Non-confidentiel

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

DECISION FINALE

(B)140508-CDC-1306

relative à la

"méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas "

prise en application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 9°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et des articles 180, §2 et 183, §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 et en application du paragraphe 2.6 de l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009

8 mai 2014

TABLE DES MATIERES

I. CADRE LEGAL 6

I.1 *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.2 Les "Orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux" 7

I.3 La loi électricité 12

I.4 Le règlement technique 13

II. ANTECEDENTS 16

III. ANALYSE DES MÉTHODES DE GESTION DE LA CONGESTION SUR L'INTERCONNEXION Belgique - Pays-Bas PROPOSÉES PAR ELIA 18

III.1 Remarques préliminaires 18

III.2 Analyse 19

DECISION 26

Consultation 28

EXECUTIVE SUMMARY

La présente décision évalue la proposition d'Elia relative à la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas.

La proposition d'Elia consiste à répartir la capacité comme suit. La valeur de la capacité de transfert nette annuelle ou "Net Transfer Capacity" (NTCy) constitue la base de la détermination des capacités pour les différentes échéances, qui sont désignées par l'ATC ("Available Transfer Capacity").
ATCy = 468 MW
ATCm = 145,6 MW
ATCd = NTCm – ATCy – ATCm
De la NTCy (NTC sur base annuelle), 468 MW sont réservés annuellement (ATCy) et 145,6 MW mensuellement (ATCm). Pour la NTCm déterminé mensuellement, toute la capacité supplémentaire qui n'a pas été allouée antérieurement à la capacité annuelle ou mensuelle est allouée à la capacité journalière (ATCd).

La CREG tient compte des remarques relatives à son projet de décision formulées par Elia et issues de la consultation publique pour rédiger sa décision finale. Pour les raisons décrites au dernier chapitre de la présente décision, la CREG décide de ne pas approuver la proposition et demande à Elia de soumettre une nouvelle proposition.

INTRODUCTION

Sur la base des articles 180, §2 et 183, §2 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport d'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le règlement technique), la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après la proposition de la S.A. Elia System Operator (ci-après : Elia) relative à la "méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas".

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 183, §2, du règlement technique prévoit que les méthodes d'allocation aux responsables de l'accès de la capacité disponible pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers, sont notifiées par le gestionnaire du réseau à la CREG pour approbation.

Le paragraphe 2.6 de l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 prévoit que la structure d'attribution de capacité entre les différents horizons de temps est évaluée par les autorités de régulation respectives.

La proposition relative aux règles de répartition de la capacité entre les différents horizons de temps (à savoir, année, mois et jour) (ci-après : la proposition) a été envoyée par Elia par lettre du 26 avril 2013 à la CREG. Le dossier introduit par Elia se compose des documents suivants : la proposition relative à la répartition de la capacité entre les différents horizons de temps sur la liaison Belgique-Pays-Bas "Interconnectie België-Nederland. Methode voorgesteld voor de verdeling van de capaciteiten" (Interconnexion Belgique - Pays-Bas. Méthode proposée pour la répartition des capacités) et un document d'analyse "Belgium-Netherlands Interconnection, allocation and utilisation of capacities: Observations & analyses 2011-2012" (ci-après : le document d'analyse). Le 18 octobre 2013, Elia a envoyé un document supplémentaire "Bijkomende informatie met betrekking tot het voorstel van methode voor de verdeling van de capaciteiten tussen de verschillende tijdshorizonten op de koppelverbinding België-Nederland" (Informations complémentaires concernant la proposition de méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas).

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

analyse les modifications proposées aux méthodes de gestion des congestions et d'attribution de capacité à la frontière belgo-néerlandaise. La quatrième partie comporte la décision en tant que telle.

Une copie de la proposition des gestionnaires de réseau relative à la répartition de la capacité a également été annexée à la présente décision, ainsi que le document d'analyse et le document comportant des informations complémentaires. Par ailleurs, les réponses à la consultation publique et les réactions d'Elia par rapport au projet de décision ont également été ajoutées.

La présente décision a été adoptée par le Comité de direction de la CREG en sa séance du 8 mai 2014.

I. CADRE LEGAL

I.1 *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*

1. La CREG rappelle qu'aux termes de l'article 249 du traité instituant la Communauté européenne, le règlement n° 714/2009 a une portée générale, est obligatoire dans tous ses éléments et est directement applicable dans tout Etat membre.

2. L'article 16.1 du règlement n° 714/2009 précise que les problèmes de congestion sur le réseau sont traités par des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés.

3. L'article 16.2 du règlement n° 714/2009 stipule que les procédures de restriction des transactions ne peuvent être appliquées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir rapidement et où le rappel ou les échanges de contrepartie ne sont pas possibles, et que sauf cas de force majeure, les opérateurs du marché auxquels a été attribuée une capacité sont indemnisés pour toute restriction.

