Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél.: +32 2 289 76 11
Fax: +32 2 289 76 09

COMMISSION DE REGULATION
DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

PROJET DE DECISION

(B)141204-CDC-1390

relative à

"la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la procédure exceptionnelle pour le calcul des capacités de transfert suite à la rareté d'électricité en Belgique"

prise en application de l'article 15.2 du Règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003, de l'article 23, §2, 38° de de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et des articles 176, §2 et 180, §2 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

4 décembre 2014

TABLE DES MATIERES

I. CADRE LEGAL 5

I.1 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 5

I.2 Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 6

I.3 Orientations pour la gestion de la congestion et l'attribution de la capacité de transport disponible des interconnexions entre réseaux nationaux 7

I.4 La loi électricité 12

I.5 Le règlement technique 13

II. Antécédents 16

III. Appréciation de la proposition 23

III.1 Introduction 23

III.2 Contexte et principales caractéristiques de la modification proposée 23

III.3 Discrimination 25

III.4 Utilisation efficace du réseau de transport 26

III.5 Pas d'allocation basée sur le marché 27

III.6 Publication du plan général pour le calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité 28

III.7 Caractère transitoire et exceptionnel de la mesure proposée 29

IV. DECISION 30

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après, sur la base de l'article 15, §2 du Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil (ci-après: le Règlement) du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, de l'article 23, §2, 38° de de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité) et des articles 176, §2 et 180, §2 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 SA Elia System Operator (ci-après : Elia) relative à la « procédure exceptionnelle pour le calcul des capacités suite à la rareté en Belgique » (ci-après : proposition Elia).

L'article 23, §2, 38° de la loi électricité prévoit que la CREG « approuve le plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau publié par le gestionnaire du réseau en application de l'article 8, § 1er, alinéa 3, 11° »

L'article 176, §2 du règlement technique prévoit que les méthodes appliquées par le gestionnaire du réseau pour l'évaluation de la capacité de transfert sont publiées et notifiées à la CREG.

L'article 180, §2, du règlement technique prévoit que les méthodes de gestion de la congestion, ainsi que les règles de sécurité, sont notifiées par le gestionnaire du réseau à la CREG pour approbation.

L'article 15, §2 du Règlement prévoit que les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseau de transport sont rendues publiques. Les informations publiées comprennent un plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau. Ces plans doivent être soumis à l'approbation des autorités de régulation.

La proposition relative à la procédure exceptionnelle pour le calcul des capacités suite à la rareté en Belgique, a été notifiée par Elia par lettre reçue le 26 novembre 2014.

La présente décision ne couvre que les modifications proposées par Elia au modèle général de calcul de la capacité de transfert journalière et de la marge de fiabilité du transport sur les

frontières belges au nord et au sud (modèle approuvé par la CREG sous conditions et pour une période limitée dans le temps dans la décision (B)141009-CDC-1296 du 9 octobre 2014). Les modifications sont décrites en annexe du « modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport ; méthode applicable aux frontières belges pour les capacités journalières », à savoir « l'annexe 1 : procédure spécifique en ce qui concerne l'adaptation coordonnée des capacités en vue d'éviter des délestages en Belgique ». Pour la décision relatif aux autres éléments du « modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport ; méthode applicable aux frontières belges pour les capacités journalières », nous référons à la décision de la CREG (B)141009-CDC-1296 du 9 octobre 2014.

La présente décision est organisée en quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents de la décision. La troisième partie comprend l'appréciation de la procédure exceptionnelle proposée. La quatrième partie comporte la décision en tant que telle.

Une copie de la proposition d'Elia est annexée à la présente décision.

Le présent projet de décision a été approuvé par le Comité de direction de la CREG le 4 décembre 2014.

I. CADRE LEGAL

I.1 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

1. 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 (ci-après : Directive 2009/72/CE) impose en son article 12. f) une obligation générale selon laquelle le gestionnaire de réseau est tenu de garantir la non-discrimination entre utilisateurs ou catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses entreprises liées.

La directive 2009/72/CE insiste particulièrement sur le principe de l'accès non discriminatoire au réseau de transport en son article 32.1 qui dispose que les Etats membres veillent à ce que soit mis en place, pour tous les clients éligibles, un système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. Ce système, fondé sur des tarifs publiés, doit être appliqué objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau. L'article 32.2 de la directive 2009/72/CE précise notamment que le gestionnaire de réseau de transport peut refuser l'accès s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire.

2. L'article 37.6.c) de la directive 2009/72/CE concerne les tâches et les compétences des autorités de régulation et prévoit qu'elles sont compétentes pour fixer ou approuver, suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

3. L'article 37.9 de la directive 2009/72/CE prévoit que les autorités de régulation surveillent la gestion de la congestion des réseaux nationaux d'électricité, y compris des interconnexions, et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion et que, à cet effet, les gestionnaires de réseau de transport ou les opérateurs du marché soumettent leurs règles de gestion de la congestion, y compris l'attribution de capacités, aux autorités de régulation nationales. Les autorités de régulation nationales peuvent demander la modification de ces règles.

4. L'article 37. 10. prévoit que « Les autorités de régulation sont habilitées à demander que les gestionnaires de réseau de transport et de distribution modifient au besoin les

conditions, y compris les tarifs ou les méthodes visés au présent article, pour faire en sorte que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire…. »

5. L'article 38.2 c) de la directive 2009/72/CE prévoit que les autorités de régulation coopèrent au moins à l'échelon régional, pour coordonner le développement des règles de gestion de la congestion.

I.2 Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003

6. La CREG rappelle qu'aux termes de l'article 249 du traité instituant la Communauté européenne, le Règlement a une portée générale, est obligatoire dans tous ses éléments et est directement applicable dans tout Etat membre.

7. L'article 15.2 prévoit que « les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseau de transport sont rendues publiques. Les informations publiées comprennent un plan général pour le calcul des capacités totales de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau. Ces plans sont soumis à l'approbation des autorités de régulation ».

8. L'article 16.1 précise que les problèmes de gestion de la congestion du réseau sont traités grâce à des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseau de transport concernés. En outre, cet article prévoit que les problèmes de congestion du réseau sont de préférence résolus par des méthodes non transactionnelles, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents acteurs du marché.

9. L'article 16.3 prévoit que la capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers est mise à la disposition des opérateurs du marché, dans le respect des normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau.

10. L'article 16.4 concerne le calendrier des nominations et la réattribution des capacités non utilisées. Il prévoit que les opérateurs du marché préviennent les gestionnaires de réseau de transport concernés, suffisamment longtemps avant le début de

la période d'activité visée, de leur intention d'utiliser ou non la capacité attribuée. Toute capacité attribuée non utilisée est réattribuée au marché selon une procédure ouverte, transparente et non discriminatoire.

11. L'article 16.5 du Règlement prévoit que dans la mesure où cela est techniquement possible, les gestionnaires de réseau de transport compensent les demandes de capacité de tout flux d'énergie dans le sens opposé sur la ligne d'interconnexion encombrée afin d'utiliser cette ligne à sa capacité maximale.

I.3 Orientations pour la gestion de la congestion et l'attribution de la capacité de transport disponible des interconnexions entre réseaux nationaux

12. L'annexe du Règlement comporte des orientations pour la gestion de la congestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible sur les interconnexions (liaisons) entre réseaux nationaux (ci-après : les Orientations). Les dispositions de ces Orientations, pertinentes pour la présente décision, sont énoncées ci-après.

