

Document de consultation publique

(PRD)1605
26.01.2017

À savoir

Sur le projet de décision (B)1605 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 partiellement au 1^{er} mai 2017 et entièrement au 1^{er} juillet 2017

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 partiellement au 1^{er} mai 2017 et entièrement au 1^{er} juillet 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)161013-CDC-1556 du 13 octobre 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 période de consultation compte quatre semaines et se termine le 27.02.2017 à 23.59 CET inclus.

2) Mode de transmission des observations :

- Par courriel à consult.1605@creg.be et/ou
- Par lettre au membre indiqué du Comité de direction de la CREG :

CREG
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 :

Jacques Gheury, +32 2 289 76 71, jgh@creg.be

Documents afférents :

Lettre d'Elia du 22 décembre 2016.

Lettre d'ELIA du 20 janvier 2017.

[RAJOUTER LE DOCUMENT DE CONSULTATION ICI]

Projet de décision

(B)1605

26 janvier 2017

Projet de décision 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 1er mai 2017 et entièrement au 1er juillet 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

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION	3
1. Cadre légal.....	4
2. Analyse de la proposition	7
2.1. Remarques et réserves préliminaires.....	7
2.2. Eléments d’appréciation pris en considération.....	7
2.3. Consultation publique	9
2.4. Description des évolutions proposées	9
2.4.1. Sujet 1 – Définition du prix de référence du marché day ahead belge.....	9
2.4.2. Sujet 2 - Ouverture du marché de la réserve primaire aux nouvelles technologies	10
2.4.3. Sujet 3 - Ouverture de la puissance de réglage tertiaire non réservée aux unités techniques non-CIPU	11
2.5. Considérations complémentaires de la CREG	13
2.5.1. Extension du marché secondaire	13
3. Décision	14

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine dans cet 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 22 décembre 2016. ELIA a joint à sa lettre plusieurs documents :

- 1) un document « Etude préparatoire à la mise en place du transfert d'énergie sur les marchés des réserves tertiaires et de la réserve stratégique »; il ne fait pas partie de la proposition.,
- 2) un document d'ELIA « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement au 1^{er} mai 2017 et entièrement au 1^{er} juillet 2017 »,
- 3) un document d'ELIA « Marktwerkingsregels voor de compensatie van de kwartuurnevenwichten – Gedeeltelijke inwerkingtreding op 1 mei 2017 en volledige inwerkingtreding op 1 juli 2017 »,
- 4) ces deux mêmes documents 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)161013-CDC-1556 du 16 octobre 2016.
- 5) un ensemble de documents relatifs à des adaptation du contrat ARP ; ils ne font pas partie de la proposition.

La CREG a également reçu une seconde lettre d'ELIA datée du 20 janvier 2017. ELIA a joint à sa lettre une nouvelle version des quatre documents cités dans les points 2) à 4) ci-dessus.

La proposition d'ELIA est constituée de la lettre d'ELIA du 22 décembre 2016, la lettre du 20 janvier 2017 et des quatre documents annexés à cette dernière lettre.

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 22 décembre 2016, la lettre d'ELIA du 20 janvier 2017 ainsi que les quatre documents annexés à cette dernière 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 26 janvier 2017.

1. 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, § 1er, 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, § 1er, 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 :

- le réglage primaire de la fréquence ;
- le réglage secondaire de l'équilibre de la zone de réglage ;
- la puissance mise à disposition par les producteurs conformément à l'article 159, § 2 du règlement technique ; et
- 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 §1er 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, §1er, 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, §1er, 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, §1er, 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.

2. ANALYSE DE LA PROPOSITION

2.1. 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 2017 que dans le présent projet de 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)161013-CDC-1556 de la CREG du 13 octobre 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 le présent projet de décision.

De même, le présent projet de décision ne se prononce pas sur les aspects tarifaires.

Enfin, afin d'éviter les doubles décisions sur un même élément proposé à son approbation, la CREG a accepté qu'ELIA transfère dans sa proposition de modification du contrat de responsable d'accès, également soumise règlementairement à l'approbation de la CREG, tout ce qui concerne la (non-) correction du périmètre d'équilibre des ARP suite aux activations des puissances de réserve. Cela nécessitera cependant qu'elle soit particulièrement attentive à assurer une cohérence entre les deux propositions d'ELIA, notamment en termes de calendrier des processus d'approbation de celles-ci.

2.2. ÉLÉMENTS 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 le présent projet de 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. De plus, afin d'assurer un traitement le plus égal possible entre les différentes ressources, il est important que le mécanisme soit le plus neutre possible d'un point de vue technologique.

20. 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.

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.

2.3. CONSULTATION PUBLIQUE

23. Conformément à son Règlement d'Ordre Intérieur, la CREG soumet le présent projet de décision, accompagné de tous les documents utiles, à une consultation publique qui se tient entre le 30 janvier et le 27 février 2017.

2.4. DESCRIPTION DES ÉVOLUTIONS PROPOSÉES

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

- 1) l'adaptation de la définition du prix de référence du marché day-ahead belge,
- 2) l'ouverture du marché de la réserve primaire aux nouvelles technologies, y compris la mise en place de nouveaux mécanismes de contrôle de disponibilité et l'harmonisation du contrôle d'activation applicable aux unités techniques CIPU et non-CIPU,
- 3) l'ouverture de la puissance de réglage tertiaire non réservée aux unités techniques non-CIPU.

Les évolutions proposées dans le deuxième point sont destinées à entrer en vigueur le 1er mai 2017 et celles proposées dans le troisième point sont destinées à entrer en vigueur le 1er juillet 2017.

25. 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 cités ci-dessus.

2.4.1. Sujet 1 – Définition du prix de référence du marché day ahead belge

26. Les adaptations proposées par Elia concernent l'adaptation de la définition du prix de référence du marché day ahead belge pour tenir compte de l'introduction de la notion de NEMO par le règlement CACM.

27. Une première adaptation concerne l'introduction de la définition d'un NEMO dans la proposition.

28. La CREG constate que cette définition est la même que celle le règlement européen CACM¹.

29. Une seconde adaptation est celle concernant la définition elle-même du prix de référence du marché day ahead belge.

30. La CREG constate que cette définition est conforme à la décision 1575 de la CREG².

31. Dès lors, la CREG estime que les adaptations relatives à la définition du prix de référence du marché day ahead belge résultent d'éléments relatifs à des points déjà décidés dans d'autres actes. Elle n'a donc pas à les approuver dans le cadre du présent projet de décision. De plus, leur date d'entrée en vigueur est définie dans ces mêmes documents.

¹ Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion, article 2, définition 23.

² Décision (B)1575 du 22 décembre 2016 concernant la proposition de la SA Elia System Operator de modalités applicables à plusieurs NEMO (MNA) dans la zone d'enchères belge.

2.4.2. Sujet 2 - Ouverture du marché de la réserve primaire aux nouvelles technologies

32. Suite à l'émergence de nouvelles technologies, et notamment de certaines technologies de stockage, ELIA a été amenée à redéfinir les règles relatives aux offres de puissance de réglage primaire. Cela fait sentir ses effets aussi pour la réservation des puissances que pour l'activation des ressources contractées.

33. ELIA introduit la notion de « *FCR providing group* » de manière à pouvoir agréger des ressources en une ressource équivalente de plus grande taille, et par exemple de constituer un groupe d'une capacité de plusieurs MW en agrégeant des ressources d'une taille inférieure à 1 MW, ou de pouvoir reconstituer un produit symétrique à partir de ressources dont certaines ne fournissent qu'un service asymétrique.

De plus, afin de pouvoir prendre en compte les ressources de stockage tout en se conformant aux règles européennes, ELIA a défini la notion de « *FCR providing group* à énergie limitée ».

34. La CREG estime que la notion de « *FCR providing group* » est particulièrement utile pour pouvoir prendre en compte le potentiel de participation au service à partir de ressources de plus petite taille, ou de pouvoir introduire des offres pour un produit au standard européen à partir de ressources agrégées ne pouvant pas rendre individuellement un service conforme à ce produit. Elle est également d'avis que la notion de « *FCR providing group* à énergie limitée » permet de prendre en compte les ressources de stockage tout en se conformant à l'esprit des règles européennes.

35. Pour ce qui concerne la réservation des puissances, plusieurs évolutions sont proposées :

- 1) la possibilité de mettre à jour en intraday les informations relatives aux puissances mises à la disposition d'ELIA et transmises par le fournisseur en jour J-1,
- 2) une redéfinition des contrôles effectués par ELIA ; il y a désormais des tests de capacité, de courte durée, destinés à s'assurer que le « *FCR providing group* » est capable de fournir toute la puissance nominée, et des tests d'énergie, d'une durée minimale déterminée, destinés à s'assurer que le « *FCR providing group* » est capable de fournir la capacité nominée pendant au moins 25 minutes ; ELIA a défini pour chaque type de test le nombre maximum de fois qu'ELIA a le droit d'activer un tel test (en nombre de fois par période de livraison pour chaque type de service contracté pour le test de capacité et en nombre de fois par an pour chaque direction et chaque type de service contracté pour le test d'énergie, plus exigeant que le test de capacité en termes d'énergie activée) ; pour chaque test sur un « *FCR providing group* », ELIA vérifie que la réaction mesurée sur chaque point de livraison faisant partie de ce « *FCR providing group* » correspond au volume de l'obligation de réserve primaire communiqué par le fournisseur à ELIA.
- 3) une redéfinition des pénalités financières appliquées en cas de non-conformité des résultats des contrôles ; la pénalité est fonction de 3 facteurs :
 - le prix moyen de réservation des offres sélectionnées du fournisseur sur la période de facturation pour les types de service de réglage primaire concernés par le test,
 - le taux d'échec qui est défini différemment pour le test de capacité et le test d'énergie,
 - le nombre d'heures de la période de facturation concernée.

ELIA a prévu une pénalité additionnelle sur le résultat combiné de plusieurs tests successifs, et notamment si la réaction mesurée est systématiquement inférieure à la puissance minimale requise. Dans ce cas, ELIA réduira pour les enchères suivantes le volume maximal que le fournisseur pourra offrir pour ce type de service.

Le montant des pénalités appliquées à un fournisseur est plafonné aux revenus totaux du fournisseur sur la période de facturation pour ce qui concerne le service.

36. La CREG estime que le nouveau système proposé présente l'avantage d'être plus neutre technologiquement, avec une exception pour les ressources connaissant des limitations en énergie. Il ne fait en outre plus la distinction entre ressources CIPU et ressources non-CIPU. De cette manière, ELIA rencontre la demande de la CREG de s'orienter vers des produits plus neutres technologiquement. De plus, la CREG estime que la distinction entre test de capacité et test d'énergie permet de réduire au maximum, pour les ressources qui par nature ne sont pas limitées en énergie, les tests les plus contraignants.

37. Pour ce qui concerne l'activation des puissances, ELIA propose un nouveau système de pénalités. Les contrôles vérifient si le volume activé correspond aux conditions contractuelles. Le résultat d'un contrôle mettant en évidence un manque de volume activé s'exprime par un coefficient α représentant le taux de volume manquant : la pénalité appliquée est égale à 10% de la rémunération du fournisseur sur la période de facturation pour un taux inférieur à 30%, et à 20% de cette rémunération pour un taux supérieur à 30%.

Le montant total des pénalités appliquées à un fournisseur est limité comme décrit au paragraphe 35 ci-dessus.

38. La CREG constate que le nouveau système de pénalités proposé est simple dans son principe, respecte la neutralité technologique et reste proportionné au niveau du manquement constaté.

39. Au vu des éléments mis en évidence précédemment, la CREG estime que la partie de cette proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

2.4.3. Sujet 3 - Ouverture de la puissance de réglage tertiaire non réservée aux unités techniques non-CIPU

40. Après avoir ouvert la puissance de réglage tertiaire réservée aux unités techniques non-CIPU lors de sa précédente proposition d'adaptation des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires³, ELIA propose d'élargir cette ouverture à la puissance de réserve tertiaire non réservée.

41. Dans la mesure où il s'agit de puissance non réservée, seuls les aspects d'activation sont examinés. Il convient cependant de prendre en compte l'impact sur la réservation des unités techniques non-CIPU pour celles qui participent en même temps aux puissances de réglage tertiaire réservées et non réservées. Dans ce but, ELIA fait une proposition pour ce qui concerne le contrôle de disponibilité de la puissance de réserve tertiaire réservée sur les unités non-CIPU. Elle consiste, lors du contrôle mensuel ex-post, de retirer de la puissance mesurée non seulement le prélèvement net minimum nécessaire au fonctionnement du site, mais également la partie non activée de la puissance de réglage tertiaire non réservée des unités techniques non CIPU offerte à la hausse (partie non activée des *free incremental bids* des unités techniques non-CIPU).

42. La CREG estime que cette manière de procéder permet effectivement de contrôler la mise à disposition de la puissance de réglage tertiaire réservée sur les unités techniques non-CIPU, tout en permettant aux fournisseurs d'offrir simultanément de la puissance de réglage tertiaire réservée et non réservée sur un même site, ce qui contribue à permettre la mise à disposition de l'ensemble des ressources effectivement disponibles.

³ Voir la décision (B)161013-CDC-1556 de la CREG du 13 octobre 2016 et le proposition d'ELIA sur laquelle elle porte.

43. La possibilité de remettre des offres d'activation de R3 non réservée via des unités techniques non CIPU est limitée à deux cas :

- celui où le fournisseur de puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques non-CIPU est son propre ARP et est lui-même l'ARP et le fournisseur d'électricité de tous les points de livraison concernés par l'offre de puissance,
- celui où dispose d'un accord avec les différentes parties concernées, c'est-à-dire avec son propre ARP ainsi qu'avec le(s) fournisseur(s) d'électricité et les ARP de tous les points de livraison concernés par l'offre de puissance.

44. La CREG estime que malgré les efforts d'ELIA pour définir des produits de R3 plus neutres technologiquement, il n'est actuellement pas possible de les traiter tous de la même manière, tant que des adaptations législatives régissant le transfert d'énergie n'ont pas été adoptées. Dès lors, la limitation ci-dessus permet un premier élargissement de ce produit du côté des ressources non-CIPU, ce qui est favorable à la liquidité du marché.

45. Les conditions relatives aux offres pour les unités techniques non-CIPU sont inspirées de celles définies pour les unités techniques CIPU, avec quelques différences. Ainsi :

- il n'y a aucune obligation de remettre offre en J-1,
- le volume offert doit être explicitement mentionné comme un multiple de 0,1 MW et sa valeur minimum est fixée à 1 MW,
- la définition de l'offre doit spécifier la liste des points de livraison qui seront activés.

La CREG estime que ces différences reflètent la manière actuelle dont les ressources CIPU et non-CIPU sont modélisées, ainsi que les différences dans les caractéristiques spécifiques des produits CIPU et non-CIPU, tout en permettant aux ressources non-CIPU de participer aux offres de R3 non réservée.

46. ELIA a instauré un contrôle d'activation consistant à comparer le volume effectivement activé par le fournisseur à celui demandé par Elia, en tenant compte de différents facteurs comme le temps d'activation admis et une fourchette raisonnable admise pour l'écart entre ces volumes. Le volume réellement activé par le fournisseur est calculé comme la différence entre la puissance mesurée et la puissance de référence, puissance moyenne mesurée durant le quart d'heure précédant celui de la demande d'activation. Le but des contrôles est de s'assurer que le volume demandé a été effectivement fourni. Un fournisseur qui, de manière systématique, ne respecte pas la fourchette admise, verra sa participation au réglage tertiaire non réservé via des unités non-CIPU suspendue.

47. La CREG estime effectivement nécessaire de vérifier que le service demandé a bien été rendu et constate que les contrôles et pénalités décrits ci-dessus contribuent à atteindre cet objectif.

48. En matière de transparence, ELIA propose également d'adapter les publications sur son site en matière d'informations relatives à l'offre de puissance de réglage.

49. La CREG estime que la proposition d'ELIA est cohérente avec la nouvelle ouverture de la R3 contractuelle et avec les informations déjà publiées actuellement sur son site.

50. Au vu des éléments mis en évidence précédemment, la CREG estime que la partie de cette proposition satisfait les éléments d'appréciation qui lui sont directement applicables.

2.5. CONSIDÉRATIONS COMPLÉMENTAIRES DE LA CREG

2.5.1. Extension du marché secondaire

51. 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.

52. 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 1er janvier 2018.

Cette demande de la CREG a déjà été formulée dans les décisions 1525 et 1556 de la CREG, mais elle reste d'actualité.

3. 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, § 1er.

Vu la proposition « Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires – Entrée en vigueur partiellement au 1^{er} mai 2017 et entièrement au 1^{er} juillet 2017 », transmise par la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR par les lettres du 22 décembre 2016 et du 20 janvier 2017.

Considérant que la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR a introduit sa proposition pour entrée en vigueur partiellement au 1^{er} mai 2017 et entièrement au 1^{er} juillet 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 2.2. de la présente décision.

Considérant l'analyse particulière réalisée sous le titre 2.4 de la présente décision.

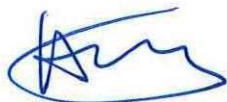
La CREG décide d'approuver la proposition de la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR dans le cadre de la mission qui lui est confiée par l'article 159, § 1er, du règlement technique.

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

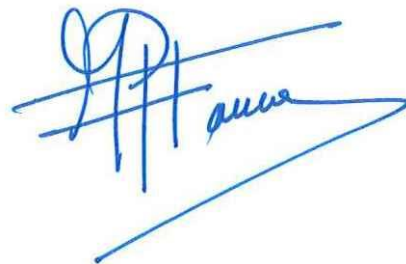
La CREG confirme également à la S.A. ELIA SYSTEM OPERATOR la nécessité de mettre en conformité avec les règles du marché contenues dans la présente décision les contrats qui sont liés à la compensation des déséquilibres quart-horaires, comme celle-ci l'a mentionné dans le préambule de sa proposition.

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