



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

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

DECISION

(B) 081211-CDC-801

relative à la

'demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion Belgique France'

prise en application 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

Le 11 décembre 2008

INTRODUCTION

LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après, sur 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 proposition de la S.A. Elia System Operator (ci-après : Elia) relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion Belgique France.

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

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

La proposition relative aux règles de répartition de la capacité entre les différents horizons de temps pour l'année 2009 a été notifiée par Elia, par courrier du 7 novembre 2008 (reçu à la même date) à la CREG. Le dossier introduit par Elia comprend les documents suivants : la proposition d'Elia et de RTE concernant la répartition de la capacité entre les différents horizons de temps à l'interconnexion Belgique France pour l'année 2009 ainsi que les analyses et observations détaillées des gestionnaires de réseau relatives à l'allocation et à l'utilisation des capacités sur l'interconnexion Belgique France en 2007 et en 2008.

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 méthodes de gestion de la congestion et d'allocation de capacité proposées à la frontière Belgique France. La quatrième partie, enfin, contient la décision proprement dite.

Une copie de la proposition des gestionnaires de réseau pour la répartition des capacités pour l'année 2008 ainsi que les analyses et observations détaillées des gestionnaires de

réseau relatives à l'allocation et à l'utilisation des capacités sur l'interconnexion Belgique France en 2007 et en 2008, sont annexées à la présente décision.

La présente décision a été adoptée par le Comité de direction de la CREG en sa séance du 11 décembre 2008.

////

I. CADRE LEGAL

I.1. **La directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE**

1. La directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE (ci-après : la directive 2003/54/CE), prévoit en son article 9.e) 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 2003/54/CE insiste particulièrement sur le principe de l'accès non discriminatoire au réseau de transport en son article 20.1 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 20.2 de la directive 2003/54/CE précise notamment que le gestionnaire de réseau de transport peut refuser l'accès s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire.

L'article 23.1.a), de la directive 2003/54/CE concerne les autorités de régulation et prévoit qu'elles doivent au minimum être chargées d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché en ce qui concerne les règles relatives à la gestion et à l'attribution de la capacité d'interconnexion, en concertation avec les autorités des Etats membres avec lesquels il existe des interconnexions.

1.2. Le règlement (CE) n°1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

2. La CREG rappelle qu'aux termes de l'article 249 du traité instituant la Communauté européenne, le règlement n°1228/2003 a une portée générale, est obligatoire dans tous ses éléments et est directement applicable dans tout Etat membre.

3. L'article 6.1 précise que les problèmes de congestion du 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.

4. L'article 6.2 du règlement n°1228/2003 stipule que les procédures de restriction des transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir de façon expéditive 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.

5. L'article 6.3 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.

6. L'article 6.4 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.

7. L'article 6.5 du règlement n°1228/2003 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 ligne d'interconnexion encombrée afin d'utiliser cette ligne à sa capacité maximale.

I.3. Les nouvelles « Orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux »

8. La Commission européenne, faisant application de l'article 8(4) du règlement n° 1228/2003, a entrepris de procéder à la modification de l'annexe du même règlement n° 1228/2003 relative aux orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux¹. Une nouvelle version de l'annexe est ainsi entrée en vigueur le 1^{er} décembre 2006 (ci-après : les nouvelles lignes directrices).

Les dispositions de ces nouvelles lignes directrices, relevantes 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

¹ Voir décision de la Commission du 9 novembre 2006 modifiant l'annexe du règlement (CE) n°1228/2003 concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, J.O.C.E., n° L 312 du 11 novembre 2006, p.59.

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 pouvoir 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.

[...]

1.4. La loi électricité

9. L'article 2, 7° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : loi électricité) définit le terme « réseau de transport » comme le réseau national de transport d'électricité, qui comprend les lignes aériennes, câbles souterrains et installations servant à la transmission d'électricité de pays à pays et à destination de clients directs des producteurs et de distributeurs établis en Belgique, ainsi qu'à l'interconnexion entre centrales électriques et entre réseaux électriques.

10. L'article 15, § 1^{er} 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 si le demandeur ne satisfait pas aux prescriptions techniques prévues dans le règlement technique.

I.5. Le règlement technique

11. 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.

Son article 180, §2, précise que ces méthodes de gestion de la congestion, ainsi que les règles de sécurité, sont notifiées à la CREG pour approbation et publiées conformément à son 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 oeuvre 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).

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 oeuvre des méthodes de gestion des congestions.

12. L'article 183, §1er, du règlement technique stipule que le gestionnaire du réseau doit veiller à mettre en oeuvre une ou plusieurs méthodes pour l'allocation aux responsables d'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, notifiées à 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 optimiser l'utilisation de la capacité du réseau conformément à son article 179.

13. 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 fermeture pour la capacité mise à disposition des acteurs du marché.

II. ANTECEDENTS

14. Le 1^{er} décembre 2005, la CREG adopte la décision (B)051201-CDC-494 relative à la demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France-Belgique (ci-après : la décision du 1^{er} décembre 2005). Par sa décision, la CREG accepte notamment la proposition d'Elia d'allouer 1300 MW sur une base annuelle et un minimum de 400 MW sur une base mensuelle. L'idée étant que la capacité mensuelle disponible soit maximisée, avec une valeur minimale de 400 MW.

15. Par courrier du 28 novembre 2006, Elia informe la CREG du fait que lors de la réunion « Users' Group Elia » du 23 novembre 2006, une résolution a été discutée en faveur d'un rééquilibrage entre les capacités annuelles, mensuelles et journalières allouées à la frontière franco-belge (sens France-Belgique) pour l'année 2007, et qu'un certain nombre de membres présents ont marqué leur accord sur une nouvelle répartition qui vise à diminuer la capacité allouée sur base annuelle et à augmenter les capacités à mettre à disposition du couplage des marchés. Une telle mesure aurait un effet favorable sur les prix du marché belge. Dans sa lettre, Elia dit espérer que la CREG ne s'opposera pas à la mise en œuvre de cette résolution.

16. Le 7 décembre 2006, la CREG adopte la décision (B)061207-CDC-610 relative à la demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France Belgique (ci-après : la décision du 7 décembre 2006). Par sa décision, prise en application des articles 180, §2, et 183, §2, du règlement technique, la CREG refuse notamment d'approuver la proposition d'Elia relative à la nouvelle répartition des capacités entre les différents horizons temporels. La CREG motive son refus par l'impossibilité d'évaluer valablement la mesure proposée par Elia sur la seule base de l'analyse fournie par Elia et compte tenu du délai extrêmement court dont elle dispose, ainsi que par l'absence d'une consultation ouverte et transparente de l'ensemble des acteurs du marché et le manque de prévisibilité de la mesure pour tous les acteurs du marché. La CREG y indique cependant rester ouverte à l'idée d'un

réaménagement de la capacité disponible sur les différents horizons temporels qui serait dans l'intérêt du marché.

17. Après avoir constaté en consultant le site Internet d'Elia, que la capacité mensuelle annoncée pour les mois de janvier et de février 2007 étaient de 400 MW à la frontière France-Belgique (sens France-Belgique), alors que les capacités allouées pour les mêmes mois en 2006 étaient de 1450 MW, la CREG adresse, le 18 décembre 2006, un courrier à Elia dans lequel elle demande à Elia de lui exposer les raisons précises de cette importante diminution.

18. Par un courrier du 22 décembre 2006, Elia répond ne pas comprendre l'étonnement de la CREG vu les arguments déjà invoqués par Elia en faveur d'une rectification de la répartition des capacités dans ses courriers du 28 novembre et du 4 décembre 2006. Elia y explique qu'elle a décidé conjointement avec RTE (le gestionnaire du réseau de transport français), de fixer à la valeur de 400 MW la capacité mensuelle pour les mois de janvier et février 2007, dans le respect de la décision de la CREG du 7 décembre 2006.

19. Par courrier du 27 décembre 2006, Elia informe la CREG de son intention d'organiser une concertation de l'ensemble des acteurs du marché au sujet du réaménagement de la répartition de la capacité disponible sur les différents horizons temporels.

20. Par courrier du 8 février 2006, la CREG précise à Elia qu'elle constate que celle-ci a pris cette mesure unilatéralement, et donc sans la soumettre préalablement à l'approbation de la CREG, alors qu'une telle mesure implique une modification des méthodes de gestion de la congestion alors appliquées. La CREG constate dans ce courrier que, par cette mesure unilatérale, Elia contourne le refus de la CREG dans sa décision du 7 décembre 2006, d'approuver la proposition d'Elia formulée dans son courrier du 4 décembre 2006. Dans l'attente de l'introduction d'un dossier complet auprès de la CREG, et de l'organisation par Elia d'une consultation complète du marché, la CREG demande par ce courrier à Elia de revenir au principe selon lequel la capacité mensuelle est égale à la capacité maximale pouvant être garantie sur base mensuelle, et de ne pas la limiter artificiellement à 400 MW.

21. Par un courrier du 14 février 2007, Elia répond s'étonner de la réaction de la CREG et prétend que c'est erronément que la CREG conclut qu'Elia aurait contourné le refus de la CREG dans sa décision du 7 décembre 2006. Elia indique en outre que la mesure prise est en conformité avec la décision de la CREG du 1^{er} décembre 2005 puisque le seuil des 400

MW de capacité mensuelle est respecté, et réitère ensuite des arguments déjà invoqués dans ses courriers des 28 novembre et 4 décembre 2006.

22. Le 2 mars 2007, la CREG reçoit d'Elia un courrier daté du 27 février 2007 comprenant des documents qui seront utilisés lors de la réunion de consultation des acteurs du marché du 6 mars 2007 dont question au § 22 ci-dessous.

23. Le 6 mars 2007, Elia organise conjointement avec RTE, une réunion de consultation de acteurs du marché au sujet du réaménagement de la capacité disponible sur les différents horizons temporels, portant sur les mois restants de l'année 2007 d'une part, et pour l'année 2008 d'autre part. Elia et RTE publient peu après le compte rendu de cette réunion sur leur site Internet respectif.

24. Par courrier du 16 mars 2007, Elia soumet à l'approbation de la CREG sa proposition relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion France-Belgique, visant à réaménager la capacité disponible entre les différents horizons de temps, pour application lors de la détermination des capacités mensuelles à allouer pour les mois de mai à décembre 2007. En ce qui concerne l'année 2008, Elia s'engage à organiser avec RTE une consultation à ce sujet dans le courant de l'automne 2007.

25. Le 12 avril 2007, la CREG adopte la décision (B)070412-CDC-677 relative à la demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion France-Belgique (ci-après : la décision du 12 avril 2007). Par sa décision, la CREG refuse en l'état d'approuver la proposition d'Elia relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion Belgique France, visant à réaménager la répartition de la capacité entre les différents horizons de temps. Néanmoins, vu l'absence d'impact très négatif sur le marché, la CREG autorise Elia à mettre en œuvre le réaménagement proposé des capacités mensuelles et journalières jusqu'à la fin du mois de décembre 2007. La CREG demande également, dans cette décision, qu'Elia améliore la transparence de la gestion de l'interconnexion et qu'elle soumette, pour le 15 octobre 2007 au plus tard, une nouvelle proposition pour la répartition des capacités pour l'année 2008, qui comprenne une justification fouillée de la répartition proposée, dont l'impact du marché secondaire et qui indique clairement le niveau de capacité qui sera garanti tout au long de l'année 2008, compte tenu des renforcements effectués de l'interconnexion.

26. Le 1^{er} octobre 2007, Elia et RTE organisent à Paris une consultation des acteurs du marché relative à de nouvelles propositions faites par les gestionnaires de réseau pour la

répartition des capacités sur les différents horizons temporels. Cette réunion permet de dégager une clé de répartition acceptable par l'ensemble des participants.

27. Le 24 octobre 2007, Elia communique à la CREG, conformément à l'article 2.6 des nouvelles lignes directrices, sa proposition, établie conjointement avec RTE, pour la répartition des capacités pour l'année 2008.

28. Au cours du mois de novembre 2007, la CRE (La Commission de Régulation de l'Energie) et la CREG se sont concertées au sujet de la proposition des gestionnaires de réseau relative à la répartition des capacités sur les différents horizons temporels.

29. Le 20 novembre 2007, la CREG reçoit d'Elia une lettre précisant que sa proposition du 24 octobre 2007 a été soumise notamment dans le cadre des articles 180, §2, et 183, §3, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci.

30. Le 22 novembre 2007, la CREG adopte la décision (B)071122-CDC-729 relative à la demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion France-Belgique (ci-après : la décision du 22 novembre 2007). Par sa décision, la CREG refuse en l'état d'approuver la proposition d'Elia relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion Belgique France, visant à réaménager la répartition de la capacité entre les différents horizons de temps. Néanmoins, vu l'absence d'impact très négatif sur le marché, la CREG autorise Elia à mettre en œuvre le réaménagement proposé des capacités mensuelles et journalières jusqu'à la fin du mois de décembre 2008. La CREG demande également, dans cette décision, qu'Elia soumette, pour le 15 octobre 2008 au plus tard, une nouvelle proposition pour la répartition des capacités pour l'année 2009, qui comprenne une justification de la répartition proposée, dont l'impact du marché secondaire et qui indique clairement le niveau de capacité qui sera garanti tout au long de l'année 2009.

31. Le 7 novembre 2008, la CREG reçoit la proposition d'Elia, établie conjointement avec RTE, relatives aux règles de répartition entre les différents horizons de temps de la capacité qui sera allouée en 2009 sur l'interconnexion France Belgique. Cette proposition est soumise par Elia dans le cadre de l'article 2.6 de l'annexe du règlement (CE) n° 1228/2003 et dans le cadre des articles 180, §2, et 183, §3, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci.

32. Par sa lettre du 5 décembre 2008, la CREG a invité ELIA à s'expliquer relativement au volume des capacités garanties sur l'interconnexion Belgique France et en particulier sur l'impact des transformateurs déphaseurs récemment installés. Lors de la réunion du 9 décembre 2008, Elia a expliqué les méthodes de calcul des capacités et, l'impact des flux de bouclage sur celles-ci. La CREG a exprimé ses soucis concernant le rendement des investissements réalisés par Elia dans les interconnexions compte tenu des promesses répétées faites par Elia dans le passé. Elia a expliqué les différences sur base de l'évolution récente des flux physiques dans la région et leur impact sur les congestions, Elia s'est engagé à fournir pour janvier 2009 une justification détaillée de leurs calculs ex-ante et des résultats et avantages réellement observés pour le marché belge.

III. ANALYSE DES MÉTHODES DE GESTION DE LA CONGESTION SUR L'INTERCONNEXION FRANCE-BELGIQUE PROPOSÉES PAR ELIA

III.1. Remarques préliminaires

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

34. La CREG examine en particulier si la proposition d'Elia tient compte des critiques formulées par la CREG dans sa décision du 22 novembre 2007.

35. La présente décision ne porte aucunement préjudice à la décision de la CREG du 7 décembre 2006. Les remarques qui y sont formulées restent entièrement valables.

36. La présente décision vaut sans préjudice de toute adaptation ultérieure des méthodes de gestion de la congestion qui pourrait être exigée dans le cadre des nouvelles lignes directrices.

37. La proposition d'Elia de répartition des capacités disponibles entre les différents horizons temporels ne porte que sur l'année 2009. La position adoptée par la CREG ne vaut par conséquent également que pour cette période. Pour l'année 2010, une nouvelle proposition devra dès lors être introduite par Elia auprès de la CREG au plus tard le 15 octobre 2008 (voir paragraphe 48 ci-après).

III.2. Analyse

38. Elia propose pour l'année 2009 la reconduction des règles de répartition des capacités telles qu'appliquées au cours de l'année 2008. La proposition d'Elia est synthétisée dans les deux tableaux ci-dessous, un pour chaque sens, en fonction de la capacité totale pouvant être garantie à l'horizon mensuel (NTC mensuelle).

Proposition d'ELIA: Sens France vers Belgique

NTC mensuelle	ATC annuelle	ATC mensuelle	ATC journalière minimum
1700	1300	75	325
1800	1300	100	400
1900	1300	125	475
2000	1300	150	550
2100	1300	175	625
2200	1300	200	700
2300	1300	225	775

Elia propose d'allouer 1300 MW à l'enchère annuelle de 2009, soit une valeur identique à celle allouée en 2008. Elia précise également que, dans la mesure du possible, un minimum de 100 MW sera réservé pour l'enchère mensuelle et un minimum de 400 MW pour l'allocation journalière via le couplage des marchés. Si ces 500 MW ne peuvent pas être garantis, la réduction sera appliquée à 25 % sur la capacité mensuelle et à 75 % sur la capacité journalière. Du volume complémentaire calculé chaque mois au delà de ces premiers 500 MW, 25 % seront attribués à l'enchère mensuelle et 75 % à l'allocation journalière via le couplage des marchés, ce volume étant calculé avant l'intégration des reventes de capacité annuelles vers les enchères mensuelles.