1. GENERALITES

[…]

1.6. Aucune distinction basée sur les transactions ne peut être pratiquée en matière de gestion de la congestion. Une demande particulière de service de transport ne sera rejetée que si les conditions suivantes sont réunies:

a) les flux physiques d'électricité marginaux résultant de l'acceptation de cette demande ont pour effet que le fonctionnement sûr du réseau électrique risque de ne plus être garanti, et

b) la valeur monétaire attachée à cette demande dans la procédure de gestion de la congestion est inférieure à celle de toutes les autres demandes qu'il est prévu d'accepter pour le même service et aux mêmes conditions.

1.7. Pour déterminer les portions de réseau concernées dans lesquelles et entre lesquelles la gestion de la congestion doit s'appliquer, les GRT se fondent sur les principes du meilleur rapport coût-efficacité et de la réduction maximale des incidences négatives sur le marché intérieur de l'électricité. Ainsi, les GRT ne doivent pas limiter la capacité d'interconnexion pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle, sauf pour les raisons prévues ci-dessus et pour des raisons de sécurité opérationnelle [1]. Si cette situation se produit, les GRT la décrivent et la présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs. Cette situation ne peut être tolérée que jusqu'à ce qu'une

solution à long terme soit trouvée. Les GRT décrivent et présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs la méthodologie et les projets permettant de réaliser la solution à long terme.

1.8. Pour équilibrer le réseau à l'intérieur de sa zone de contrôle par des mesures opérationnelles dans le réseau et par des mesures de rappel, le GRT tient compte de l'effet de ces mesures sur les zones de contrôle voisines.

[…]

1.10. Les autorités de régulation nationales évaluent régulièrement les méthodes de gestion de la congestion, en veillant notamment au respect des principes et des règles établis dans le présent règlement et les présentes orientations, ainsi que des modalités et conditions fixées par les autorités de régulation elles-mêmes en vertu de ces principes et de ces règles. Cette évaluation comprend une consultation de tous les acteurs du marché ainsi que des études spécialisées.

2. METHODES DE GESTION DE LA CONGESTION

2.1 Les méthodes de gestion de la congestion sont fondées sur les mécanismes du marché, de manière à favoriser un commerce transfrontalier efficace. À cet effet, les capacités sont attribuées uniquement sous la forme de ventes aux enchères explicites (capacités) ou implicites (capacités et énergie). Les deux méthodes peuvent coexister pour la même interconnexion. Pour les échanges intrajournaliers, un régime de continuité peut être appliqué.

[…]

2.6. Les GRT définissent une structure appropriée pour l'attribution des capacités selon les échéances. Cette structure peut comprendre une option permettant de réserver un pourcentage minimal de capacité d'interconnexion pour une attribution journalière ou intrajournalière. Cette structure d'attribution est soumise à l'appréciation des autorités de régulation concernées. Pour élaborer leurs propositions, les GRT tiennent compte :

a) des caractéristiques des marchés,

b) des conditions opérationnelles, telles que les conséquences d'une comptabilisation nette des opérations fermement programmées,

c) du degré d'harmonisation des pourcentages et des délais adoptés pour les différents mécanismes d'attribution de capacités en vigueur.

2.7. L'attribution de capacités ne doit pas produire de discrimination entre les opérateurs du marché qui souhaitent exercer leur droit de recourir à des contrats d'approvisionnement bilatéraux ou de soumettre des offres sur des bourses de l'électricité. Les offres présentant la valeur la plus élevée, qu'elles soient formulées implicitement ou explicitement dans un délai donné, sont retenues.

[…]

3. COORDINATION

3.1. L'attribution de capacités au niveau d'une interconnexion est coordonnée et mise en œuvre par les GRT concernés en faisant appel à des procédures d'attribution communes. Dans l'hypothèse où des échanges commerciaux entre deux pays (GRT) risquent de modifier sensiblement les conditions des flux physiques dans un pays tiers (GRT), les méthodes de gestion de la congestion sont coordonnées entre tous les GRT concernés en faisant appel à une procédure commune de gestion de la congestion. Les autorités de régulation nationales et les GRT veillent à ce qu'aucune procédure de gestion de la congestion ayant des répercussions importantes sur les flux physiques d'électricité dans d'autres réseaux ne soit élaborée unilatéralement.

3.2. Au plus tard le 1er janvier 2007, une méthode et une procédure communes de gestion coordonnée de la congestion sont appliquées au minimum pour les attributions de capacités ayant leur échéance à un an, à un mois et à un jour entre les pays appartenant aux régions suivantes :

a) Europe du nord (Danemark, Suède, Finlande, Allemagne et Pologne),

b) Europe du nord-ouest (Benelux, Allemagne et France),

c) Italie (Italie, France, Allemagne, Autriche, Slovénie et Grèce),

d) Europe centrale et orientale (Allemagne, Pologne, République tchèque, Slovaquie, Hongrie, Autriche et Slovénie),

e) Europe du sud-ouest (Espagne, Portugal et France),

f) Royaume-Uni, Irlande et France,

g) États baltes (Estonie, Lettonie et Lituanie).

Dans le cas d'une interconnexion impliquant des pays qui appartiennent à plusieurs régions, une méthode différente de gestion de la congestion peut être appliquée dans un souci de compatibilité avec les méthodes appliquées dans les autres régions. En pareil cas, il appartient aux GRT concernés de proposer la méthode à soumettre à l'appréciation des autorités de régulation concernées.

[…]

3.4. Des procédures de gestion de la congestion compatibles sont définies dans ces sept régions en vue de constituer un marché européen intérieur de l'électricité véritablement intégré. Les opérateurs du marché ne sont pas confrontés à des systèmes régionaux incompatibles.

3.5. En vue de favoriser un commerce transfrontalier et une concurrence équitables et efficaces, la coordination entre les GRT à l'intérieur des régions énumérées au point 3.2 ci-dessus porte sur toutes les étapes du processus, depuis le calcul des capacités et l'optimisation de l'attribution jusqu'à l'exploitation sûre du réseau, avec une répartition précise des responsabilités. Cette coordination comprend notamment :
a) l'utilisation d'un modèle de transport commun permettant de gérer efficacement les flux de bouclage physiques interdépendants et tenant compte des écarts entre les flux physiques et les flux commerciaux,
b) l'attribution et la réservation de capacités dans l'optique d'une gestion efficace des flux de bouclage physiques interdépendants,
c) des obligations identiques, pour les détenteurs de capacités, en matière de fourniture d'informations sur l'utilisation qu'ils projettent de faire des capacités qui leur sont attribuées, c'est-à-dire la réservation des capacités (pour les ventes aux enchères explicites),
d) des échéances et des dates de clôture identiques,
e) une structure identique pour l'attribution des capacités entre les différentes échéances (à 1 jour, à 3 heures, à 1 semaine, etc.) et en termes de blocs de capacité vendus (quantité d'électricité exprimée en MW, MWh, etc.),
f) un cadre contractuel cohérent avec les opérateurs du marché,
g) la vérification des flux pour assurer le respect des exigences de sécurité du réseau à des fins de planification opérationnelle et d'exploitation en temps réel,
h) le traitement comptable et la liquidation des mesures de gestion de la congestion.
[…]

4. CALENDRIER DES OPERATIONS SUR LE MARCHE

4.1. L'attribution des capacités de transport disponibles se fait suffisamment à l'avance. Avant chaque attribution, les GRT concernés publient conjointement les capacités à attribuer, en tenant compte, le cas échéant, des capacités libérées par rapport à d'éventuels droits d'utilisation fermes des capacités de transport et, s'il y a lieu, des réservations nettes qui s'y rapportent, ainsi que toute période au cours de laquelle les capacités seront réduites ou indisponibles (pour des raisons d'entretien, par exemple).

