Elle souhaite cependant se replacer dans le contexte de la contractualisation de la R1 sur la plateforme commune régionale, qui revient à un transfert d'obligation entre zones de réglage. En effet, l'obligation « de base » d'une zone de réglage en termes de R1⁶ est augmentée du volume total de R1 vendu sur la plateforme commune régionale par des ressources connectées au réseau de cette zone de réglage et diminuée du volume acquis sur la plateforme commune régionale et connectées au réseau des autres zones de réglage ayant accès à la plateforme. De cette manière les règles locales de chaque zone de réglage s'appliquent à l'ensemble des ressources locales participant à la R1, que ce soit suite aux enchères locales ou à celles relatives à la plateforme commune régionale. La CREG constate que les règles sont appliquées de manière non discriminatoire à toutes les ressources connectées dans la zone de réglage belge et permettent de couvrir la nouvelle obligation d'ELIA en matière de volume de R1, après correction par les volumes acquis et vendus sur la plateforme commune régionale. Le fait de vouloir un traitement égal des fournisseurs des différentes zones de réglage ne tient pas compte du principe de subsidiarité appliqué au niveau européen, et qui conduit chaque pays/zone de réglage à adopter des règles dont certaines avantagent ses fournisseurs locaux par rapport à ceux des autres zones de réglage, tandis que certaines autres les désavantagent.

- Enfin, la Febeg vise une phrase des sections 5.3.4 et 5.5.4 de la proposition d'ELIA, à savoir « Elia s'est dotée d'un système de suivi de la réserve globale de

⁶ Calculée chaque année par ENTSO-E pour chaque zone de réglage.

la zone de réglage en temps réel permettant, le cas échéant de mobiliser auprès des producteurs (via des actions ad hoc telles que le démarrage d'unités lentes ou le refus de modifications de programmes) la réserve nécessaire ». Elle observe qu'il manque une description aussi bien des modalités que des rémunérations et pénalités relatives à la procédure de mobilisation de la réserve nécessaire.

La CREG prend bonne note de cette remarque, qui tombe hors du domaine de la consultation puisqu'elle ne concerne pas une modification introduite par ELIA dans sa proposition.

III. Analyse de la proposition

III.1 Remarques et réserves préliminaires

20. 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 2016 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.

21. 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)150717-CDC-1424 de la CREG du 17 juillet 2015. 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

22. 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.

23. 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.

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

- le nombre de producteurs locaux susceptibles d'offrir les services de compensation des déséquilibres quart-horaires est limité,
- la flexibilité issue des ressources de demande attend encore de montrer son potentiel réel pour la fourniture des services de compensation des déséquilibres quart-horaires,
- pour attirer de nouveaux acteurs capables d'offrir au marché belge des services associés à la compensation des déséquilibres quart-horaires, il convient de trouver un équilibre entre une rémunération raisonnable de ces services et une régulation des offres nécessaire vu la concurrence limitée.

25. 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.

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

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

27. 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.

28. 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.

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

III.3 Description des évolutions proposées

30. Outre quelques adaptations plus formelles, les évolutions proposées par ELIA portent principalement sur quatre sujets :

- 1) Introduction de la réservation de réglage primaire à l'étranger à partir du 1^{er} août 2016.
- 2) Fonctionnement du marché secondaire en intraday en cas de panne.
- 3) Evolutions relatives à la réserve tertiaire.
- 4) Evolutions relatives à l'IGCC.

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

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

III.4.1 Sujet 1 – Introduction de la réservation de réglage primaire à l'étranger à partir du 1^{er} août 2016

32. ELIA a introduit dans la proposition un ensemble de règles relatives au recours à une plateforme commune régionale⁷ pour la réservation d'une partie de la réserve primaire à partir du 1^{er} août 2016. A partir de cette date, elle propose de réserver les puissances de réserve primaire en deux phases, une première phase sur sa plateforme locale déjà en service actuellement, et une seconde phase sur la plateforme commune régionale.

La première phase a pour objectif de réserver l'entièreté du volume de puissance de réglage primaire, mais en introduisant dans les offres une offre fictive divisible, à un prix égal au prix moyen de réservation sur la plateforme commune régionale lors de l'enchère la plus récente organisée sur cette plateforme, et pour un volume limité à maximum 70% du volume minimum à réserver par la Belgique.