Proposition d'ELIA: Sens Belgique vers France

NTC mensuelle	ATC annuelle	ATC mensuelle	ATC journalière minimum
600	400	100	100
700	400	150	150
800	400	200	200
900	400	250	250
1000	400	300	300

Dans le sens Belgique France, Elia propose d'allouer 400 MW à l'enchère annuelle de 2009, soit une égale à celle allouée en 2008. Elia précise également que, dans la mesure du possible, un minimum de 100 MW sera réservé pour l'enchère mensuelle et un minimum de 100 MW pour l'allocation journalière via le couplage des marchés. Si ces 200 MW ne peuvent pas être garantis, la réduction sera appliquée à 50 % sur la capacité mensuelle et à 50 % sur la capacité journalière. Du volume complémentaire calculé chaque mois au delà de ces premiers 200 MW, 50 % seront attribués à l'enchère mensuelle et 50 % à l'allocation

journalière via le couplage des marchés, ce volume étant calculé avant l'intégration des reventes de capacité annuelles vers les enchères mensuelles.

39. Bien que la CREG attendait une augmentation nette des capacités d'importation, elle constate que la proposition d'Elia (et de RTE) comporte l'engagement de garantir une capacité commerciale minimale égale à 1700 MW dans le sens France Belgique et 600 MW dans le sens Belgique France et que la valeur proposée pour l'année 2009 dans le sens France Belgique retrouve le niveau de l'année 2006. En conséquence, la CREG demande à Elia, pour le mois de Janvier 2009, de justifier le bien fondé des investissements relativement aux capacités d'interconnexion réalisés dans le passé ainsi une justification détaillée des investissements en cours. La CREG demande également à Elia de relever à 2000 MW la capacité minimale dès la mise en service commercial des transformateurs déphaseurs.

40. La CREG constate que la proposition d'Elia implique la remise en question du principe guidant la répartition de la capacité disponible sur les différents horizons temporels, tel que proposé par Elia et RTE dans leur note d'accompagnement commune (page 6) du dossier introduit le 22 novembre 2005 relatif aux règles d'allocation de capacité sur l'interconnexion Belgique France.

Ce principe prévoit que : «la capacité mensuelle disponible est la valeur maximale de capacité pouvant être garantie à l'horizon mensuel, d'un commun accord entre les deux GRTs, aux conditions définies dans les Règles IFB et en essayant de conserver un minimum de capacité à allouer à l'échéance journalière. Dans cette première approche, la capacité disponible pour l'échéance journalière serait alors la capacité supplémentaire dégagée au-delà de la valeur déjà allouée aux horizons annuel et mensuel, à laquelle s'ajoute, pour chaque heure de la journée suivante, conformément au principe du « Use-It-Or-Lose-It », la capacité non utilisée par les Participants ayant obtenu de la capacité sur des horizons de temps préalables au journalier. Toutefois, en vue d'assurer le bon fonctionnement du mécanisme d'allocation journalier, certaines contraintes sont susceptibles d'être intégrées aux calculs de capacités de manière à garantir des caractéristiques « minimales » à la capacité utilisée en journalier. Concrètement, 100 MW seront retenus avant détermination de la capacité annuelle disponible et 100 MW complémentaires seront retenus avant détermination de la capacité mensuelle disponible.»

41. La CREG constate que la proposition d'Elia pour l'année 2009 correspond à la règle de répartition appliquée par Elia depuis le mois de mai 2007. Cette proposition comprend

une réduction du volume alloué aux capacités mensuelles en faveur d'une augmentation de la capacité allouée au couplage des marchés.

42. La CREG constate également que le dossier introduit par Elia ne contient aucune justification de la répartition proposée, comme elle l'avait demandé à Elia par sa décision du 22 novembre 2007. En particulier, la CREG avait indiqué, dans cette décision du 22 novembre 2007, que « L'efficacité de la mesure proposée par Elia est démontrée au moyen de simulations de l'évolution des capacités proposées au couplage des marchés résultant d'autres clés de répartition. Toutefois, ces simulations ne prennent pas en compte l'impact du report des capacités non utilisées vers le couplage des marchés (UIOLI) et de la revente des capacités annuelles et mensuelles (marché secondaire des capacités) au profit de la capacité journalière dont l'influence sur la capacité mise à disposition du couplage est clairement indiquée (407 MW en moyenne dans sens France vers Belgique pour la période de février à août 2007) ». Cette prise en compte de ces mécanismes avait toutefois été demandée par la CREG dans sa décision du 12 avril 2007.

43. En conséquence, la CREG constate qu'Elia n'a toujours pas démontré l'opportunité des règles de répartition proposées compte tenu de la structure du marché belge de l'électricité.

44. La CREG considère que, vu la présence d'un marché secondaire des capacités et l'application d'un mécanisme du type « use-it-or-loose-it », seule une augmentation de la capacité physique totale permettrait de diminuer significativement une éventuelle divergence des prix sur Belpex par rapport à ceux de Powernext en cas de tension sur ces marchés organisés.

45. Vu ce qui est exposé aux paragraphes 40 à 44 qui précèdent, la CREG ne peut approuver la proposition d'Elia de règles de répartition des capacités sur les différents horizons temporels.

46. Cependant, la CREG constate que la répartition proposée par les gestionnaires de réseau a été acceptée par les acteurs du marché présents lors de la réunion de consultation du 1^{er} octobre 2007, même si certains d'entre eux ont exprimé une préférence pour un retour à l'ancienne méthode. En outre, il semble à la CREG que la répartition proposée par Elia ne risque pas d'avoir un impact très négatif sur le marché.

47. Pour ces raisons, bien qu'elle n'approuve pas la proposition d'Elia de répartition des capacités sur les différents horizons temporels, la CREG peut autoriser l'application des règles proposées de répartition des capacités sur les différents horizons de temps jusqu'à la fin du mois de décembre 2009.

48. Vu l'intérêt porté par certains acteurs du marché pour des droits de transmission financiers (FTR), la CREG réitère sa demande à Elia d'étudier les conditions relatives à la mise en place éventuelle de ce type de produit (volume proposé, horizons, options ou obligations).

49. En outre, la CREG demande à ELIA de lui soumettre, pour le 15 octobre 2009 au plus tard, pour approbation sa proposition de répartition des capacités sur l'interconnexion Belgique France pour l'année 2009. Cette proposition devra comprendre une justification de la répartition proposée (prise en compte de la structure du marché, du fonctionnement de Belpex depuis son lancement, du marché secondaire, de l'interaction avec les différentes frontières,...). Cette proposition devra également prendre en compte l'étude relative aux droits de transmissions financiers.

50. Enfin, la CREG demande à ELIA (comme cela a été fait pour l'année 2009) de publier en novembre 2009 l'engagement des gestionnaires de réseau (RTE et ELIA) concernant le niveau minimal de la capacité qu'ils alloueront tout au long de l'année en 2010. Cet engagement devrait avoir lieu suffisamment tôt pour être pris en compte par les acteurs du marché lors des enchères annuelles de capacités sur les deux frontières, soit avant le 28 novembre 2009.

DECISION

En application de l'article 180, §2, du règlement technique, la CREG décide, pour les motifs qui précèdent, de refuser en l'état d'approuver la proposition d'Elia relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion Belgique France, relative aux règles de répartition de la capacité entre les différents horizons de temps.

Néanmoins, pour les raisons invoquées au paragraphe 47 de la présente décision, la CREG autorise Elia à appliquer les règles proposées de répartition des capacités sur les différents horizons de temps jusqu'à la fin du mois de décembre 2009.

Toutefois, la CREG demande à Elia, pour le mois de janvier 2009, et conformément au paragraphe 39 de cette décision, de justifier le bien fondé des investissements relativement aux capacités d'interconnexion réalisés dans le passé ainsi une justification détaillée des investissements en cours. La CREG demande également à Elia de relever à 2000 MW la capacité minimale dès la mise en service commercial des transformateurs déphaseurs.

Afin de maintenir le même niveau de transparence relatif aux capacités minimales garanties de l'interconnexion Belgique France, la CREG demande qu'Elia publie, en novembre 2009, l'engagement des gestionnaires de réseau (RTE et ELIA) concernant le niveau minimal de la capacité qu'ils alloueront tout au long de l'année en 2010 conformément aux exigences formulées au paragraphe 50 de la présente décision.

La CREG demande qu'Elia soumette à son approbation, le 15 octobre 2009 au plus tard, une nouvelle proposition pour la répartition des capacités pour l'année 2010, qui rencontre notamment les exigences formulées aux paragraphes 48 et 49 de la présente décision.

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



Dominique WOITRIN
Directeur



François POSSEMIERS
Président du Comité de direction