4. L'article 16.3 du règlement n° 714/2009 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, conformément aux normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau.

5. L'article 16.4 du règlement n° 714/2009 concerne l'horaire des nominations et la réattribution des capacités non utilisées. Il prévoit que les opérateurs du marché préviennent les gestionnaires de réseaux 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.

6. L'article 16.5 du règlement n° 714/2009 prévoit que dans la mesure où c'est techniquement possible, les gestionnaires de réseaux de transport compensent les

demandes de capacité de tout flux d'énergie dans la direction opposée sur la liaison encombrée afin d'utiliser cette liaison à sa capacité maximale.

I.2 Les "Orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux"

7. L'annexe I du règlement n° 714/2009 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 : orientations). Les dispositions de ces orientations qui sont pertinentes pour la présente décision sont fournies ci-après.

1. GENERALITES

[...]

1.9. Au plus tard le 1er janvier 2008, des mécanismes de gestion intrajournalière de la congestion des capacités d'interconnexion sont établis d'une manière coordonnée et dans des conditions de fonctionnement sûres, de manière à maximaliser les possibilités d'échanges et à assurer l'équilibrage transfrontalier.

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.

2.2. Selon la situation de concurrence, les mécanismes de gestion de la congestion doivent pourvoir à l'attribution des capacités de transport tant à long qu'à court terme.

2.3. Chaque procédure d'attribution de capacités attribue une fraction prescrite de la capacité d'interconnexion disponible, plus toute capacité restante qui n'a pas été attribuée précédemment et toute capacité libérée par les détenteurs de capacités ayant bénéficié d'attributions antérieures.

[...]

2.5. Les droits d'accès pour les attributions à long et à moyen terme sont des droits d'utilisation de capacités de transport fermes. Ils sont soumis aux principes de l'obligation d'utiliser les droits sous peine de perte définitive ("use-it-or-lose-it") ou de vente ("use-it-or-sell-it") au moment de la réservation.

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.*

[...]

2.10. En principe, tous les opérateurs potentiels du marché sont autorisés à participer sans restriction au processus d'attribution. Pour éviter l'apparition ou l'aggravation de problèmes liés à l'utilisation éventuelle d'une position dominante par un acteur quelconque du marché, les autorités compétentes en matière de régulation et/ou de concurrence, selon le cas, peuvent imposer des restrictions en général ou à une société en particulier en raison d'une position dominante sur le marché.

2.11. Les opérateurs du marché communiquent aux GRT leurs demandes fermes de réservation de capacités avant une date définie pour chaque échéance. La date est fixée de manière à permettre aux GRT de réaffecter les capacités inutilisées dans l'optique d'une nouvelle attribution lors de l'échéance suivante, y compris les sessions intrajournalières.

2.12. Les capacités peuvent faire l'objet d'échanges sur le marché secondaire, à condition que le GRT soit informé suffisamment à l'avance. Lorsqu'un GRT refuse un échange (transaction) secondaire, il doit notifier et expliquer clairement et d'une manière transparente ce refus à tous les opérateurs du marché et en informer l'autorité de régulation.

2.13. Les conséquences financières d'un manquement aux obligations liées à l'attribution de capacités sont à la charge des responsables de la défaillance. Lorsque les opérateurs du marché n'utilisent pas les capacités qu'ils se sont engagés à utiliser ou, dans le cas de capacités ayant fait l'objet d'une vente aux enchères explicite, ne procèdent pas à des échanges sur le marché secondaire ou ne restituent pas les capacités en temps voulu, ils perdent leurs droits d'utilisation de ces capacités et sont redevables d'un défraiement reflétant les coûts. Ce défraiement éventuel en cas de non-utilisation de capacités doit être justifié et proportionné. De même, si un GRT ne respecte pas son obligation, il est tenu d'indemniser l'opérateur du marché pour la perte des droits d'utilisation de capacités. Aucun préjudice indirect n'est pris en compte à cet effet. Les concepts et les méthodes de base permettant de déterminer les responsabilités en cas de manquement à des obligations sont définis au préalable en ce qui concerne les conséquences financières et sont soumis à l'appréciation de la ou des autorités de régulation nationales compétentes.

[...]

3. COORDINATION

[...]

4. CALENDRIER DES OPERATIONS SUR LE MARCHE

[...]

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.

[...]

5.3. Les GRT décrivent en détail et mettent d'une manière transparente à la disposition de tous les utilisateurs potentiels du réseau les procédures en usage en matière de gestion de la congestion et d'attribution des capacités, ainsi que les délais et les procédures de demande de capacités, une description des produits proposés et des droits et obligations des GRT et de l'opérateur qui obtient la capacité, y compris les responsabilités en cas de manquement aux obligations.