La seconde phase a pour objectif d'acquérir à tout prix sur la plateforme commune régionale le volume attribué à l'offre fictive lors de l'enchère sur la plateforme locale.

Les ressources non sélectionnées sur la plateforme locale et situées dans la zone de réglage belge pourront également remettre offre sur la plateforme commune régionale selon les règles d'application sur cette plateforme.

La sélection sur la plateforme locale continuera à se faire comme actuellement sur la base d'une optimisation économique du coût de réservation de la puissance de réglage primaire et de la puissance de réglage secondaire.

Comme conséquence de ce qui précède, la fréquence de cette enchère locale commune aux puissances de réglage primaire et secondaire s'alignera sur la fréquence, actuellement

⁷ Au sens européen du terme.

hebdomadaire, de l'enchère pour la puissance de réglage primaire sur la plateforme régionale commune, à partir de l'enchère relative à la période de livraison commençant le 1^{er} août 2016.

33. La CREG constate que les évolutions proposées par ELIA, en s'ouvrant aux offres en provenance de la plateforme commune régionale, offrent le double avantage d'augmenter la liquidité du marché belge de la réserve primaire tout en offrant de nouveaux débouchés aux offres de réserve primaire symétrique 200 mHz (produit standard) disponibles sur ce marché. Elles s'inscrivent de plus dans la perspective de la création d'un marché régional européen pour la puissance de réglage primaire.

34. Dès lors, la CREG estime que la partie de cette proposition relative à la réserve primaire satisfait aux éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

III.4.2 Sujet 2 – Fonctionnement du marché secondaire en intraday en cas de panne

35. Jusqu'à présent, le transfert d'obligation vers un autre fournisseur de la fourniture de la réserve primaire contractée sur des unités CIPU, de la réserve secondaire contractée ou de la réserve tertiaire contractée sur les unités de production n'était possible qu'en *day ahead*. ELIA propose d'étendre cette possibilité à l'*intraday*, dans le cas où l'unité de production délivrant la puissance de réglage tombe en panne.

Pour la R1 et la R2 sur les unités de production CIPU, cette extension permet en outre de supprimer la limite supérieure de 50 MW sur la puissance de réglage qu'il était possible d'allouer sur une seule centrale, s'il n'était pas possible de garantir la possibilité de reconstitution de cette réserve endéans les 6 heures suivant une panne de cette centrale.

Ces évolutions sont destinées à entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2017.

36. La CREG constate que la proposition d'ELIA, en proposant d'étendre le marché secondaire à l'*intraday* lorsqu'une unité délivrant la puissance de réglage tombe en panne, permet une meilleure couverture du risque auquel les fournisseurs de ce service sont confrontés.

37. La CREG considère que cette évolution du marché secondaire des puissances de réglage constitue un pas dans la bonne direction. Elle estime en conséquence que la partie de cette proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

III.4.3 Sujet 3 – Evolutions relatives à la réserve tertiaire

38. Pour 2016, ELIA a réservé 700 MW sur 770 MW de puissances de réglage tertiaire lors d'enchères annuelles, et réserve les 70 MW restants lors d'enchères court terme visant les produits R3 production (« R3 prod ») et R3 sur les services d'ajustement de profil (« R3 DP »).

ELIA propose une évolution des produits de R3 et comme première étape à mettre en œuvre pour la période de fourniture commençant le 1^{er} janvier 2017, de réserver la totalité de la puissance de réglage tertiaire des produits R3 prod et R3 DP lors d'enchères court terme, en ne réservant plus lors d'enchères annuelles que la R3 sur les prélèvements interruptibles (« R3 ICH »). La séparation nette entre produits de R3 acquis sur base annuelle et sur base court terme conduit ELIA à reporter sur les enchères court terme de R3 DP les volumes qui n'auront pas pu être réservés lors des enchères annuelles de R3 ICH. De plus, ELIA ne permettra pas qu'un point d'accès sélectionné lors de l'enchère annuelle soit également offert dans les produits lors des enchères court terme.

Ces évolutions sont destinées à entrer en vigueur pour ce qui concerne la période de fourniture commençant le 1^{er} janvier 2017.

39. La CREG constate que la proposition d'ELIA est un premier volet de l'évolution des produits de R3, entre autres destinée à instaurer un *level playing field* entre produits fournis à partir d'unités de production et produits fournis sur base de la gestion de la demande afin de rendre le produit plus neutre sur le plan technologique.

40. Dans cette mesure, la CREG considère que cette évolution constitue un premier pas dans la bonne direction. Elle estime en conséquence que la partie de cette proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

III.4.4 Sujet 4 – Evolutions relatives à l'IGCC

41. Jusqu'à présent, il a été possible dans la pratique de l'IGCC qu'un TSO participant à l'IGCC en retire un bénéfice négatif alors que le bénéfice global est positif. La proposition vise à éviter cette situation. La méthode utilisée est d'annuler artificiellement le bénéfice négatif en réduisant en conséquence le bénéfice global à répartir entre les autres GRT.

42. La CREG estime que cette méthode a l'avantage, dans un processus basé sur un *netting* physique sans optimisation économique, d'éviter les quelques cas financièrement défavorables pour certains TSO, et en introduisant une protection contre ces situations, permet

de rendre plus attractive la participation au mécanisme. En augmentant le volume sur lequel s'opère le *netting*, l'arrivée de nouveaux acteurs dans le mécanisme rend celui-ci plus liquide et contribue à la généralisation du processus de *netting* des déséquilibres au niveau européen. Cette évolution va donc dans le sens d'une augmentation de l'intégration des pays européens dans le cadre du balancing.

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

III.5 Considérations complémentaires de la CREG

III.5.1 Extension du marché secondaire

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

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

Enfin, la CREG estime intéressante l'idée d'ouvrir les marchés secondaires aux ressources connectées aux réseaux des autres zones de réglage. Elle demande donc à ELIA d'étudier dans quelle mesure une telle évolution est réalisable et présente un rapport coûts/bénéfices intéressant pour les produits de R1, R2 et R3, que ce soit pour les ressources CIPU ou non-CIPU.

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

III.5.2 Information des ARP sur leur position d'équilibre

46. Dans le domaine de la responsabilité des ARP en matière d'équilibre de leur portefeuille, la CREG estime qu'il est important qu'une information correcte soit fournie au plus tôt aux ARP sur le déséquilibre de leur propre portefeuille. Cela s'avère déjà utile en quasi temps réel dans les cas « normaux ». Une information, si possible préalable à toute activation par des tiers dans le portefeuille d'un ARP ou la suivant immédiatement, sur le volume global activé de cette façon dans son portefeuille est une condition nécessaire pour éviter que l'ARP ne prenne des mesures pour compenser une telle activation.

La CREG demande donc à ELIA à l'horizon de fin 2017 d'étudier les options possibles pour le calcul du déséquilibre par ARP en quasi temps-réel, et de lui proposer un projet de calcul du volume de déséquilibre de chaque ARP et de communication de cette valeur à l'ARP concerné, accompagné d'un calendrier de mise en œuvre. De même, elle demande à ELIA d'être attentive à inclure dans les règles de marché de l'activation des produits de réserve la transmission à chaque ARP à un moment proche du moment de l'activation, du volume activé dans son portefeuille par des tiers.

III.5.3 Définition de la granularité

47. La CREG constate que le manque de définition de la granularité permet une lecture des règles de fonctionnement potentiellement ambiguë. Il s'agit notamment de préciser si la notion de granularité implique ou non l'obligation d'introduire différentes offres par pas de 1 MW.

La CREG demande à ELIA de clarifier ce point dans la prochaine proposition de modification des règles qu'elle introduira pour approbation par la CREG.

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^{er}.

Vu la proposition « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement au 1^{er} août 2016 et intégralement à partir du 1^{er} janvier 2017 », transmise par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR par la lettre du 13 avril 2016.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour entrée en vigueur partiellement au 1^{er} août 2016 et intégralement à partir du 1^{er} janvier 2017.

Considérant que la proposition respecte les prescrits des articles pertinents du règlement technique de 2002 repris sous le titre I de la présente décision et répond aux éléments d'appréciation développés sous le titre II.2. de la présente décision.

Considérant l'analyse particulière réalisée sous le titre III.4 de la présente décision.

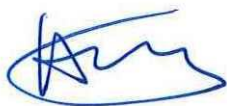
La CREG décide d'approuver la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article 159, § 1^{er}, du règlement technique.

Elle attire cependant l'attention d'ELIA sur les « considérations complémentaires » mentionnées sous le titre III.5 de la présente décision.

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

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

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction