



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

DOCUMENT DE CONSULTATION PUBLIQUE

(PRD)160825-CDC-1556

sur

“le projet de décision (B)160825-CDC-1556 relative à 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 au 1er janvier 2017”

25/08/2016

APERCU

Objet :

La CREG organise une consultation publique portant sur son projet de décision relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR de règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur au 1er janvier 2017.

Le projet de décision comporte en annexe la proposition d'Elia ainsi qu'une version montrant les modifications apportées par rapport aux règles de fonctionnement approuvées par la décision de la CREG (B)160609-CDC-1525 du 9 juin 2016.

La CREG souhaite obtenir une réaction au projet de décision et aux adaptations proposées par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR aux règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

Modalités de la consultation :

1. Période de consultation :

Cette consultation se tient du 31/08/2016 (minuit CET) au 21/09/2016 (minuit CET) inclus

2. Mode de transmission des observations:

- Par e-mail à consult.1556@creg.be et/ou
- Par lettre au membre indiqué du Comité de direction de la CREG :

CREG

Monsieur Andreas Tirez

Rue de l'Industrie 26-38

1040 BRUXELLES

Si le répondant estime que sa réponse comporte des informations confidentielles, ces informations doivent être indiquées précisément et sans ambiguïté dans la réponse comme étant confidentielles. En outre, cette réponse doit stipuler les raisons de la confidentialité et

l'éventuel désavantage ou préjudice que pourrait subir le répondant si ces informations confidentielles étaient malgré tout publiées. Si le répondant (autre qu'une personne physique) estime avoir une raison valable pour que son nom ne soit pas divulgué, il le motive dans sa réponse.

3. Personne de contact et/ou coordonnées de contact pour tous renseignements :

Direction T – Tel. 00 32 2 289 76 74

Documents afférents :

Lettre d'ELIA



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

PROJET DE DECISION

(B)160825-CDC-1556

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 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

25 août 2016

TABLE DES MATIERES

- INTRODUCTION..... 3
- I. Cadre légal..... 4
- II. Analyse de la proposition 8
 - II.1 Remarques et réserves préliminaires..... 8
 - II.2 Eléments d’appréciation pris en considération 8
 - II.3 Description des évolutions proposées.....10
 - II.4 Application du cadre légal et des éléments d’appréciation à la proposition10
 - II.4.1 Sujet 1 – Modification de la définition de deux produits de réserve tertiaire contractée pour les rendre plus neutres technologiquement.....11
 - II.4.2 Sujet 2 – Impact des modifications des produits de réserve tertiaire contractée sur l’ordre d’activation de ces réserves13
 - II.4.3 Sujet 3 – Adaptation des pénalités suite à la transition vers l’achat à court terme des produits de réserve14
 - II.5 Considérations complémentaires de la CREG16
 - II.5.1 Extension du marché secondaire16
 - II.5.2 Puissance de réglage tertiaire à partir d’unités non CIPU.....16
- III. Décision18

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine dans ce projet de 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 5 août 2016. ELIA a joint à sa lettre plusieurs documents :

- un document d'ELIA « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur au 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 proposition d'ELIA est constituée de la lettre du 5 août 2016 et des deux documents précités.

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

La lettre d'ELIA du 5 août 2016 ainsi que les deux documents y annexés sont joints en annexe au présent projet de décision.

Le présent projet de décision a été approuvé par le Comité de direction de la CREG le 25 août 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. Analyse de la proposition

II.1 Remarques et réserves préliminaires

13. Conformément à ce qui a été rappelé sous le Titre I « Cadre légal », la CREG rappelle que les règles proposées par ELIA et approuvées par la CREG, aussi bien dans la décision sur les volumes de réserve pour 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.

14. Le présent projet de 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)160609-CDC-1525 de la CREG du 9 juin 2016. 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, le présent projet de décision ne se prononce pas sur les aspects tarifaires.

II.2 Eléments d'appréciation pris en considération

15. Sur la base des textes légaux présentés sous le titre I, un certain nombre d'éléments d'appréciation ont été pris en considération pour élaborer la présente décision. Ces éléments d'appréciation sont analysés ci-après.