4.2. La sécurité du réseau étant pleinement prise en considération, la réservation des droits de transport s'effectue suffisamment à l'avance, avant les sessions à un jour sur tous les marchés organisés concernés et avant la publication des capacités à attribuer au titre du mécanisme d'attribution à un jour ou intrajournalière. Les demandes de réservation de droits de transport dans la direction opposée sont comptabilisées sur une base nette de manière à assurer une utilisation efficace de l'interconnexion.

[…]

5. TRANSPARENCE

5.1. Les GRT publient toutes les données utiles se rapportant à la disponibilité, à l'accessibilité et à l'utilisation du réseau, comprenant un rapport sur les lieux et les causes de congestion, les méthodes appliquées pour gérer la congestion et les projets concernant sa gestion future.

5.2. Les GRT publient une description générale de la méthode de gestion de la congestion appliquée dans différentes circonstances pour maximaliser la capacité disponible sur le marché, ainsi qu'un plan général de calcul de la capacité d'interconnexion pour les différentes échéances, basé sur les réalités électriques et physiques du réseau. Ce plan est soumis à l'appréciation des autorités de régulation des États membres concernés.

[…]

5.5. Les GRT publient toutes les données utiles concernant les échanges transfrontaliers sur la base des meilleures prévisions possibles. Pour assurer le respect de cette obligation, les opérateurs du marché concernés communiquent aux GRT toutes les données utiles. La façon dont ces informations sont publiées est soumise à l'appréciation des autorités de régulation. Les GRT publient au moins :

a) chaque année: des informations sur l'évolution à long terme de l'infrastructure de transport et son incidence sur la capacité de transport transfrontalier;

b) chaque mois: les prévisions à un mois et à un an des capacités de transport à la disposition du marché, en tenant compte de toutes les informations utiles dont le GRT dispose au moment du calcul des prévisions (par exemple, l'effet des saisons sur la capacité des lignes, les activités d'entretien sur le réseau, la disponibilité des unités de production, etc.);

c) chaque semaine: les prévisions à une semaine des capacités de transport à la disposition du marché, en tenant compte de toutes les informations utiles dont le GRT dispose au moment du calcul des prévisions, telles que les prévisions météorologiques, la planification des travaux d'entretien du réseau, la disponibilité des unités de production, etc.;

d) chaque jour: les capacités de transport à un jour et intrajournalières à la disposition du marché pour chaque unité de temps du marché, en tenant compte de l'ensemble des réservations à un jour sur une base nette, des programmes de production à un jour, des prévisions concernant la demande et de la planification des travaux d'entretien du réseau;
e) la capacité totale déjà attribuée, par unité de temps du marché, et toutes les conditions utiles dans lesquelles cette capacité peut être utilisée (par exemple, le prix d'équilibre des ventes aux enchères, les obligations concernant les modalités d'utilisation des capacités, etc.), afin de déterminer les éventuelles capacités restantes;
f) les capacités attribuées, le plus tôt possible après chaque attribution, ainsi qu'une indication des prix payés;
g) la capacité totale utilisée, par unité de temps du marché, immédiatement après la réservation;
h) quasiment en temps réel: les flux commerciaux et physiques réalisés, sur une base agrégée, par unité de temps du marché, comprenant une description des effets des mesures correctives éventuelles prises par les GRT (par exemple, la restriction des transactions) pour résoudre les problèmes de réseau ou de système;
i) les informations ex-ante relatives aux indisponibilités prévues et les informations ex-post pour le jour précédent relatives aux indisponibilités prévues et imprévues des unités de production d'une capacité supérieure à 100 MW.
[…]

I.4 La loi électricité

13. L'article 8, § 1er, 11° de la loi prévoit que le gestionnaire du réseau est notamment chargé de la tâche suivante: publier les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées, en ce compris un plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau.

14. L'article 15, § 1er de la même loi prévoit que les clients éligibles ont un droit d'accès au réseau de transport aux tarifs fixés conformément a l'article 12 et que le gestionnaire du réseau ne peut refuser l'accès au réseau que s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire ou lorsque cet accès empêcherait la bonne exécution d'une obligation de service public à sa charge dans l'intérêt économique général et pour autant que le développement des échanges n'en soit pas affecté dans une mesure qui serait contraire aux intérêts de la Communauté européenne. Les intérêts de la Communauté européenne comprennent, entre

autres, la concurrence en ce qui concerne les clients éligibles conformément à la Directive 2009/72/CE et à l'article 106 du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne.

15. L'article 23, §2, 9° de la loi prévoit que la CREG contrôle l'application du Règlement technique et approuve les documents visés par ce Règlement, à savoir ceux qui concernent les conditions de raccordement et l'accès au réseau de transport.

16. L'article 23, §2, 26° prévoit que la CREG « surveille la mise en œuvre des règles relatives aux fonctions et responsabilités du gestionnaire du réseau, des fournisseurs, des clients finals et autres acteurs du marché conformément au Règlement (CE) n° 714/2009 »;

17. L'article 23, §2, 35° prévoit que la CREG « approuve, sur proposition du gestionnaire du réseau, les méthodes utilisées pour établir l'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion. Ces méthodes sont transparentes et non discriminatoires. La commission publie sur son site Internet les méthodes approuvées »;

18. L'article 23, §2, 36° prévoit que la CREG « surveille la gestion de la congestion du réseau de transport, y compris les interconnexions, et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion. La commission en informe la Direction générale de l'Energie. Le gestionnaire du réseau soumet à la commission, aux fins du présent point, son projet de règles de gestion de la congestion, en ce compris l'attribution de capacités. La commission peut lui demander, de façon motivée, de modifier ses règles dans le respect des règles de congestion fixées par les pays voisins dont l'interconnexion est concernée et en concertation avec l'ACER »;

19. L'article 23, §2, 38° prévoit que la CREG « approuve le plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau publié par le gestionnaire du réseau en application de l'article 8, § 1er, alinéa 3, 11° »;

I.5 Le règlement technique

20. L'article 176 du règlement technique stipule : "§1er. Le gestionnaire du réseau détermine les méthodes qu'il applique lors de l'évaluation de la capacité de transfert qu'il peut mettre à disposition des responsables d'accès pour leurs échanges d'énergie avec les réseaux étrangers. §2. Les méthodes visées au § 1er sont publiées par le gestionnaire du réseau conformément à l'article 26 du présent arrêté et notifiées à la commission".

21. L'article 177.1 stipule : "§1er. Les méthodes visées à l'article 176 visent à la mise à disposition de la plus grande capacité d'interconnexion possible, de façon transparente et non discriminatoire, et en assurant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau. §2. Ces méthodes sont notamment basées, sur les règles et les recommandations qui régissent l'interopérabilite des réseaux interconnectés européens et les échanges d'énergie entre les zones de réglage. §3. Ces méthodes tiennent compte, autant que possible, de l'influence des flux d'électricité qui résultent, le cas échéant, des échanges d'énergie entre les zones de réglage. §4. Ces méthodes tiennent compte, autant que possible, de l'influence sur les réseaux étrangers des flux d'électricité qui résultent, le cas échéant, des échanges d'énergie entre la zone de réglage et ces réseaux".

22. L'article 180, §1er du règlement technique prévoit que le gestionnaire du réseau détermine de manière non discriminatoire et transparente les méthodes de gestion de la congestion qu'il applique.

L'article 180, §2 précise que les méthodes de gestion de la congestion, ainsi que les règles de sécurité, sont notifiées à la CREG pour approbation et publiées conformément à l'article 26.

Conformément à l'article 180, §3, du règlement technique, le gestionnaire du réseau doit notamment veiller, dans l'élaboration et la mise en œuvre de ces méthodes de gestion de la congestion,

1° à prendre en compte, autant que possible, la direction des flux d'électricité, en particulier lorsque les transactions diminuent effectivement la congestion ;

2° à éviter, autant que possible, les effets significatifs sur les flux d'énergie dans d'autres réseaux ;

3° à résoudre les problèmes de congestion du réseau de préférence sans recourir à une sélection entre les transactions des différents responsables d'accès ;

4° à fournir des signaux économiques appropriés aux utilisateurs du réseau concernés.

Ces méthodes de gestion de la congestion doivent notamment être basées, conformément à l'article 180, §4, du règlement technique sur :

1° des procédures de mise en concurrence de la capacité disponible ;

2° la coordination de l'appel des unités de production raccordées dans la zone de réglage et/ou, moyennant l'accord du(des) gestionnaire(s) d'un réseau étranger, par l'appel

coordonné des unités de production raccordées dans la(les) zone(s) de réglage étrangère(s) concernée(s).

23. En vertu de l'article 181, §1er, du règlement technique, les méthodes de gestion de la congestion ont notamment pour objectif de :
1° offrir toute la capacité disponible au marché selon des méthodes transparentes et non discriminatoires, en organisant, le cas échéant, une vente aux enchères dans laquelle les capacités peuvent être vendues pour une durée différente et avec différentes caractéristiques (par exemple, en ce qui concerne la fiabilité attendue de la capacité disponible en question) ;
2° offrir la capacité disponible dans une série de ventes qui peuvent être tenues sur une base temporelle différente ;
3° offrir à chacune des ventes une fraction déterminée de la capacité disponible, plus toute capacité restante qui n'a pas été attribuée lors des ventes précédentes ;
4° permettre la commercialisation de la capacité offerte.

L'article 181, §2, prévoit que les méthodes de gestion de la congestion peuvent faire appel, dans des situations d'urgence, à l'interruption des échanges transfrontaliers suivant des règles de priorité préétablies qui sont notifiées à la CREG et publiées conformément à l'article 26 du présent arrêté.

Son paragraphe 3 précise que le gestionnaire du réseau doit se concerter avec les gestionnaires de réseaux voisins pour l'élaboration et la mise en œuvre des méthodes de gestion des congestions.

24. Conformément à l'article 184 du règlement technique, ces méthodes d'allocation de la capacité visent notamment :
1° à réduire au minimum, dans toute la mesure du possible, lors de la gestion d'une congestion, toute différence de traitement entre les divers types de transactions transfrontalières, qu'il s'agisse de contrats bilatéraux physiques ou d'offres sur des marchés organisés étrangers ;
2° à mettre toute capacité inutilisée à la disposition d'autres acteurs du marché ;
3° à déterminer les conditions précises de fermeté pour la capacité mise à disposition des acteurs du marché.

II. Antécédents

25. En 2001, ETSO a publié différents documents relatifs à la définition[1] et aux procédures[2] relatives à l'évaluation des capacités de transfert transfrontalier correspondant à la méthode ATC (“Available Transmission Capacity” ou capacité de transfert disponible). Ces documents sont toujours utilisés à l'heure actuelle par différents GRT, tels que ELIA[3], comme documents de référence pour une description générale de leurs méthodes de calcul de capacité.

26. A la fin 2005, les gouvernements allemand, belge, français, luxembourgeois et néerlandais ont créé le Forum pentalatéral de l'énergie (ci-après : PLEF). Ce forum comporte trois groupes de support, dont l'un, le Groupe de support 1 (ci-après : GS1), est chargé de l'optimisation de la capacité de transfert disponible des interconnexions et des mécanismes d'allocation.

27. Le 6 juin 2007, les ministres de l'Energie du Benelux, de la France et de l'Allemagne, ainsi que les représentants des gestionnaires de réseau, des bourses d'électricité, des régulateurs et des acteurs du marché ont signé une déclaration d'intention (“Memorandum of Understanding” ou “MoU”)[4] commune relative au couplage des marchés de l’électricité et de la sécurité d'approvisionnement dans la région CWE. Ce MoU a pour objectif la mise en place d'un couplage de marché basé sur les flux entre les cinq pays de la région, ainsi que des étapes supplémentaires dans le domaine de la sécurité d'approvisionnement en électricité. Si la mise en place d'une solution basée sur les flux semble trop difficile, un modèle de couplage moins sophistiqué peut être examiné par les partenaires du projet, comme première étape vers une solution de long terme[5].

28. Le 25 juin 2008, les parties impliquées dans la réalisation du projet de couplage de la région CWE ont annoncé la mise en place d'un couplage basé sur un calcul ATC des

[1] ENTSO-E: “Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets”, avril 2001, disponible à l’adresse: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/entsoe_transferCapacityDefinitions.pdf
[2] ENTSO-E: “Procedures for Cross-border transmission capacity assessments”, octobre 2001, disponible à l’adresse : https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/entsoe_proceduresCapacityAssessments.pdf
[3] http://www.elia.be/en/products-and-services/cross-border-mechanisms/transmission-capacity-at-borders/calculation-methods
[4] http://www.benelux.int/pdf/pdf_nl/dos/dos14_PentalateralMoUMarketCouplingAndSecurityOfSupply.pdf
[5] Memorandum Of Understanding of the Pentalateral Energy Forum on market coupling and security of supply in CWE, p. 7: “flow-based market coupling is the sole acceptable enduring solution, considering the neighbouring regions as stated. Only if a resolution of the associated issues proves to take too long may the parties examine a less sophisticated market coupling as a first step towards the

capacités, au lieu d'un mécanisme basé sur les flux. La CREG a fortement critiqué cette démarche unilatérale et a envoyé une lettre au “Joint Steering Committee of the CWE market coupling project” le 11 juillet 2008. Dans cette lettre, elle informe le comité du fait qu'elle a de sérieux doutes concernant la méthode proposée. La CREG a fait savoir en particulier que, sur la base des renseignements dont elle dispose, un calcul ATC peut être discriminatoire et aura un impact négatif sur les capacités proposées, notamment à la frontière sud, et que cette méthode n'est pas compatible avec les orientations sur le plan du traitement des *loop flows*.

29. Le 19 mars 2009, les Régulateurs et les GRT de la région Europe centre-ouest ont publié une communication commune (ci-après : communication commune), à l'attention du Groupe d'appui 1 du PLEF[6]. Cette communication porte notamment sur une compréhension commune de la solution intermédiaire pour le calcul des capacités qui sera proposée dans le cadre du couplage et sur la méthode d'ajustement coordonnée proposée par les GRT.

30. Le 14 avril 2010, la Commission a publié sa décision relative à une procédure d' application de l'article 102 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne de l'article 54 de l'accord EEE (Affaire n° 39351 – Interconnexions suédoises)[7]. Cette décision porte sur la limitation de la capacité de transfert d'électricité transfrontalier, opérée dans le but de diminuer la congestion interne et comporte l'engagement de l'entreprise suédoise Svenska Kraftnät de subdiviser le réseau suédois de transport en deux zones de formation de prix ou plus et d'exploiter ce réseau sur cette base pour le 1er juillet 2011 au plus tard.

31. Le 24 juin 2010, la Commission a demandé à 20 Etats membres de mettre en œuvre et d'appliquer sans délai les règles relatives au marché interne de l’électricité[8]. En ce qui concerne la Belgique, la Commission européenne a fait savoir que sa principale préoccupation concernant le Règlement concerne la gestion de la congestion et l'absence de méthode commune coordonnée. Dans son argumentation, la Commission européenne suit la CREG en ce qui concerne la méthodologie du calcul de capacité proposée[9].

32. Le 7 juillet 2010, lors de la 22ème réunion du Groupe de coordination de la région Europe centre-ouest (ci-après : CWE RCC), la CREG a présenté les raisons pour lesquelles les méthodes actuelles de calcul des capacités étaient discriminatoires sur le plan des

---

[6] http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ACTIVITIES/EER_INITIATIVES/ERI/Central-West/Meetings1/RCC_meetings/14supthsup%20CW%20RCC/DD/common%20communication%20to%20SG1%20050209%20_3_.pdf0050209%20_3_.pdf

[7] http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1223_2.pdf

[8] http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/10/275&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=fr

[9] Voir notamment la partie 3 des Orientations

transactions nationales et des échanges transfrontaliers. Dans le procès-verbal de la réunion, il est indiqué que "la discrimination présumée entre les échanges (commerciaux) internes et transfrontaliers ainsi que la nécessité d'une solution de long terme était reconnue par les régulateurs CWE". Afin d'apporter une réponse à cette question, la réalisation d'une étude sur l'influence de la taille des zones sur le bien-être socioéconomique au niveau de la région CWE a été proposée. Il est également précisé dans le compte-rendu de la réunion que "le lancement d'une telle étude et la reconnaissance générale du fait que des mesures appropriées doivent être cherchées afin de rendre les méthodes actuelles de calcul des capacités et la gestion de la congestion conformes à la législation européenne actuelle peut constituer un facteur déterminant pour trouver une solution à cette question".

33. Le 2 septembre 2010, la CREG a reçu pour approbation la proposition d'Elia relative à la mise en œuvre du couplage de marché. Cette proposition comprend notamment une nouvelle version du modèle général de calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport ainsi qu'une proposition de modalités relatives à la détermination des capacités journalières, en réponse aux préoccupations de la CREG.

34. Le 26 octobre 2010, la CREG a adopté la décision (B) 101026-CDC-997 relative à la "demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative au modèle général de calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport et aux méthodes de gestion de la congestion pour les échanges énergétiques avec les réseaux français et néerlandais, telles qu'établies dans le cadre du couplage de marché de la région Europe centre-ouest" (ci-après : décision 997). Par cette décision, la CREG refuse la proposition d'Elia dans la mesure où elle considère que la méhode proposée n'est pas conforme aux articles 6.1 et 6.3 du Règlement (CE) No 1228/2003 et aux articles 1.7, 1.8, et 3.5, des lignes directrices. Le document soumis par Elia ne répond également pas sur le plan du contenu à l'article 5, alinéa 2, du Règlement (CE) No 1228/2003 et à l'article 5.2 des lignes directrices. Toutefois, afin de ne pas mettre en péril les autres avantages liés à la mise en place d'un couplage des marchés au niveau de la région Centre Ouest Européenne étendu vers la région Nordique au travers du couplage ITVC, et dans la mesure où la CREG pense que les réductions coordonnées n'auront pas d'impact négatif sur le marché vu notamment les engagements d'Elia, la CREG décide d'autoriser la mise en œuvre de cette méthode de calcul dans le cadre du couplage des marchés.

35. Le 15 septembre 2011, la CREG a pris la décision (B)110915-CDC-1097 relative à « la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert pour l'année et le mois et de la marge de fiabilité du transport et aux méthodes de gestion de la congestion pour les échanges

d'énergie avec les réseaux français et néerlandais, telles qu'établies dans le cadre de la région Europe centre-ouest » (ci-après, la « décision 1097 »). Par cette décision, la CREG a refusé d'approuver la méthode de calcul proposée et s'est contentée de prendre acte de sa mise en œuvre par Elia. Pour justifier son refus, la CREG s'est basée, *mutatis mutandis*, sur la même argumentation que celle figurant dans la décision 997 prise pour la capacité de transfert en jour moins un.

36. Cette décision 1097 a fait l'objet d'un recours auprès de la Cour d'appel de Bruxelles, introduit par Elia le 14 octobre 2011. Par son arrêt du 12 septembre 2012, la Cour d'appel a toutefois rejeté l'ensemble des arguments développés par Elia dans sa requête. Pour la CREG, cet arrêt donne, par identité de motifs, un appui non négligeable à l'argumentation développée dans la décision 997.

37. Le 8 décembre 2011, le comité de direction de la CREG a approuvé l'étude (F)111208-CDC-1129 relative à la relation entre la capacité d'interconnexion physique et commerciale aux frontières électriques belges (ci-après, l'« étude 1129 »). Dans cette étude la CREG met en évidence l'absence de lien statistique entre les congestions commerciales observées aux frontières de la Belgique, et en particulier avec les Pays-Bas, et le niveau d'utilisation du réseau de transport. Cette étude confirme que la méthode appliquée par Elia pour la frontière Nord (Belgique – Pays-Bas) ne permet pas de maximaliser les capacités offertes aux participants au marché.

38. En automne 2012 la CREG a entamé des discussions avec le régulateur néerlandais NMa (maintenant Autoriteit Consument & Markt, ACM) afin d'inciter Elia et TenneT, le gestionnaire de réseau hollandais, à trouver une solution plus adéquate pour la méthode de calcul.

39. Le 10 octobre 2012, Elia a organisé une première réunion de travail pour la CREG au cours de laquelle elle a exposé les méthodes et les instruments concernant le calcul des capacités transfrontalières. Les 5 et 9 novembre 2012, Elia et la CREG ont participé à de nouvelles réunions bilatérales pendant lesquelles les différentes étapes du processus ont été abordées, et en particulier la question des flux de bouclage (*loop flows)*. Durant ces réunions, la CREG a clairement indiqué à Elia qu'une limitation arbitraire *ex ante* de la capacité bilatérale sur la frontière Nord n'était conforme ni à la loi électricité, ni au Règlement 714/2009, qu'une augmentation de cette capacité aurait un impact positif sur les capacités d'import et d'export, et qu'une provision arbitraire permanente de 1000 à 1200 MW pour les flux de bouclage n'avait aucune justification économique. Pendant ces réunions la CREG

avait demandé à Elia de fournir une définition acceptable des flux de bouclage proche de la réalité physique.

40. Lors de la dernière réunion bilatérale entre Elia et la CREG du 14 novembre 2012, Elia a notamment communiqué à la CREG qu'elle comptait procéder à une augmentation par étapes des capacités bilatérales maximales en J-1, proposées sur la frontière avec les Pays-Bas, pour arriver à un maximum de 1501 MW en journalier, augmentée par une allocation éventuelle de 200 MW supplémentaires en infrajournalier. Les modalités de ces augmentations de capacités ont été précisées dans un courrier du 30 novembre 2012 adressé par Elia à la CREG.

41. Une réunion regroupant Elia et Tennet et les régulateurs hollandais NMa et la CREG a été organisée le 17 décembre 2012. Cette réunion a permis un échange de vues sur la nécessité de la mise en place sur la frontière avec les Pays-Bas d'une méthode améliorée, sur la question des flux de bouclage, sur la saisonnalité de la capacité et sur les limitations éventuelles de capacités d'importations pour raison de stabilité. Cette réunion a également permis aux régulateurs de communiquer leur vision sur la gestion de l'interconnexion.

42. Le 18 décembre 2012, le régulateur néerlandais, Energiekamer NMa (maintenant : ACM) envoie un courrier électronique à Elia et TenneT, au nom de la NMa et de la CREG, revenant sur la réunion du 17 décembre 2012. Le courrier électronique reprend les demandes de la NMa et de la CREG vis-à-vis d'Elia et de TenneT.

43. Le 19 décembre 2012 la CREG envoie une lettre à Elia, qui précisent les demandes de la CREG. Ces demandes ont été coordonnées avec la NMa. Cette lettre correspond en grandes lignes au courrier électronique envoyé le 18 décembre 2012.

44. Elia répond aux questions de la CREG et de la NMa pendant le premier semestre de 2013. Le 3 juillet 2013 Elia propose pour approbation une nouvelle proposition de modèle général de calcul de la capacité de transfert journalière et de la marge de fiabilité du transport, applicable aux frontières belges (reçue le 4 juillet 2013). Le dossier du 3 juillet 2013, comprend également un dossier, regroupant les réponses d'Elia aux différentes questions posées par la CREG et la NMa.

45. La CREG répond au dossier d'Elia par un premier courrier le 17 juillet 2013. Dans ce courrier, la CREG reprend quelques points importants auxquels Elia ne semble pas répondre dans son dossier.

46. Le 10 septembre 2013, la CREG et Elia organisent une réunion de travail traitant le calcul de la capacité d'interconnexion et plus spécifiquement le dossier introduit par Elia le 3 juillet 2013. La CREG rappelle le problème le plus apparent qui est la fixation d'une valeur maximale à la frontière Belgique – Pays-Bas, la même dans les deux directions. La CREG demande clairement à Elia d'utiliser les valeurs calculées par la même méthode que pour la frontière Belgique – France comme input dans le calcul de la capacité dans la région CWE. La CREG veut connaître les limitations imposeés par Elia au calcul de la capacité.

47. Le 16 septembre 2013, la CREG envoie une lettre à Elia reprenant les points les plus importants des demandes de la CREG discutés pendant la réunion du 10 septembre 2013.

48. Le 10 octobre 2013, Elia envoie à la CREG une note sur les développements dans le domaine de la gestion de la congestion en infrajournalier « Intraday uitwisselingscapaciteiten: van berekening tot toekenning ». Cette note décrit le développement d'un « Intraday Congestion Forecast » (IDCF), les défis pour le calcul de capacité en intraday et l'évolution vers un marché infrajournalier couplé de manière implicite.

49. Le 17 octobre 2013, la CREG reçoit le rapport de l'étude qu'elle avait commandée à un consultant extérieur intitulée « Checking the computational procedure used by ELIA to determine the maximum power import by Belgium ensuring stability of the transmission system ». Cette étude a pour but la vérification de la procédure appliquée par Elia pour déterminer la puissance maximale que le réseau belge peut importer compte tenu des limitations imposées par la sécurité du système et, en praticulier, par sa réponse dynamique à des perturbations importantes. Ce rapport indique notamment que l'exploitation du système belge n'est pas fort limitée par des questions de stabilité ou même de dynamique. En effet, il apparait qu'en « stressant » les conditions d'exploitation, les critères de sécurité relatif au « steady state » seront violés avant que des problèmes de nature dynamique soient observés. Il est également indiqué qu'il ne semble pas raisonnable de capturer l'entière complexité de la dynamique d'un système électrique au moyen d'un seul nombre (limite d'importation par exemple) et que d'autres éléments, comme un dispatch différent d'unités de production, peuvent conduire à des réponses très différentes du système aux perturbations.

50. Le 22 octobre 2013, Elia soumet pour approbation une proposition de modèle général de calcul de la capacité de transfert journalière et de la marge de fiabilité du transport, applicable aux frontières belges (reçue le 24 octobre 2013), remplaçant la proposition envoyée le 3 juillet 2013.

51. Le 22 mai 2014 la CREG a pris un projet de décision (B)140522-CDC-1296 relative à la "demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport ; méthode applicable aux frontières belges pour les capacités journalières".

52. Le 9 octobre 2014 la CREG a pris la décision (B)140522-CDC-1296 relative à la "demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité du transport ; méthode applicable aux frontières belges pour les capacités journalières".

53. Le 26 novembre 2014, Elia soumet pour approbation une proposition relative à la procédure exceptionnelle pour le calcul des capacités suite à la rareté en Belgique.

III. Appréciation de la proposition

III.1 Introduction

54. La méthode de calcul de la capacité de transport appliquée actuellement par Elia a fait l'objet de la décision CREG (B)141009-CDC-1296 prise le 9 octobre 2014. Cette méthode comporte six étapes au total. La présente décision porte uniquement sur la modification du processus normal de coordination entre gestionnaires de réseau enclenché après l'étape 1 suite à l'activation par un gestionnaire de réseau – Elia - de la procédure d'optimisation coordonnée des capacités NTC en vue de limiter les délestages en Belgique telle que décrite aux annexes 1 et 2 de la proposition d'Elia jointe à cette décision.

55. La CREG réfère également à la décision 997 pour ce qui concerne les étapes 2 à 6 de la proposition d'Elia, pour ce qui concerne le processus normal de coordination du calcul des capacités mis en place par les gestionnaires de réseau.

56. Après avoir présenté de manière générale la proposition d'Elia, la CREG développe ci-dessous les éléments d'appréciation de celle-ci.

III.2 Contexte et principales caractéristiques de la modification proposée

57. Au cours de l'année 2014, la Belgique a été confrontée à la mise hors service de plusieurs unités production nucléaire (Doel 3 de 1006 MW et Tihange 2 de 1008 MW en mars, Doel 4 de 1047 MW en Août) qui représentent une perte imprévue de plus d'un tiers de la capacité de production en Belgique.

58. Plusieurs études ont été entreprises par les gestionnaires de réseau et les centres de coordination de la région CWE pour analyser l'impact de cette perte de production sur la région CWE durant l'hiver 2014-2015.

59. Ces études confirment qu'une situation sans vent dans la région CWE et avec une charge élevée (due par exemple à une vague de froid dans la région) conduit aux situations les plus difficiles en terme de sécurité du système électrique. Dans une telle situation, les flux Nord Sud chargent considérablement l'interconnexion Pays-Bas Belgique.

60. Afin de garder les flux physiques à un niveau acceptable, les actions correctrices classiques des gestionnaires de réseau ne sont pas suffisantes pour permettre les niveaux de capacités NTC habituels. Les NTCs résultant de la coordination CWE classique peuvent conduire à deux situations différentes :

- Soit la suite des NTC obtenues ne permet pas des niveaux d'importation belges permettant d'éviter des problèmes d'adéquation production – consommation (grande probabilité de délestage en Belgique).

- Soit la suite des NTC obtenues conduit à une violation des règles de sécurité N-k dans les directions probables du marché (risque de déclenchement en cascade)

61. Afin de sécuriser la situation, les flux du Nord vers le Sud dans la région peuvent être réduits par un ajustement coordonné des NTCs dans la région CWE. En effet, une réduction des NTCs sur les frontières belges seulement ou en suivant la procédure coordonnée habituelle (« red flag ») conduirait à une probabilité de délestage importante en Belgique vu le manque d'imports.

62. Les gestionnaires de réseau ELIA, RTE et TenneT proposent, en coordination avec les autres gestionnaires de la région CWE, des mesures exceptionnelles pour cet hiver visant à remédier aux situations critiques présentées ci-avant. Ces mesures ne seront appliquées que de manière exceptionnelle si des risques d'adéquation production consommation sont détectés en Belgique jusqu'au 31 mars 2015.

63. La coordination régionale convenue s'étale sur différents horizons à l'approche du temps réel (mois, semaine, jour moins deux, jour moins un) afin d'éviter des interventions inutiles (surdimensionnées) là ou d'autres opportunités pourraient être disponibles dans des étapes suivantes quand des informations plus précises sont disponibles.

64. Elia prendra systématiquement en compte toutes les mesures et actions topologiques locales disponibles en Belgique avant de déclencher ce processus de coordination exceptionnel. La réserve stratégique, qui sera activée avant que le processus de coordination exceptionnel sera appliqué, fait partie des mesures disponibles localement en Belgique.

65. Les mesures coordonnées convenues comprennent notamment une coordination un mois avant le temps réel, comprenant une réduction éventuelle des capacités mensuelles permettant de libérer de la flexibilité pour gérer les congestions en J-2, une coordination une semaine avant le temps réel permettant à Elia de signaler un problème d'adéquation

production-consommation en Belgique (« adequacy flag »), une coordination en J-2 visant à optimaliser les capacités NTCs de la région CWE permettant des imports belges suffisant. Ces calculs sont basés sur le fait que, dans des situations exceptionnelles sans vent, avec une charge élevée (vague de froid), les éléments de réseau congestionnés se situeront le plus probablement en Belgique, près de la frontière avec les Pays-Bas, en raison de l'importance des flux Nord Sud. De manière générale, ces mesures auront pour objectif d'augmenter les imports belges en provenance du sud de la Belgique.

66. Il est convenu que le processus mis en place ne peut mettre en péril l'adéquation production-consommation en France et aux Pays-Bas.

67. Si des réductions de capacités sont appliquées sur certaines frontières et qu'ensuite la situation s'avère moins critique que prévue, les réductions appliquées seront défaites en J-1 ou en intraday. Dans tous les cas, les réductions de capacités seront supprimées avant que les mesures internes, dont la réserve stratégique, pourront également être supprimées.

III.3 Discrimination

68. L'optimisation proposée des capacités d'importation passe uniquement par une coordination (et une réduction) des capacités transfrontalières et des échanges transfrontaliers, alors qu'une meilleure coordination des échanges internes (via market splitting et/ou re-dispatching par exemple) peut également s'avérer très efficace.

69. Les flux Nord Sud observés à la frontière Belgique Pays-Bas qui sont notamment à l'origine de la mise en place de ce processus d'optimisation coordonné sont le résultat des échanges entre pays mais également des échanges internes aux différents pays. A nouveau, les échanges transfrontaliers sont discriminés en faveur des échanges internes qui ne sont pas concernés par la mesure d'optimisation proposée.

70. La CREG considère qu'en ce qui concerne la discrimination des échanges entre zones d'offre en faveur des échanges internes aux zones d'offre, la proposition d'Elia ne modifie en rien la méthode appliquée actuellement.

71. La CREG demande à Elia de développer, en collaboration avec les autres gestionnaires de réseau, un accord pour du re-dispatching multilatéral (par ex. entre les Pays-Bas et la France) et interne aux pays et pour une meilleure coordination des transformateurs déphaseurs (PST) pour des situations exceptionnelles. Le résultat de ces

négociations doit être présenté aux régulateurs de la région CWE au plus tard pour le 12 janvier 2015.

72. De manière générale, la méthode de calcul de la capacité appliquée aux frontières belges privilégie les échanges compris dans le scénario de base, à savoir les échanges internes à un pays (ou à une zone d'offre) qui sont de facto acceptés contrairement aux échanges transfrontaliers (ou trans-zonaux) qui sont limités ex-ante aux frontières (aux limites de zones). Par conséquent, la CREG estime que la méthode appliquée discrimine les échanges transfrontaliers au sein de la région CWE en faveur des échanges internes.

73. La CREG considère donc que la méthode n'est pas conforme à l'article 16.1 du Règlement, qui prévoit notamment que les problèmes de congestion du réseau doivent être traités grâce à des solutions non discriminatoires. En outre, une méthode qui privilégie les échanges internes et octroie ce qui reste à la capacité d'interconnexion n'est également pas conforme à l'article 1.7 des Orientations relatif aux méthodes de gestion de la congestion. Cet article indique notamment que les GRT ne doivent pas limiter la capacité d'interconnexion pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle.

74. Pour une analyse plus complète de cette question, la CREG réfère à l'argumentation de sa décision 997, paragraphes 170 à 177.

75. Enfin, il convient d'indiquer ici que cette question d'une discrimination des échanges transfrontaliers en faveur des échanges internes devra être traitée dans le cadre du projet d'implémentation avancé de la ligne directrice portant sur l'Allocation de la Capacité et de la Gestion des Congestions (« CACM GL ») relatif à la révision des zones d'offres dans les régions Centre-Ouest, Centre-Est, Nord de l'Italie et la Suisse.

76. La CREG demande à Elia de participer activement à cette étude et de s'assurer en particulier l'absence de traitement discriminatoire entre les échanges internes et les échanges entre pays ou entre zones.

III.4 Utilisation efficace du réseau de transport

77. Le deuxième critère permettant d'apprécier la méthode de calcul proposée a trait à l'efficacité de l'utilisation du réseau de transport qui découle de son application (Article 16.3 du Règlement).

78. La CREG comprend que la proposition d'Elia d'optimalisation des capacités NTC en cas de risque de délestage en Belgique vise à mieux aligner les capacités d'interconnexion aux attentes du marché, et particulièrement aux attentes du marché belge, en période de pénurie et de permettre une utilisation maximale des capacités existantes.

79. En conséquence, et même si l'optimalisation des capacités NTC sur les différentes frontières en cas de risque de délestage ne peut permettre une utilisation efficace du réseau de transport comme pourrait l'être une méthode basée sur les flux, l'optimalisation proposée devrait faire correspondre dans la plupart des cas l'utilisation du réseau aux attentes du marché.