[...]

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.

5.6. Toutes les informations utiles doivent être mises à la disposition du marché en temps voulu pour permettre la négociation de toutes les transactions (notamment la date de négociation des contrats de fourniture annuels pour les clients industriels ou la date à laquelle les offres doivent être lancées sur les marchés organisés).

5.7. Le GRT publie les informations utiles sur la demande prévisionnelle et sur la production en fonction des échéances visées aux points 5.5 et 5.6. Le GRT publie également les informations utiles et nécessaires pour le marché de l'équilibrage transfrontalier.

5.8. Lorsque des prévisions sont publiées, les valeurs réalisées ex-post pour les données de prévision sont également publiées dans l'intervalle de temps suivant celui auquel la prévision s'applique ou au plus tard le jour suivant (J+1).

5.9. Toutes les informations publiées par les GRT sont mises à disposition librement sous une forme facilement accessible. Toutes les données sont également accessibles sur des supports appropriés et normalisés servant à l'échange d'informations, à définir en étroite collaboration avec les acteurs du marché. Les données comprennent des informations sur les périodes antérieures, avec un minimum de deux ans, afin que les nouveaux opérateurs du marché puissent également en prendre connaissance. [...]

I.3 La loi électricité

8. L'article 2, 7° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité entend par "réseau de transport" le réseau national de transport d'électricité à très haute tension et à haute tension interconnecté aux fins de fourniture à des clients finals ou à des gestionnaires de réseau de distribution, mais ne comprenant pas la fourniture, qui comprend les lignes aériennes, câbles souterrains et installations servant au transport d'électricité échangée de pays à pays liés par une interconnexion, au transport de l'électricité échangée par les producteurs, les clients finals et les gestionnaires de réseau de distribution établis en Belgique, et au transport de l'électricité échangée sur le réseau situé dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction, ainsi qu'à l'interconnexion entre centrales électriques et entre réseaux électriques.

9. 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 à 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.

10. 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.

11. L'article 23, §2, 35° de la loi électricité prévoit que la CREG est chargée d'approuver, 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 les méthodes approuvées sur son site Internet.

12. L'article 23*quater*, §1er prévoit que la CREG collabore avec l'autorité de régulation ou les autorités des Etats membres concernés de l'Union européenne et avec l'ACER pour les affaires transfrontalières. La CREG collabore au moins au niveau régional, comme le prévoit l'article 12, § 3 du règlement (CE) n° 714/2009, afin de :

a. favoriser la mise en place de modalités pratiques permettant d'assurer la gestion optimale du réseau, encourager l'établissement de bourses de l'énergie et l'attribution de capacités transfrontalières et permettre un niveau adéquat de capacité d'interconnexion, également par une nouvelle interconnexion au sein de la région et entre les régions, comme le prévoit l'article 12, § 3 du règlement (CE) n° 714/2009 afin de permettre le développement d'une réelle concurrence et d'améliorer la sécurité d'approvisionnement sans discrimination entre les fournisseurs des différents Etats membres de l'Union européenne ;
b. coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les gestionnaires du réseau de transport pertinents et les autres acteurs du marché ; et
c. coordonner le développement des règles de gestion de la congestion.

La CREG est compétente pour conclure des accords de collaboration avec les autorités de régulation des autres Etats membres de l'Union européenne afin de favoriser la coopération en matière de régulation.

I.4 Le règlement technique

13. 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 du présent règlement.

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° les enchères 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).

14. En vertu de l'article 181, §1er, du règlement technique, les méthodes de gestion de la congestion prévues à l'article 180 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 ce qui concerne les méthodes de gestion des congestions.

15. Selon l'article 183, §1er, du règlement technique, le gestionnaire du réseau veille à l'exécution d'une ou plusieurs méthodes d'allocation aux responsables de l'accès de la capacité disponible pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers.

Selon l'article 183, §2, du règlement technique, ces méthodes doivent être transparentes et non discriminatoires. Elles sont portées à la connaissance de la CREG pour approbation, et publiées conformément à l'article 26 du règlement technique.

Enfin, l'article 183, §3, du règlement technique ajoute que ces méthodes visent à optimaliser l'utilisation de la capacité du réseau conformément à son article 179.

16. Conformément à l'article 184 du règlement technique, ces méthodes d'allocation de la capacité visent notamment :

1° à minimaliser, 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. ANTECEDENTS

17. Le 1er novembre 2000, les TSO qui opèrent sur les interconnexions avec les Pays-Bas ont conclu un accord sur la répartition de la capacité sur les différentes frontières néerlandaises. Cela s'est fait à l'occasion du lancement des enchères de capacités aux interconnexions des Pays-Bas et dans le cadre établi par le code de réseau néerlandais, en particulier les articles 5.6.6.1 et 5.6.6.2. Cet accord a été adapté en 2007 et prévoit depuis lors la répartition suivante :

	Année (MW)	**Mois (MW)[1]**	**Jour (MW)**	**% total de part**
Amprion - TenneT	522	377[1]	= Total Amprion – 522-377[1]	Total Amprion = 39,6 % du total des frontières néerlandaises
Elia – TenneT	468	313[1]	= Total Elia – 468 -313[1]	Total Elia = 36,4 % du total des frontières néerlandaises
Tennet TSO GmbH – Tennet TSO B.V.	310	159[1]	= Total TenneT TSO gmbH – 310 - 159[1]	Total TenneT TSO GmbH = 24,0 % du total des frontières néerlandaises
Total frontières néerlandaises	1300	849[1]		

18. Le 29 août 2012, l'"Agency for the Cooperation of Energy Regulators" (ACER) a lancé sa consultation publique relative aux "Forward Risk Hedging Products & Harmonisation of Long Term Capacity Allocation rules" (produits de couverture à long terme et harmonisation des règles d'allocation de capacité à long terme). Cette consultation publique s'est achevée le 28 octobre 2012. 28 réponses ont été données.

19. Le 2 octobre 2012, la CREG reçoit la proposition d'Elia, établie conjointement avec RTE, relative aux règles de répartition entre les différents horizons de temps de la capacité qui sera allouée en 2013 sur l'interconnexion France-Belgique. Cette proposition est introduite par Elia dans le cadre de l'article 2.6 de l'annexe du règlement (CE) n° 714/2009. Le 15 novembre 2012, la CREG a pris la décision (B)121026-CDC-1200 relative à la "méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et la France". La CREG a demandé dans cette décision de lui soumettre une proposition de méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison Belgique-Pays-Bas qui réponde aux exigences légales, par analogie avec la méthode pour la liaison Belgique-France.

[1] Il s'agit de valeurs maximales

20. Le 26 avril 2013, la CREG a reçu la proposition d'Elia relative à la "méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas". Elia indique qu'elle a été élaborée conjointement avec TenneT TSO B.V.

21. Le 23 juillet 2013, la CREG a envoyé à Elia une "demande d'informations complémentaires concernant la proposition de méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas". La CREG y demande en particulier une justification de la répartition proposée de la capacité pour l'allocation annuelle et mensuelle qui montre que les capacités sont suffisantes pour le marché, surtout en termes de possibilités de hedging. Par ailleurs, la CREG demande pourquoi la capacité pour l'allocation mensuelle est limitée à 145,6 MW dans la proposition de répartition.

22. Le 21 octobre 2013, la CREG a reçu la réponse d'Elia à la demande d'informations complémentaires (envoyée le 18 octobre 2013). Elle comportait un document intitulé « bijkomende informatie met betrekking tot het voorstel van de methode voor de verdeling van de capaciteiten tussen de verschillende tijdshorizonten op de koppelverbinding België – Nederland » (informations complémentaires concernant la proposition de méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas) (ci-après : les informations complémentaires).

23. Le 6 février 2014, la CREG a adopté le projet de décision (B)140206-CDC-1306 relative à la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas (ci-après: projet de décision).

24. Le 28 février 2014, la CREG a lancé une consultation de marché sur le projet de décision et la proposition. La consultation s'est déroulée jusqu'au 21 mars 2014. Les réactions par rapport à cette consultation ont été prises en compte dans la présente décision finale.

III. ANALYSE DES MÉTHODES DE GESTION DE LA CONGESTION SUR L'INTERCONNEXION Belgique - Pays-Bas PROPOSÉES PAR ELIA

III.1 Remarques préliminaires

25. Le présent titre analyse la conformité de la proposition d'Elia au regard du cadre légal exposé au titre I de la présente décision.

26. La CREG examine en particulier si la proposition d'Elia tient compte du cadre légal belge et européen énuméré dans la partie I.

27. La CREG considère la capacité annuelle et mensuelle comme faisant partie de la capacité à long terme.

28. La présente décision s'applique sans préjudice de toute adaptation ultérieure des méthodes de gestion de la congestion qui pourrait être exigée dans le cadre de nouveaux codes de réseau.

29. La présente décision concerne uniquement la question de la répartition de la capacité sur les différents horizons de temps et ne concerne pas la méthode de calcul des capacités mensuelles et annuelles.

30. La CREG considère qu'un maximum de 2700 MW d'électricité peut circuler sur les interconnexions belgo-néerlandaises en situation N-1. Cela correspond environ à une capacité commerciale bilatérale (NTC) de 3850 MW[2].

31. La présente décision concerne uniquement la question de la répartition de la capacité sur les différents horizons de temps pour l'interconnexion Belgique - Pays-Bas et ne concerne pas l'interconnexion Belgique - France.

32. La consultation publique relative aux "Forward Risk Hedging Products & Harmonisation of Long Term Capacity Allocation rules" qui a été menée par l'ACER permet

[2] Calculée 2700 MW/0.7. L'approche prévoit qu'en cas d'échange commercial entre la Belgique et les Pays-Bas, 70 % des flux circulent via les interconnexions belgo-néerlandaises.

de comprendre les points de vue des acteurs du marché participants pour ce qui concerne leur vision des capacités d'interconnexion commerciales à long terme mises à la disposition du marché. La majorité des répondants demande qu'une quantité maximale de capacité soit allouée aux enchères à long terme, ou au moins annuelles. Seuls les acteurs du marché actifs au Danemark, en Finlande, en Norvège et en Suède souhaitent davantage de capacité pour le marché journalier et infrajournalier. La CREG fait remarquer que la structure du parc de production de ces pays est plus flexible et compte plus de centrales hydrauliques que dans les pays de la région Europe centre-ouest (CWE), dont la Belgique fait partie. De ce fait, les préférences dans ces pays peuvent diverger plus fortement que dans la région CWE.

33. Le code de réseau néerlandais prévoit des dispositions pour la répartition de la capacité sur les différents horizons de temps qui sont également pertinentes pour la frontière Belgique-Pays-Bas. Les connexions concernées sont Meeden-Allemagne, Hengelo-Allemagne, Maasbracht-Allemagne, Borssele-Belgique, Geertruidenberg-Belgique et Maasbracht-Belgique. Le code de réseau prévoit que sur les connexions concernées conjointement 1300 MW sont mis à la disposition des transports annuels, entre 400 MW et 850 MW à la disposition des transports mensuels et le reste de la capacité de transport, avec un minimum de 100 MW, à la disposition des transports spot.

34. La CREG s'est concertée avec le régulateur néerlandais de l'énergie, l'*Autoriteit Consument & Markt* (ACM), pour la rédaction de cette décision.

III.2 Analyse

35. La proposition d'Elia pour les règles relatives à la méthode de répartition des capacités est synthétisée ci-après. Les règles de répartition s'appliquent tant dans le sens Belgique - Pays-Bas que dans le sens Pays-Bas - Belgique.
La valeur de la capacité de transfert nette annuelle ou "Net Transfer Capacity" (NTCy), disponible dans les circonstances actuelles en octobre ou novembre, constitue la base de la détermination des capacités pour les différentes échéances, qui sont indiquées par ATC ("Available Transfer Capacity").
ATCy = 468 MW
ATCm = 145,6 MW
ATCd = NTCm – ATCy – ATCm
De la NTCy (NTC sur base annuelle), 468 MW sont réservés pour l'échéance annuelle (ATCy) et 145,6 MW pour l'échéance mensuelle (ATCm). Pour la NTCm déterminée

mensuellement, toute la capacité supplémentaire qui n'a pas été allouée antérieurement à la capacité annuelle ou mensuelle est allouée à la capacité journalière (ATCd).
La CREG comprend, après qu'Elia ait fourni des commentaires écrits dans sa réaction à propos du projet de décision, que l'ATCd a trait uniquement, dans cette proposition, au calcul de la réservation de l'ATCd au cours du délai mensuel. La capacité journalière finale, fixée durant le Jour-2, peut encore s'écarter de l'ATCd tel que déterminée durant le délai mensuel.

36. La CREG fait remarquer qu'Elia ne donne pas de justification dans sa proposition de répartition au principe établissant une valeur fixée préalablement pour la réservation de capacité annuelle et mensuelle, à savoir respectivement 468 MW et 145,6 MW. Ce faisant, une partie importante de la capacité reste allouée à la capacité journalière.

En outre, la CREG fait remarquer que la proposition ne peut tenir compte d'éventuelles adaptations à la disposition ou de la valeur finale de la capacité disponible annuelle (NTCy).

La CREG fait en outre remarquer que selon la proposition il n'est plus possible de proposer plus de 145,6 MW de capacité sur base mensuelle, quelles que soient les informations supplémentaires recueillies entre-temps par Elia pour l'adaptation de sa prévision de capacité mensuelle.

La CREG rappelle qu'aucune limitation formelle de valeurs pour la capacité mensuelle ne s'applique actuellement et que des valeurs allant jusqu'à 311 MW ont été observées dans le passé.

La CREG fait aussi remarquer que du côté néerlandais, aucune limitation formelle (autre que les accords conclus avec le TSO dont il est question au paragraphe 17) de la capacité mensuelle ne s'applique jusqu'à 145,6 MW. Pour cette raison, une confirmation de la proposition de répartition et la limite de 145,6 MW de capacité mensuelle qui l'accompagne imposerait une limitation plus stricte de facto du côté belge et du côté néerlandais. La CREG s'est spécifiquement concertée à ce sujet avec le régulateur néerlandais de l'énergie, l'*Autoriteit Consument & Markt* (ACM).

La CREG reconnaît que le fait de proposer une valeur autre que 468 MW pour la réservation de capacité annuelle dépend du Code de Réseau néerlandais et/ou de l'accord évoqué au paragraphe 17. La CREG reconnaît également que le fait de proposer une valeur plus élevé que 313 MW pour la réservation de capacité mensuelle dépend du Code de Réseau néerlandais et/ou de l'accord évoqué au paragraphe 17.

37. La CREG fait remarquer qu'en vertu de l'article 16.3 du règlement, la capacité

maximale des interconnexions doit être proposée aux acteurs du marché. La CREG note que, conformément à ses principes, la totalité de chaque capacité supplémentaire déterminée annuellement selon les formules de répartition est mise à disposition de l'enchère annuelle. Par analogie, la CREG prévoit que la totalité de chaque capacité complémentaire déterminée mensuellement est mise à disposition de l'enchère mensuelle selon les formules de répartition. La CREG prévoit qu'Elia utilise ce principe lors de chaque détermination de capacité sur ses interconnexions et propose au marché la capacité garantie la plus élevée possible pour chaque échéance. La CREG rappelle également qu'Elia proposait déjà elle-même ce principe dans une note d'Elia et RTE de 2005[3].

38. Il ressort d'une étude de la CREG du 31 mars 20114 qu'une faible attribution de capacité à l'horizon mensuel ou annuel peut engendrer une concentration du marché élevée. Elia objecte, à juste titre, que cette conclusion provient d'une analyse de la liaison Belgique - France et que pour l'instant, pour la liaison Belgique - Pays-Bas, aucun lien évident n'a été observé.

39. La CREG rappelle le principe selon lequel la capacité annuelle et mensuelle sert d'instrument de hedging pour les acteurs du marché et attend d'Elia une argumentation bien étayée permettant d'effectuer le choix entre plus de capacité journalière pour le clearing central et plus de possibilités de hedging via de la capacité à long terme. La CREG note, à ce sujet, la réaction d'Elia à propos du projet de décision: "Elia ne se sent pas en mesure de construire à elle seule l'argumentation cohérente demandée par la CREG permettant d'effectuer le choix entre une capacité journalière accrue et une augmentation des possibilités de hedging via de la capacité à long terme". La CREG note également que les règles de répartition actuelles appliquées par Elia rendent ce type de choix implicite. C'est pourquoi la CREG attend que cette comparaison implicite soit explicité.
Le besoin de produits de hedging est en outre rappelé dans les réponses données par la majorité des répondants à la consultation publique de l'ACER relative au "Forward Risk Hedging Products & Harmonisation of Long Term Capacity Allocation rules".

La CREG reconnaît la possibilité de réserver de la capacité pour l'allocation journalière lors de la détermination de la capacité annuelle et mensuelle, comme le prévoit le paragraphe 2.6 de l'annexe I du règlement, mais attend une justification pour la détermination du niveau

[3] Enchères sur l'Interconnexion France-Belgique. Note d'accompagnement. 22/11/2005

[4] Etude (F) 110331-CDC-1050 relative au "fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité – rapport de suivi 2010"

de réservation de cette capacité journalière.

40. Comme justification à la capacité à long terme réservée, Elia renvoie au fait que les acteurs du marché n'ont demandé ni à TenneT ni à Elia davantage de capacité pour le délai mensuel ces deux dernières années, bien que la réservation de capacité pour la Belgique-Pays-Bas ait toujours été au niveau des capacités à long terme dans la proposition de répartition. La CREG a examiné les attentes du marché concernant la capacité réservée pour l'horizon annuel et mensuel via sa consultation de marché. Tant Belpex que la FEBEG ont exprimé leur point de vue par le biais d'une réponse à la consultation de marché.

41. Belpex estime que la proposition d'Elia est raisonnable. Belpex souligne l'importance d'une bonne représentativité du signal de prix sur le marché journalier. Dans ce cadre, il avance l'argument selon lequel une capacité d'interconnexion suffisante doit être mise à la disposition du marché journalier et avance, pour ce faire, deux arguments. Belpex déclare qu'une capacité réduite pour le marché journalier (en raison d'une répartition accrue au profit de la capacité sur un horizon annuel ou mensuel) pourrait réduire la résilience de marché. En outre, le risque de "paradoxically rejected bids" pourrait augmenter en cas de capacité journalière réduite. La CREG accepte la possibilité d'une augmentation des "paradoxically rejected bids" mais que celle-ci est difficilement quantifiable ou vérifiable à l'avance. Si la décision de la CREG génère, à l'avenir, des problèmes au niveau d'un matching efficace du marché journalier, la CREG sera assurément disposée à adapter son point de vue. En ce qui concerne une diminution de la liquidité ou de la résilience du marché journalier, la CREG ne suit pas l'argumentation développée par Belpex[5], sauf éventuellement en ce qui concerne un matching efficace de tous les types d'offres. Lorsque l'on augmente la capacité attribuée au marché à long terme, trois options sont possibles (en cas de congestion). Premièrement, un acteur du marché qui dispose de capacité à long terme peut décider de ne pas nominer celle-ci, ce qui transfère la capacité via le mécanisme "Use It Or Sell It" (UIOSI) vers le marché journalier. Deuxièmement, un acteur du marché peut nominer de la capacité allant dans le sens contraire à celui de l'écart de prix en cas de congestion. Dans ce cas, le "netting" libérera cette capacité dans le sens de la congestion, ce qui met de la capacité d'interconnexion supplémentaire à la disposition du marché journalier. Troisièmement, un acteur du marché peut nominer de la capacité allant dans le même sens que celui de l'écart de prix en cas de congestion. L'échange énergétique allant de pair avec la nomination de capacité n'apparaîtra plus, de ce fait, dans le commerce implicite sur le marché journalier. Le

[5] Voir également l'argumentation de la FEBEG au paragraphe42 qui correspond dans les grandes lignes à l'interprétation de la CREG.

fait que les échanges énergétiques aient lieu via une nomination implicite ou explicite ne devrait pas avoir d'influence sur l'équilibre économique. Aucune de ces trois options ne pourrait donner lieu à une diminution de la liquidité ou de la résilience du marché journalier.

Belpex se demande par ailleurs pourquoi la demande de "Financial Transmission Rights" (FTR) ne figure pas dans la décision de la CREG. Belpex invoque à juste titre que l'introduction de FTRs est couplée au problème de la répartition des capacités entre les différents horizons de temps. Conformément à sa décision (B)121026-CDC-1200 relative à 'la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et la France' du 15 novembre 2012, la CREG prie Elia de poursuivre l'examen de l'introduction des FRTs, de vérifier quel en serait l'impact sur le marché et d'en informer la CREG.

42. La FEBEG considère qu'il faut mettre un maximum de capacité à long terme à la disposition du marché si l'on souhaite que le marché de gros fonctionne correctement. La FEBEG estime que la proposition concernée d'Elia n'est pas suffisante pour plusieurs raisons. La FEBEG cite tout d'abord qu'il n'y a pas d'effets négatifs liés au marché journalier lorsque la majeure partie de la capacité sur la liaison est attribuée au long terme. En annexe de sa réponse, la FEBEG démontre ceci graphiquement. La CREG adhère à l'exemple que la FEBEG a joint à son annexe à titre d'illustration. Il montre que l'équilibre de marché (sur le marché journalier) n'est pas perturbé par une nomination de capacité d'interconnexion à long terme et la capacité inférieure y afférente pour le marché journalier. Encore une fois, la CREG renvoie en marge, à ce sujet, à la remarque formulée par Belpex évoquée au paragraphe 41.

La FEBEG démontre en outre que la demande de capacité annuelle et mensuelle pour 2013 est au moins 7 fois supérieure à ce qui est offert au marché et déclare qu'il y existe une demande claire de capacité d'interconnexion. La CREG reconnaît qu'il s'agit d'un indicateur de la demande de capacité d'interconnexion. Pour un produit de hedging, ce n'est pas l'usage de ce dernier qui peut être pris en compte (parce que c'est sa possession et non son usage qui revêt de l'importance dans le cadre du "hedging") mais uniquement la demande de ce produit. Le fait que la FEBEG évoque le fait que l'offre de capacité sur une base annuelle et mensuelle est faible renforce la conviction de la CREG selon laquelle la proposition d'Elia n'attribue pas assez de capacité au long terme.

La FEBEG cite que pour ce qui concerne l'ensemble de la capacité à long terme, il faudrait en offrir proportionnellement davantage sur un horizon mensuel. Elle se réfère à ce sujet à la situation sur la liaison Belgique - France, où la proportion est plus équilibrée. La CREG prend note de cette préférence.

La FEBEG estime que la capacité disponible à la frontière doit être réexaminée, à savoir à la lumière des marges prises afin de compenser les "loop flows". La CREG est d'avis que cette discussion est menée dans les décisions prises à la lumière du calcul de la capacité d'interconnexion et non dans la répartition de la capacité d'interconnexion sur les différents horizons de temps.

Enfin, la FEBEG demande de prévoir une réservation de capacité sur le marché "intraday". La CREG reconnaît la possibilité de le faire selon le point 2.6 des orientations et est ouverte à de telles suggestions mais souhaite d'abord obtenir une vue claire de la part d'Elia sur un modèle pour le calcul de la capacité intraday.

43. La CREG fait remarquer que la méthode proposée par Elia pour la répartition des capacités entre les différents horizons sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas n'a pas été harmonisée avec la méthode sur la liaison entre la Belgique et la France. Pour la méthode de répartition sur la liaison entre la Belgique et la France, la capacité allouée sur base annuelle ou mensuelle évolue respectivement avec la NTCy et la NTCm : une NTCy supérieure résulte en une ATCy supérieure et une NTCm supérieure résulte en une ATCm supérieure. Ce lien manque pour la proposition sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas.

44. La CREG fait remarquer qu'Elia vise la continuité des règles de répartition dans sa proposition et reconnaît que la rupture subite et complète de la continuité peut perturber le marché.

45. La CREG fait remarquer que la première enchère sur base annuelle a lieu avant que la capacité disponible totale sur base annuelle (NTCy) ne soit connue.

46. La CREG fait remarquer qu'Elia renvoie dans ses informations complémentaires à d'éventuels problèmes liés à la sécurité du système comme argument pour la limitation de la capacité à long terme et renvoie pour cela aux situations dans lesquelles le domaine à long terme alloué n'est pas inclus dans le domaine de capacité flowbased. Elia n'a pas abordé davantage dans ses informations complémentaires les implications d'un domaine à long terme qui n'est pas inclus dans le domaine de capacité flowbased ni l'impact, le coût et

l'opportunité de remedial actions pour garantir le domaine à long terme.

47. La CREG reconnaît que les problèmes liés à la sécurité du système peuvent engendrer une limitation de la capacité mais ne trouve pas de justification dans le fait que la solution entraînerait une limitation de la capacité à long terme.

DECISION

En application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 9° de la loi électricité et de l'article 180, §2, du règlement technique, la CREG décide, pour les motifs qui précèdent, de ne pas approuver la proposition d'Elia relative à la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas.

La CREG demande à ELIA de soumettre, pour le 1er juillet 2014 au plus tard, une nouvelle proposition de méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison Belgique - Pays-Bas qui tient compte des remarques formulées aux paragraphes 35à 47.

La CREG demande à Elia d'annexer à la nouvelle proposition une copie des accords de 2000 et 2007 dont il est question au paragraphe 17.

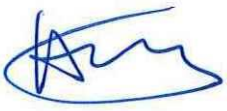
La CREG comprend que, vu que la proposition d'Elia de répartition des capacités se base sur des valeurs absolues, Elia devra soumettre une nouvelle proposition lors de chaque changement de la détermination de capacité ou changement structurel significatif sur la liaison Belgique - Pays-Bas. Cette proposition doit toujours montrer une comparaison fondée entre les avantages d'offrir de la capacité annuelle et mensuelle et la sécurité du réseau. Cela s'applique en particulier à l'adaptation imminente de la méthode de calcul de la capacité sur les interconnexions liée à un couplage de marché flowbased.

La CREG reconnaît l'importance d'une bonne harmonisation lors de la détermination de règles pour la gestion de la congestion, parmi lesquelles les règles de répartition de la capacité sur différents horizons de temps. Pour cette raison, la CREG demande à Elia d'harmoniser et d'optimaliser ces règles à l'avenir au moins conjointement avec les autres gestionnaires de réseau de transport de la région Europe centre-ouest (CWE).

La CREG demande à ELIA de publier sur son site Web et de lui communiquer les valeurs NTC annuelles dès qu'elles seront connues.

↯ ↯ ↯ ↯

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



Andreas TIREZ
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction

Consultation

Conformément à son règlement d'ordre intérieur, la CREG a organisé une consultation sur un projet de décision du Comité de direction de la CREG relatif à la proposition d'Elia. Ce projet est relatif à la demande d'approbation de la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas..

Textes du projet de décision sur lequel porte la consultation :
- Le projet de décision de la CREG
Proposition d'Elia sur laquelle porte le projet de décision :
- La lettre d'Elia (seulement en Néerlandais)
- La proposition d'Elia – annexe 1 (seulement en Néerlandais)
- Le document d'analyse "Belgium – Netherlands Interconnection, allocation and utilisation of capacities: Observations & analysis 2011-2012" – annexe 2 (seulement en Anglais)

- La réponse d'Elia à des questions supplémentaires :"Bijkomende informatie met betrekking tot het voorstel van methode voor de verdeling van de capaciteiten tussen de verschillende tijdshorizonten op de koppelverbinding België-Nederland" (seulement en Néerlandais)

Réaction sur le projet de décision reçue d'Elia:

- réaction Elia

Réponses reçues :
- de la FEBEG
- de Belpex