16. Le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires est un outil important entre les mains du gestionnaire de réseau pour assurer l'équilibre de la zone de réglage belge. Le réglage de l'équilibre des zones de réglage représente au niveau de l'ENSTO-E un maillon important de la sécurité de l'ensemble du réseau électrique de l'Europe continentale. Il est donc de première importance que le mécanisme de compensation des déséquilibres de la zone de réglage fournisse au gestionnaire de réseau les moyens de maintenir et, le cas échéant, de rétablir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.

17. Le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires constitue un élément important pour le fonctionnement du marché belge de l'électricité. Il est donc essentiel

de prendre en compte la structure et l'architecture du marché auquel il s'adresse. Il convient dès lors de tenir compte des éléments suivants :

- le nombre de producteurs locaux susceptibles d'offrir les services de compensation des déséquilibres quart-horaires est limité,
- la flexibilité issue des ressources de demande prend une part de plus en plus importante dans la fourniture des services de compensation des déséquilibres quart-horaires,
- pour attirer de nouveaux acteurs capables d'offrir au marché belge des services associés à la compensation des déséquilibres quart-horaires, il convient de trouver un équilibre entre une rémunération raisonnable de ces services et une régulation des offres nécessaire vu la concurrence qui reste limitée pour certains produits.

18. Ainsi, il est important que le mécanisme soit suffisamment flexible pour permettre une participation du plus grand nombre possible d'acteurs du marché de la fourniture des services destinés à la compensation des déséquilibres quart-horaires. Dans cette optique, la structure du mécanisme ne doit pas fermer la porte à des évolutions futures permettant d'aller dans ce sens.

19. 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.

20. 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.

21. De plus, le mécanisme de compensation des déséquilibres quart-horaires et le tarif associé doivent viser une minimisation du coût de la compensation des déséquilibres quart-horaires pour les ARP, tout en donnant à ceux-ci les signaux de prix adéquats dans les moments critiques.

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

II.3 Description des évolutions proposées

23. Outre quelques adaptations au niveau des définitions et quelques autres plus formelles, les évolutions proposées par ELIA portent principalement sur les sujets suivants :

- 1) Modification de la définition de deux produits de réserve tertiaire pour les rendre plus neutres technologiquement.
- 2) Impact des modifications des produits de réserve tertiaire sur l'ordre d'activation de ces réserves.
- 3) Adaptation des pénalités suite à la transition vers l'achat à court terme des produits de réserve.

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

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

24. 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 sujets décrits ci-dessus.

II.4.1 Sujet 1 – Modification de la définition de deux produits de réserve tertiaire contractée pour les rendre plus neutres technologiquement

25. Dans son étude 1459¹, la CREG constate que la définition actuelle des produits d'ELIA repose fortement sur une base technologique, et estime qu'ELIA doit réorienter la définition de ses produits de manière à assurer un level playing field entre technologies (production, demande et stockage), de manière à axer d'abord la définition des produits sur les besoins d'ELIA en matière d'activation,

Dans cette perspective, ELIA a intégré une telle évolution des produits de réserve tertiaire dans un plan pluriannuel d'adaptation non seulement de la définition des produits mais également des règles du marché de la compensation des déséquilibres quart-horaires. ELIA a prévu de réaliser ce plan par phase et la proposition actuelle en constitue la deuxième phase².

26. Cette deuxième phase a pour objet de remplacer les anciens produits de réglage tertiaire production « R3 production » et de réglage tertiaire sur les services d'ajustement de profils « R3 DP », très typés technologiquement, par deux nouveaux produits de réglage tertiaire « R3 standard » et « R3 flex », ouverts tous deux à l'ensemble des ressources, qu'elles soient CIPU ou non CIPU. La R3 ICH n'est pas concernée par la redéfinition des deux autres produits de réglage tertiaire. Les deux nouveaux produits se différencient par les caractéristiques de nombre maximum d'activations sur la période contractuelle, de nombre maximum d'heures d'activation et de durée minimale entre deux activations successives, tel que repris dans le tableau ci-dessous.

	R3 standard	R3 flex
Nombre maximum d'activations sur la période contractuelle	Illimité	Limité (8 pour une période mensuelle)
Nombre maximum d'heures d'activation	8 par jour	2 par activation
Durée minimale entre deux activations successives	Aucune	12 heures

Pour les unités CIPU, les offres d'activation de R3 standard et flex sont relatives à une unité CIPU (pas d'effet portefeuille). Une même unité CIPU peut remettre des offres d'activation de R3 standard et de R3 flex. Dans ce cas cependant, les prix d'activation des offres de R3

¹ Paragraphe 128 de l'étude (F)160503-CDC-1459 de la CREG 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,

² La première phase a fait l'objet d'un des points de la décision finale (B)160609-CDC-1525 de la CREG du 9 juin 2016.

standard et de R3 flex devront être égaux, et devront être également égaux au prix offert pour les offres incrémentales de cette unité dans le cadre du contrat CIPU.

L'acceptation par ELIA d'une offre de R3 standard ou flex portant sur des unités non CIPU est conditionnée à l'accord explicite et sans réserve de pré-qualification de tous les gestionnaires de réseau concernés.

L'activation de R3 standard ou flex sur des unités non CIPU peut être totale ou partielle en fonction des besoins d'ELIA. Pour la R3 flex sur les unités non CIPU, toute activation d'une puissance inférieure à la moitié de la puissance contractée est comptée pour une demi-activation.

27. Malgré les efforts d'ELIA pour définir des produits de R3 plus neutres technologiquement, il n'est actuellement pas possible de les traiter de la même manière, tant que des adaptations législatives régissant le transfert d'énergie n'ont pas été adoptées.

Dans la période transitoire, ELIA doit donc continuer à faire la distinction entre les offres d'activation de puissance de réglage à partir d'unités CIPU qui ne sont activées que par l'ARP qui les a dans son portefeuille et celles à partir d'unités non CIPU qui peuvent également être activées par un autre acteur du marché.

Actuellement, il n'y a pas de correction du périmètre d'équilibre pour les activations de ressources du portefeuille d'un ARP par un agrégateur. Il s'ensuit qu'il n'est pas admissible de définir un prix d'activation pour les offres de R3 non CIPU, puisque le système a déjà payé l'activation en ne corrigeant pas le périmètre d'équilibre de l'ARP.

Etant donné qu'aucun prix n'est associé à l'activation de R3 standard ou flex sur des unités non CIPU et que le volume offert est le volume contractuel, aucune offre d'activation de R3 standard ou flex non CIPU ne doit être explicitement introduite, tous les paramètres de l'offre étant connus.

28. La CREG constate que les évolutions proposées par ELIA tendent à ouvrir les produits R3 sur une base technologiquement neutre, aussi loin que la réglementation actuelle le permet. Elles contribuent à installer un *level playing field* entre les différentes ressources pouvant offrir le service de R3, aussi bien celles raccordées au réseau d'ELIA qu'à celui des GRD, sous réserve de pré-qualification.

29. Dès lors, la CREG estime que la partie de cette proposition relative aux réserves tertiaires standard et flex satisfait aux éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

II.4.2 Sujet 2 – Impact des modifications des produits de réserve tertiaire contractée sur l'ordre d'activation de ces réserves

30. Suite à la redéfinition des produits de R3 décrite dans le sujet 1, ELIA a été amenée à redéfinir les règles relatives à l'ordre d'activation³ des offres de R3 contractuelle pour les appliquer aux nouveaux produits.

Jusqu'à présent, ELIA appelait les réserves tertiaires contractées en commençant par la R3 production, pour activer ensuite la R3 DP et enfin la R3 ICH.

ELIA propose d'appeler les ressources de R3 contractée séquentiellement dans l'ordre suivant :

- 1) Activation des offres de R3 standard.
- 2) Activation des offres de R3 flex.
- 3) Activation des offres de R3 ICH.

Au sein des deux groupes d'offres de R3 standard et flex, les offres relatives aux unités CIPU sont activées avant celles relatives aux unités non CIPU. Cela se justifie par le fait que les offres relatives aux unités non CIPU ne donnent pas lieu à correction du périmètre d'équilibre des ARP concernés, et que l'activation de ces ressources n'est pas rémunérée. Les placer en fin de liste d'appel dans leur groupe d'offres permet de diminuer l'impact de ces activations sur le prix des offres de réservation.

Par ailleurs, les offres de R3 contractuelle sont activées dans l'ordre décroissant du nombre maximum d'activations des offres. Cela explique l'activation des offres de R3 standard avant celles de R3 flex, et l'activation de ces dernières avant celle des offres de R3 ICH. Cela permet de garder les offres ayant moins d'activations possibles pour les déséquilibres de grande ampleur, plus rares.

31. La CREG constate également que, comme dans le sujet 1, la distinction entre unités CIPU et non CIPU dans l'ordre d'activation n'est nécessaire que tant qu'aucun prix d'activation n'est associé aux unités non CIPU, donc tant que la réglementation n'a pas été adaptée pour ce qui concerne le transfert d'énergie. La CREG considère que cette situation amène à fragmenter le marché de la R3 et qu'en conséquence, elle est préjudiciable au bon fonctionnement marché.

³ Merit order.

La CREG constate cependant que la proposition d'ELIA est conforme au règlement technique, dont l'article 158 prévoit que le critère du prix le plus bas n'est qu'un des critères régissant l'ordre d'activation des ressources de réserve. Elle permet de plus de réduire l'impact de l'absence de prix d'activation de la R3 sur les unités non CIPU sur le prix des offres de réservation. De plus, elle permet économiser au maximum les activations des offres dont le nombre maximum d'activations est le plus réduit.

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

II.4.3 Sujet 3 – Adaptation des pénalités suite à la transition vers l'achat à court terme des produits de réserve

33. Suite à la transition des produits vers des enchères à court terme, ELIA a redéfini les pénalités pour les produits de puissance de réserve contractée.

34. Pour ce qui concerne la réservation, les pénalités sont proportionnelles au volume de puissance contractée non mise à disposition par les fournisseurs. Pour ce qui concerne le prix, Elia distingue les unités CIPU et les unités non CIPU.

Pour les unités CIPU, le prix de la pénalité est fonction du coût marginal de production d'une unité de référence (CCGT à 50% de rendement), sauf pour la R3 standard et la R3 flex pour lesquelles le prix est fonction du prix Belpex DA.

Pour les unités non CIPU, le prix de la pénalité est fonction du prix de réservation du contrat.

De plus, une borne inférieure est définie pour ces prix.

35. Les pénalités en cas d'activation non conforme sont moins uniformes entre les produits et les types de réserve dans la mesure où il y a correction du périmètre d'équilibre de l'ARP pour certains produits ou certains types de réserve, alors que pour d'autres produits, une telle correction n'est pas appliquée. De plus, il y a une différence entre la R1 pour laquelle les contrôles sont faits un nombre limité de fois sur la période contractuelle (maximum deux fois par semaine actuellement), la R2 pour laquelle les contrôles sont continus (tout comme l'activation des produits d'ailleurs), et la R3 contractuelle qui est plus rarement activée.

36. Pour la R1, la pénalité en cas d'activation non conforme est proportionnelle à l'écart entre volume demandé et volume mesuré. Le prix associé à la pénalité est proportionnel à un montant forfaitaire dans le cas d'une unité CIPU et au prix de réservation dans le cas d'unités non CIPU.

37. Pour la R2, ELIA applique une correction du périmètre d'équilibre de l'ARP et de ce fait, la pénalité vient s'ajouter à l'application « automatique » du tarif de déséquilibre à la différence entre l'activation demandée par ELIA et l'activation réellement réalisée par l'unité CIPU⁴.

38. Pour la R3 standard et la R3 flex, ELIA distingue le cas des unités CIPU de celui des unités non CIPU.

Pour les unités CIPU, ELIA corrige le périmètre d'équilibre de l'ARP de l'activation demandée par ELIA. En conséquence, une pénalité implicite s'applique via le tarif de déséquilibre à la différence entre l'activation demandée par ELIA et l'activation réellement réalisée par l'unité CIPU. Dès lors, ELIA n'ajoute pas d'autre pénalité financière directe, mais vérifie si l'activation est conforme. Après deux activations non conformes consécutives, la ressource concernée est exclue du service jusqu'à ce que le fournisseur démontre que l'unité est de nouveau capable de rendre le service. Une pénalité est également appliquée par ELIA lorsqu'un fournisseur active pour ses besoins propres de la réserve contractée avec ELIA, sans respecter les conditions contractuelles relatives à ce type d'activation.

Pour les unités non CIPU, ELIA ne corrige pas le périmètre d'équilibre de l'ARP. Elle applique dès lors une pénalité proportionnelle au volume manquant et au prix de réservation. De plus, si ELIA constate des non-conformités lors de deux activations consécutives, elle réduit en conséquence le volume pouvant être offert par le fournisseur lors des enchères suivantes, jusqu'à ce que le fournisseur démontre qu'il est capable de fournir le service selon les modalités contractuelles.

39. D'une manière générale, ELIA limite le montant total des pénalités (réservation et activation) pouvant être appliquées dans le cadre d'un contrat au revenu maximum du fournisseur pendant la période contractuelle dans le cadre de ce contrat.

40. La CREG constate que la proposition d'ELIA adapte les pénalités des produits suite au passage à des enchères à court terme pour la réservation. La CREG constate également qu'ELIA ne peut que maintenir en matière de pénalités un traitement spécifique des réserves fournies à partir des unités CIPU par rapport à celui appliqué aux réserves fournies à partir d'unités non CIPU, tant que les dispositions législatives encadrant le transfert d'énergie ne sont pas adoptées.

⁴ Actuellement, la R2 est exclusivement fournie à partir d'unités CIPU.

41. Dans cette mesure, la CREG considère que cette proposition 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.

II.5 Considérations complémentaires de la CREG

II.5.1 Extension du marché secondaire

42. 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.

43. 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.

Cette demande de la CREG a déjà été formulée dans la décision 1525 précitée de la CREG, mais elle reste d'actualité.

II.5.2 Puissance de réglage tertiaire à partir d'unités non CIPU

44. Il est possible qu'une partie ou la totalité de la puissance de réglage tertiaire activable sur un site via des unités non CIPU⁵, en aval du compteur de tête ou d'un sous-compteur, n'ait pas été contractée. Plusieurs raisons peuvent l'expliquer, notamment le fait que la prévision de la puissance activable, calculée pour toute la période contractuelle, ne peut pas capturer l'ensemble des variations à court terme de cette puissance. De manière à promouvoir une mise en œuvre la plus complète possible du potentiel de participation de la demande (et plus généralement des unités non CIPU) au réglage tertiaire, il est important que la partie non

⁵ Donc, y compris la participation de la demande.

contractée de cette puissance activable puisse être mise à disposition du système dans le cadre des offres de puissance de réglage tertiaire non réservée. Cela permettra de plus aux fournisseurs du service concernés de mieux rentabiliser leur portefeuille de ressources non CIPU et diminuera ainsi les barrières à l'accès de ces ressources aux marchés des services auxiliaires.

45. La CREG est consciente que cela ne sera possible que dans le cadre du projet *bidladder* en cours de développement par ELIA. Elle insiste cependant auprès d'ELIA pour que cette possibilité de réorienter partiellement ou totalement la partie non contractée de la puissance activable vers les offres libres de R3 soit mise à la disposition des fournisseurs de R3 via des unités non CIPU le plus rapidement possible après la mise en place de la première phase du projet *bidladder*.

III. 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 au 1^{er} janvier 2017 », transmise par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR par la lettre du 5 août 2016.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour entrée en vigueur au 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 II.4 de la présente décision.

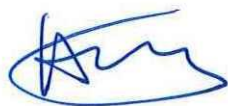
La CREG décide d'approuver la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article 159, § 1^{er}, du règlement technique.

Elle attire cependant l'attention d'ELIA sur les « considérations complémentaires » mentionnées sous le titre II.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