80. En conséquence, la CREG considère que l'optimalisation de la proposition d'Elia constitue une amélioration de la méthode actuelle en cas de risque de délestage en Belgique.

81. Toutefois, la CREG considère également que la méthode appliquée par Elia dans son ensemble ne permet pas d'allouer aux acteurs du marché la capacité maximale du réseau de transport suite aux imperfections de la méthode (coordination d'une méthode ATC) qui fixe des valeurs de capacités séparément de la valorisation de celle-ci par les acteurs du marché. La CREG se réfère également aux décisions 997 et 1296.

82. Enfin, la CREG rappelle qu'une méthode de gestion des congestions basée sur des zones d'offres non optimalisées conduit également à des questions d'efficacité de l'utilisation du réseau de transport. Tout d'abord, les congestions internes sont systématiquement poussées aux frontières et la valeur maximale de la capacité de l'interconnexion n'est pas offerte au marché. Ensuite, la présence de grandes zones nécessite des marges de sécurité plus importantes.

III.5 Pas d'allocation basée sur le marché

83. Le troisième critère d'appréciation appliqué à la proposition d'Elia d'optimalisation des capacités NTC en cas de risque de délestage en Belgique consiste à vérifier si l'allocation des capacités de transport est basée sur le marché. Les capacités transfrontalières sont en effet calculées sur les différentes frontières sans connaitre la valeur économique des échanges potentiels, même si le scénario le plus probable correspond à des importations belges importantes et que l'optimalisation proposée devrait correspondre à une maximalisation du « welfare » lié au couplage CWE.

84. En conséquence, et même si la répartition des capacités sur les différentes frontières n'est pas basée sur le marché comme pourrait l'être une méthode basée sur les flux, l'optimalisation proposée devrait correspondre dans la plupart des cas à une maximalisation du « welfare » et constituer une amélioration de la méthode appliquée actuellement par Elia dans les situations comprenant des risques de délestage en Belgique.

85. Par ailleurs, la CREG rappelle que la méthode de calcul de la capacité appliquée actuellement par Elia n'est pas conforme à l'article 16.1 du Règlement qui prévoit que les problèmes de congestion du réseau doivent être traités grâce à des solutions basées sur le marché.

86. En conséquence, la CREG réitère sa demande à Elia de lui soumettre au plus vite une proposition de calcul des capacités basé sur les flux et conforme aux Orientations.

III.6 Publication du plan général pour le calcul de la capacité de transfert totale et de la marge de fiabilité

87. L'article 15, alinéa 2, du Règlement et l'article 5.2 des Orientations impose aux gestionnaires de réseau de publier une description du système général de calcul de la capacité d'interconnexion pour les différentes échéances.

88. La CREG comprend que la mise en œuvre de l'optimalisation proposée se fait par étapes.

89. La CREG demande à Elia que sa communication aux acteurs du marché aux différentes étapes du processus d'optimalisation rencontre autant que possible les attentes de celui-ci, telles que formulées dans les réponses à la consultation nationale et à la consultation organisée au niveau de la région CWE.

90. La CREG réitère sa demande pour une transparence accrue relative aux flux transitant aux travers des frontières belges permettant de mettre en évidence les flux liés aux imports belges, les flux liés aux échanges interne dans la région et les flux de bouclage, telle que spécifiée par la 6ème condition de sa décision 1296.

III.7 Caractère transitoire et exceptionnel de la mesure proposée

91. La CREG comprend que la procédure de modification coordonnée des capacités NTCs a un caractère exceptionnel limité aux situations pendant lesquelles le risque de délestage en Belgique est considéré comme trop élevé par Elia. La CREG comprend également que les coordinations de NTC proposées prendront en compte toutes les autres mesures disponibles en Belgique, dont l'activation des réserves stratégiques.

92. La CREG comprend également que cette mesure est transitoire et ne devrait plus être appliquée au-delà du 31 mars 2015.

93. Ces deux éléments constituent des éléments important permettant à la CREG de prendre sa décision. La CREG indique ici que ces problèmes devraient à l'avenir être réglés dans le cadre de la méthode basée sur le flux en cours d'implémentation.

94. La CREG comprend que les mesures proposées sont raisonnables, non-discriminatoires et devraient inciter les acteurs du marchés de la région CWE à contribuer positivement à la sécurité d'approvisionnement.

95. La CREG comprend également que les mesures exceptionnelles proposées ne seront activées que si toutes les mesures nationales possibles ont été prises, en ce y compris le déploiement de la réserve stratégique, que ces mesures sont jugées sûres par les gestionnaires de réseau de la région CWE, que les PST ont été pris en compte pour maximiser les imports Belges et que la sécurité d'approvisionnement est en péril en Belgique.

IV. DECISION

Vu l'article 15.2 du Règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 ;

Vu l'article 23, §2, 38° de de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ;

Vu les articles 176, §2 et 180, §2 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 ;

La CREG ne peut, pour les motifs exposés ci-avant, accepter de manière inconditionnelle la proposition d'Elia de modification du plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert introduite dans le cadre du couplage des marchés de la région CWE, modification portant sur l'optimalisation des capacités NTC sur les différentes frontières de la région CWE en cas de risque de délestage en Belgique.

La CREG considère que la méthode proposée n'est pas pleinement conforme aux articles 16.1 et 16.3 du Règlement précité et aux articles 1.7 et 3.5 des Orientations. En outre, le document soumis par Elia ne répond pas, sur le plan du contenu, à l'article 15, alinéa 2, du Règlement.

Toutefois, compte tenu des améliorations apportées à la répartition des capacités NTCs sur les différentes frontières en cas de risque de délestage en Belgique, la CREG décide d'approuver la proposition précitée, pour une période transitoire démarrant le 14 décembre et finissant le 31 mars 2015, moyennant la réalisation des conditions reprises ci-dessous :

1. Les mesures exceptionnelles proposées doivent être raisonnables, non-discriminatoires et devraient inciter les acteurs du marchés de la région CWE à contribuer positivement à la sécurité d'approvisionnement

2. Les mesures exceptionnelles peuvent uniquement être activées si :

    a. Elia a pris toutes les mesures nationales possibles, en ce y compris le déploiement de la réserve stratégique

b. Ces mesures sont jugées sûres par les gestionnaires de réseau de la région CWE

c. Les PST ont été pris en compte pour maximiser les imports Belges

d. La sécurité d'approvisionnement est en péril en Belgique

e. Une transparence adéquate est fournie par les gestionnaires de réseau.

3. Les gestionnaires de réseau développent un accord pour du re-dispatching multi-latéral (par ex. entre les Pays-Bas et la France) et interne aux pays et pour une meilleure coordination des PST pour des situations exceptionnelles. Le résultat de ces négociations doit être présenté aux régulateurs de la région CWE au plus tard pour le 12 janvier 2015.

La CREG considère qu'Elia doit mettre en œuvre les conditions 1 et 2 précitées pour le 14 décembre 2014 au plus tard et la condition 3 pour le 12 janvier 2015 au plus tard.

La CREG réitère sa demande pour une transparence accrue relative aux flux transitant aux travers des frontières belges permettant de mettre en évidence les flux liés aux imports belges, les flux liés aux échanges interne dans la région et les flux de bouclage, telles que spécifiée par la 6ème condition de sa décision 1296.

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

Andreas TIREZ
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction