



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)111110-CDC-1123

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

10 novembre 2011

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.

Le paragraphe 2.6 de l'annexe I du Règlement 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) pour l'année 2011 (ci-après : proposition de répartition pour 2012) a été notifiée par Elia, par courrier du 13 octobre 2011 à la CREG (et reçu par la CREG le 14 octobre 2011). 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 2012 ; un document d'analyse "France Belgium Interconnection, allocation and utilisation of capacities: Observations & analysis 2010-2011" (ci-après : le document d'analyse) ; une présentation de la consultation de marché ; le rapport de la consultation de marché ; la répartition des capacités BE-NL.

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 propositions de modification de méthodes de gestion de la congestion et d'allocation de capacité 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 2012, ainsi que le document d'analyse sont annexés à la présente décision.

La présente décision a été adoptée par le Comité de direction de la CREG en sa séance du 10 novembre 2011.

////

I. CADRE LEGAL

I.1. La directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la Directive 2003/54/CE

1. La Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la Directive 2003/54/CE (ci-après : la Directive 2009/72/CE) impose dans son article 12. f) une obligation générale selon laquelle le gestionnaire de réseau est tenu de garantir la non-discrimination entre utilisateurs ou catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses entreprises liées.

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

L'article 32.2 de la directive 2009/72/CE précise notamment que le gestionnaire de réseau de transport peut refuser l'accès s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire.

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

L'article 37.9 de la directive 2009/72/CE prévoit que les autorités de régulation surveillent la gestion de la congestion des réseaux nationaux d'électricité, y compris des interconnexions, et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion et que, à cet effet, les

gestionnaires de réseau de transport ou les opérateurs du marché soumettent leurs règles de gestion de la congestion, y compris l'attribution de capacités, aux autorités de régulation nationales. Les autorités de régulation nationales peuvent demander la modification de ces règles.

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

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

2. 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.

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

4. 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 redéploiement ou les échanges de contrepartie ne sont pas possibles, et que sauf cas de force majeure, les opérateurs du marché auxquels ont été attribuées des capacités sont indemnisés pour toute restriction.

5. 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, dans le respect des

normes de sécurité pour une exploitation sûre du réseau.

6. 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.

7. 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 le sens opposé sur l'interconnexion encombrée afin d'utiliser cette liaison à sa capacité maximale.

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

8. 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 reproduites ci-après.

1. GENERALITES

[...]

1.9. Au plus tard le 1^{er} janvier 2008, des mécanismes de gestion intrajournalière de la congestion des capacités d'interconnexion doivent être établis d'une manière coordonnée et dans des conditions de fonctionnement sûres, de manière à maximaliser les possibilités d'échanges et à assurer l'ajustement 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 règlement et les 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 les conditions 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 gestionnaires de réseau de transport 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 gestionnaires de réseau de transport 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 acteurs du marché communiquent aux gestionnaires de réseau de transport leurs demandes fermes de réservation de capacités avant une date définie pour chaque échéance. La date est fixée de manière à permettre aux gestionnaires de réseau de transport 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 gestionnaire de réseau de transport soit informé suffisamment à l'avance. Lorsqu'un gestionnaire de réseau de transport 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. Si un gestionnaire de réseau de transport 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 gestionnaires de réseau de transport 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 gestionnaires de réseau de transport 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 gestionnaires de réseau de transport et de l'opérateur qui obtient la capacité, y compris les responsabilités en cas de manquement aux obligations.

[...]

5.5. Les gestionnaires de réseau de transport 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 gestionnaires de réseau de transport toutes les données utiles. La façon dont ces informations sont publiées est soumise à l'appréciation des autorités de régulation. Les gestionnaires de réseau de transport 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 gestionnaire de réseau de transport 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 gestionnaire de réseau de transport 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 gestionnaires de réseau de transport (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 gestionnaire de réseau de transport 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 gestionnaire de réseau de transport 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 gestionnaires de réseau de transport 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.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 : la 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, §1^{er} 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° 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, §1^{er}, 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.

12. Selon l'article 183, §1^{er}, du règlement technique, le gestionnaire du réseau veille à mettre en œuvre une ou plusieurs méthodes pour l'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 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 fermeté 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 SA 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 la proposition d'Elia d'allouer 1300 MW sur une base annuelle et un minimum de 400 MW sur une base mensuelle. L'idée était 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 la 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 cette 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 au réaménagement des capacités sur les différents horizons de temps. 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. La CREG renvoie également à 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 de temps qui serait dans l'intérêt du marché.

17. Après avoir constaté en consultant le site Internet d'Elia, que les capacités mensuelles annoncées 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 de temps.

20. Par courrier du 8 février 2007, 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 il est question au § 23.

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 de temps, portant sur les mois restants de l'année 2007 d'une part, et sur 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 se concerter avec RTE 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 d'approuver en l'état 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, comme il ne risque pas d'y avoir 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 de 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 sur l'interconnexion.

26. Le 1^{er} octobre 2007, Elia et RTE organisent à Paris une consultation des acteurs du marché relative aux nouvelles propositions faites par les gestionnaires de réseau pour le réaménagement des capacités sur les différents horizons de temps. 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 orientations, sa proposition, établie conjointement avec RTE, pour le réaménagement des capacités pour l'année 2008.

28. Au cours du mois de novembre 2007, le régulateur français CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) et la CREG se sont concertés au sujet de la proposition des gestionnaires de réseau relative à la répartition des capacités sur les différents horizons de temps.

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 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, comme il ne risque pas d'y avoir 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 de répartition des capacités pour l'année 2009, 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 2009.

31. Le 7 novembre 2008, 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 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 France Belgique 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 sa préoccupation 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 engagée à fournir pour janvier 2009 une justification détaillée de leurs calculs ex-ante et des résultats et avantages réellement observés pour le marché belge.

33. Le 11 décembre 2008, la CREG adopte la décision (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 (ci-après : la décision du 11 décembre 2008). Par sa décision, la CREG refuse 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, comme il ne risque pas d'y avoir 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 2009. La CREG demande également, dans cette décision, qu'Elia soumette, pour le 15 octobre 2009 au plus tard, une nouvelle proposition de répartition des capacités pour l'année 2010. 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 qu'une justification détaillée des investissements en cours et de relever à 2000 MW la capacité minimale dès la mise en service commerciale des transformateurs-déphaseurs. 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.

34. Le 13 novembre 2009, 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 2010 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.

35. Par courrier du 13 novembre 2009, Elia soumet pour approbation à la CREG le modèle de calcul des capacités totales de transfert et de la marge de fiabilité de transport pour les capacités annuelles et mensuelles (« Model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge voor jaar- en maandcapaciteiten »).

36. Le 26 novembre 2009, la CREG adopte la décision (B) 091126-CDC-926 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 (ci-après : la décision du 26 novembre 2009). Par sa décision, la CREG refuse 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, comme il ne risque pas d'y avoir 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 2010. La CREG demande également, dans cette décision, qu'Elia soumette, pour le 15 octobre 2010 au plus tard, une nouvelle proposition pour la répartition des capacités pour l'année 2011. La CREG demande qu'Elia publie, en novembre 2010, 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 2011.

37. Le 4 novembre 2010, 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 2011 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.

38. Le 7 octobre 2010, la CREG adopte la décision (B)101007-CDC-993 relative à la "demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator de modification des méthodes de gestion de la congestion et des méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès, de la capacité disponible pour les échanges d'énergie avec le réseau français et avec le réseau néerlandais, telles qu'établies dans le cadre de l'initiative régionale Centre Ouest Européenne".

39. Le 28 octobre 2010, la CREG adopte la décision (B)101028-CDC-998 relative à la "demande d'approbation de la proposition de la SA 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 les interconnexions Belgique France et Belgique Pays-Bas au moyen d'enchères implicites, faites dans le cadre du couplage du marché de la région Centre Ouest Européenne".

40. Le 25 novembre 2010, la CREG adopte la décision (B) 101125-CDC-1018 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 (ci-après : la décision du 25 novembre 2010). Par sa décision, la CREG refuse 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, comme il ne risque pas d'y avoir 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 2010. La CREG demande également, dans cette décision, qu'Elia soumette, pour le 15 octobre 2011 au plus tard, une nouvelle proposition de répartition des capacités pour l'année 2012. La CREG demande qu'Elia publie, en novembre 2011, 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 2012.

41. Le 29 juin 2011, Elia organise, conjointement avec RTE, une consultation de marché "on the Split Rules on the French-Belgian Border".

42. Le 14 octobre 2011, 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 2012 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.

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

III.1. Remarques préliminaires

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

44. La CREG examine en particulier si la nouvelle proposition d'Elia tient compte de la critique formulée par la CREG dans sa décision du 25 novembre 2010.

45. La présente décision ne porte aucunement préjudice aux décisions de la CREG du 7 décembre 2006, du 22 novembre 2007, du 11 décembre 2008 et du 26 novembre 2010. Les remarques qui y sont formulées restent entièrement valables.

46. 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 orientations.

47. La proposition d'Elia de répartition des capacités disponibles entre les différents horizons de temps ne porte que sur l'année 2012. La position adoptée par la CREG ne vaut par conséquent également que pour cette période. Pour l'année 2013, une nouvelle proposition devra dès lors être introduite par Elia auprès de la CREG au plus tard le 15 octobre 2012 (voir paragraphe 64 ci-après).

48. 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.

49. La CREG souhaite rappeler qu'elle considère que les valeurs NTC minimales sont de 600 MW dans le sens Belgique France et de 1700 MW dans le sens France Belgique.

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

III.2. Analyse

51. La proposition d'Elia des règles relatives à la méthode de répartition des capacités pour l'année 2012 est synthétisée comme suit. .

La valeur de la Capacité de transfert nette annuelle ou "Net Transfer Capacity" (NTCy) pour 2012 ne sera disponible qu'au début du mois de novembre 2011 selon Elia. La valeur de cette NTCy constitue la base de la détermination des capacités pour les différentes échéances, qui sont désignées par l'ATC ("Available Transfer Capacity"). L'ATC annuelle est déterminée comme suit :

$$ATCy = NTCy - MA_{\text{min}} - DA_{\text{min}},$$

où MA_{min} et DA_{min} sont les capacités mensuelles et journalières réservées annuellement et s'élèvent à 200 MW.

La capacité complémentaire déterminée mensuellement, en plus de la capacité garantie de façon minimale sur base annuelle, est répartie sur la capacité mensuelle et journalière. Pour le sens France Belgique, 25 % de cette capacité complémentaire va à la capacité mensuelle et 75 % à la capacité journalière. Pour le sens Belgique France, 50% de cette capacité complémentaire va à la capacité mensuelle et 50% à la capacité journalière.

52. 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.

53. La réservation de capacité pour l'attribution journalière, lors de la détermination des capacités annuelles et mensuelles, est prévue explicitement au paragraphe 2.6 des orientations et est aussi présentée dans une note d'Elia et RTE de 2005 :¹ *"la capacité mensuelle disponible est la valeur maximale de capacité pouvant être garantie à l'horizon*

¹ Enchères sur l'Interconnexion France Belgique. Note d'accompagnement. 22/11/2005

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.". En outre, une capacité garantie attribuée à l'horizon journalier contribuera à un bon fonctionnement du marché par le biais du couplage de marché et à une convergence des marchés. Pour ces raisons, la CREG accepte le principe de réservation (limitée) de capacité à l'horizon journalier.

54. La réservation de capacité pour l'attribution mensuelle, lors de la détermination des capacités annuelles, est aussi présentée dans la note d'Elia et RTE de 2005. En outre, il ressort d'une étude de la CREG du 31 mars 2011² qu'une faible attribution des capacités à l'horizon mensuel peut engendrer une concentration du marché élevée. Pour ces raisons, la CREG accepte le principe de réservation (limitée) de capacité à l'horizon mensuel.

55. La CREG fait toutefois remarquer qu'Elia ne justifie pas dans sa proposition de répartition pour 2012 les pourcentages utilisés lors de la répartition de la capacité mensuelle complémentaire sur l'horizon mensuel et journalier, à savoir respectivement 25 % et 75 % pour le sens France Belgique et 50 % et 50 % pour le sens Belgique France. La CREG fait en outre remarquer que les participants à la consultation de marché n'ont pas formulé d'objections au sujet de ce point particulier.

56. 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. Cela s'applique à

² Etude (F) 110331-CDC-1050 relative au "fonctionnement du marché de gros belge pour l'électricité – rapport de suivi 2010"

chaque échéance. 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.

57. La CREG fait remarquer qu'Elia, en collaboration avec RTE, a organisé une consultation des acteurs de marché sur les règles de répartition de la capacité le 29 juin 2011. La CREG soutient une telle initiative et demande d'être informée des futures consultations.

58. La CREG fait remarquer qu'elle a demandé, dans ses précédentes décisions relatives aux règles de répartition de la capacité, une justification de la répartition proposée qui tenait aussi compte de l'impact du mécanisme de transfert de la capacité non utilisée vers le couplage de marché par le biais du Use-It-Or-Sell-It system (UIOSI).³ A l'annexe 2 de la proposition de répartition pour 2012, Elia et RTE simulent l'impact des règles de répartition proposées au moyen de trois paramètres, à savoir l'impact sur la convergence des prix au sein de la région CWE et entre la France et la Belgique, l'impact sur la capacité journalière disponible et l'influence sur les prix du marché. De la sorte, Elia répond à la demande de la CREG de justification du principe de répartition. La CREG demande à Elia d'utiliser à l'avenir cette étude complémentaire et d'éventuelles autres études pour justifier les principes de répartition.

59. Vu l'intérêt porté par certains acteurs du marché pour des droits de transmission financiers (FTR), la CREG a demandé à Elia dans sa décision (B) 101125-CDC-1018 du 25 novembre 2010 d'étudier les conditions relatives à la mise en place éventuelle de ce type de produit (volume proposé, horizons, options ou obligations). La CREG fait remarquer qu'Elia et RTE ont intégré la demande de FTR dans leur consultation de marché. Il en ressort qu'une approche régionale est indiquée selon le marché. Par ailleurs, les opérateurs du marché ont indiqué que l'introduction de FTR n'a pas la priorité absolue. La CREG demande à Elia de poursuivre l'examen de l'introduction de FTR et d'en vérifier l'impact sur le marché.

³ La décision (B)071122-CDC-729 du 22 novembre 2007 prévoit 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)."

60. La CREG constate que la règle de répartition actuelle a été acceptée dans son ensemble par les acteurs du marché. En outre, la CREG estime que la répartition proposée par Elia ne risque pas d'avoir un impact très négatif sur le marché si les valeurs NTC annuelles ne sont pas inférieures à celles des années précédentes.

61. Vu ce qui a été exposé dans les paragraphes 51 à 60 précédents, la CREG peut approuver la proposition d'Elia de règles en matière de répartition de la capacité sur les différents horizons de temps pour l'année 2012.

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

63. La CREG demande à ELIA de lui soumettre, pour le 15 octobre 2012 au plus tard, pour approbation, sa proposition de répartition des capacités sur l'interconnexion Belgique France pour l'année 2013. 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 doit également prendre en compte l'étude relative aux droits de transmissions financiers.

64. Enfin, la CREG demande à ELIA (comme cela a été fait pour l'année 2012) de publier en novembre 2011 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 2013. 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 la mi-novembre 2012.

DECISION

En application de l'article 180, §2, du règlement technique, la CREG décide, pour les motifs qui précèdent, d'approuver la proposition d'Elia relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion Belgique France, concernant les règles de répartition des capacités entre les différents horizons de temps pour 2012.

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

Afin de maintenir le même niveau de transparence concernant les capacités minimum garanties sur l'interconnexion Belgique France, la CREG demande qu'Elia publie, en novembre 2011, l'engagement des gestionnaires de réseau (RTE et ELIA) concernant le niveau minimum des capacités qu'ils alloueront tout au long de l'année 2013 conformément aux exigences formulées au paragraphe 64 de la présente décision.

La CREG demande qu'Elia soumette à son approbation, le 15 octobre 2012 au plus tard, une nouvelle proposition de répartition des capacités pour l'année 2013, qui rencontre notamment les exigences formulées aux paragraphes 59 et 63 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

BIJLAGE 1

INTERCONNECTIE FRANKRIJK-BELGIË

METHODE VOORGESTELD VOOR DE VERDELING VAN DE CAPACITEITEN VOOR 2012

In overeenstemming met de bevindingen en conclusies vermeld in bijlage 2 en de resultaten van de Marktconsultatie in bijlage 3 en 4, leggen wij de volgende methode voor de verdeling van de capaciteiten voor 2012 ter goedkeuring voor aan de CREG:

1. Van de jaarlijkse NTC (NTCy) wordt een capaciteit van 200MW gereserveerd voor de maandelijkse allocatie (MAmin) en een capaciteit van 200MW voor de dagelijkse allocatie (DAmin) via marktkoppeling, terwijl de overige capaciteit als jaarlijkse ATC wordt toegewezen.

- $ATC_y = NTC_y - MA_{min} - DA_{min}$ waarbij $MA_{min} = 200MW$ en $DA_{min} = 200MW$

De hierboven genoemde verdelingsregel geldt in beide richtingen.

2. De overblijvende maandelijkse NTC (dit is de NTC_m na aftrek van de ATC_y en de capaciteitsreservaties voor maand- (MA_{min}) en dagallocatie (DA_{min})), wordt als volgt verdeeld:

In de richting FR → BE: 25% aan de maandcapaciteit en 75% aan de dagcapaciteit
De maandelijkse ATC (ATC_m) bedraagt dan:

- $ATC_m = MA_{min} + 0,25 (NTC_m - ATC_y - MA_{min} - DA_{min})$

In de richting BE → FR: 50% aan de maandcapaciteit en 50% aan de dagcapaciteit
De maandelijkse ATC (ATC_m) bedraagt dan:

- $ATC_m = MA_{min} + 0,50 (NTC_m - ATC_y - MA_{min} - DA_{min})$

Indien de gereserveerde maand- en dagcapaciteiten niet beschikbaar zijn op het ogenblik dat de voor de maandelijkse veiling toe te wijzen capaciteit bepaald wordt, zal de beschikbare capaciteit gelijkmatig aan de maand- en dagcapaciteit toegewezen worden.

Alle hierboven vermelde verdelingsregels dienen te worden beschouwd los van eventuele capaciteiten bekomen tijdens een jaarveiling die door marktspelers te koop worden aangeboden in de maandveiling (zogenoemde "*resales*"). De hoeveelheid *resales* zal worden toegevoegd aan de ATC_m .

Concreet levert deze methode voor de verdeling tussen jaar-, maand- en dagcapaciteit de volgende resultaten op voor verschillende NTCy- en NTC_m -waarden in de richting van Frankrijk naar België (tabel 1) en van België naar Frankrijk (tabel 2).

In de richting van Frankrijk naar België:

NTC y	NTC m	ATCy	ATCm	DA	capacity ATCy+ATCm	capacity DA
1600	1600	1200	200	200	88%	13%
	1700	1200	225	275	84%	16%
	1850	1200	262,5	387,5	79%	21%
	1950	1200	287,5	462,5	76%	24%
	2150	1200	337,5	612,5	72%	28%
	2350	1200	387,5	762,5	68%	32%

NTC y	NTC m	ATCy	ATCm	DA	capacity ATCy+ATCm	capacity DA
1700	1700	1300	200	200	88%	12%
	1850	1300	237,5	312,5	83%	17%
	1950	1300	262,5	387,5	80%	20%
	2150	1300	312,5	537,5	75%	25%
	2350	1300	362,5	687,5	71%	29%

NTC y	NTC m	ATCy	ATCm	DA	capacity ATCy+ATCm	capacity DA
1850	1850	1450	200	200	89%	11%
	1950	1450	225	275	86%	14%
	2150	1450	275	425	80%	20%
	2350	1450	325	575	76%	24%

NTC y	NTC m	ATCy	ATCm	DA	capacity ATCy+ATCm	capacity DA
1950	1950	1550	200	200	90%	10%
	2150	1550	250	350	84%	16%
	2350	1550	300	500	79%	21%

NTC y	NTC m	ATCy	ATCm	DA	capacity ATCy+ATCm	capacity DA
2150	2150	1750	200	200	91%	9%
	2350		250	350	85%	15%

NTC y	NTC m	ATCy	ATCm	DA	capacity ATCy+ATCm	capacity DA
2350	2350	1950	200	200	91%	9%

Tabel 1: Jaar- Maand- en Dagcapaciteiten met voorgestelde methode voor de verdeling voor verschillende NTCy- en NTCm-waarden in de richting van Frankrijk naar België

In de richting van België naar Frankrijk:

<u>NTC_y</u>	<u>NTC_m</u>	<u>ATC_y</u>	<u>ATC_m</u>	<u>DA</u>	<u>capacity</u> ATC _y +ATC _m	<u>capacity DA</u>
600	600	200	200	200	67%	33%
	700		250	250	64%	36%
	800		300	300	63%	38%
	900		350	350	61%	39%
	1000		400	400	60%	40%
	1200		500	500	58%	42%

<u>NTC_y</u>	<u>NTC_m</u>	<u>ATC_y</u>	<u>ATC_m</u>	<u>DA</u>	<u>capacity</u> ATC _y +ATC _m	<u>capacity DA</u>
700	700	300	200	200	71%	29%
	800		250	250	69%	31%
	900		300	300	67%	33%
	1000		350	350	65%	35%
	1200		450	450	63%	38%

<u>NTC_y</u>	<u>NTC_m</u>	<u>ATC_y</u>	<u>ATC_m</u>	<u>DA</u>	<u>capacity</u> ATC _y +ATC _m	<u>capacity DA</u>
800	800	400	200	200	75%	25%
	900		250	250	72%	28%
	1000		300	300	70%	30%
	1200		400	400	67%	33%

<u>NTC_y</u>	<u>NTC_m</u>	<u>ATC_y</u>	<u>ATC_m</u>	<u>DA</u>	<u>capacity</u> ATC _y +ATC _m	<u>capacity DA</u>
900	900	500	200	200	78%	22%
	1000		250	250	75%	25%
	1200		350	350	71%	29%

<u>NTC_y</u>	<u>NTC_m</u>	<u>ATC_y</u>	<u>ATC_m</u>	<u>DA</u>	<u>capacity</u> ATC _y +ATC _m	<u>capacity DA</u>
1000	1000	600	200	200	80%	20%
	1200		300	300	75%	25%

<u>NTC_y</u>	<u>NTC_m</u>	<u>ATC_y</u>	<u>ATC_m</u>	<u>DA</u>	<u>capacity</u> ATC _y +ATC _m	<u>capacity DA</u>
1200	1200	800	200	200	83%	17%

Tabel 2: Jaar- Maand-, en Dagcapaciteiten met voorgestelde methode voor de verdeling voor verschillende NTC_y- en NTC_m-waarden in de richting van België naar Frankrijk

ANNEX 2

FRANCE-BELGIUM INTERCONNECTION

ALLOCATION AND UTILISATION OF CAPACITIES

OBSERVATIONS AND ANALYSES 2010-2011

Table of contents

1	Executive summary.....	3
2	Introduction	7
2.1	Definitions and process.....	7
2.2	Context.....	8
3	Split rules 2011.....	9
3.1	From France to Belgium:.....	9
3.2	From Belgium to France:.....	9
4	Observations and analyses	11
4.1	Available capacity and use: general view	11
4.2	Offered capacities	19
4.2.1	Offered yearly capacity	19
4.2.2	Offered monthly capacity:	19
4.2.3	Offered daily capacity:	21
4.3	Explicit auctions	25
4.3.1	Explicit auctions results.....	25
4.3.2	Use of the yearly and monthly capacities.....	29
4.3.3	Market participants nominating LT capacities	36
4.4	Market coupling	38
4.4.1	Market coupling results	38
4.4.2	Use of daily capacities.....	40
4.4.3	Market resilience indicator Belpex	41
5	Conditions for implementing Financial Transmission Rights (FTR)	43
6	Market Consultation	44
7	Efficiency of proposed split rules.....	45
8	Proposed capacity split rules for 2012.....	50

1 Executive summary

This report on allocation and utilisation of capacities examines the use of the interconnection capacity between France and Belgium in both directions. The report regards the available capacity, the split of capacity between different products, the use of the capacities and the price of the auctioned capacities. RTE and ELIA use the results of the analyses to make a proposal to split the capacity between yearly, monthly and daily products for 2012.

The main conclusions of the study are:

- There is no direct link between the price for yearly and monthly capacity and the amount of capacity which is available for the market. There are other elements defining the price such as the availability of generation capacity and the resulting expected cross-border spread.
- Due to nuclear outages in France from June 2009 till May 2010, there was a positive spread between France and Belgium. During this period, the export from Belgium to France was the economic direction. From January 2011 onwards, the import / export balanced switched to export flows from France to Belgium (and further to the Netherlands). The announcement on the German nuclear moratorium on March 15th has further increased this export from France to Belgium.
- On the FR → BE border, average NTCd-1 in 2010 was 2.696MW. Average NTCd-1 till August 2011 was at 2.956MW. Average ATCd-1 increased with 12% from 2.547MW in 2009 to 2.680MW in 2010 and was on average 2.860MW till August 2011. On average 95% of the allocated year and month capacity rights in 2010 (till Nov 10th) was resold in the day ahead market. From Nov 10th onwards till end of July 2011, the resales dropped to 84%. Hence long term allocated capacity was used in this direction, mainly as from January 2011. The ratio nominated to allocated long term capacity increased from app. 3% to 15% for the same periods.
- On the BE → FR border average NTCd-1 in 2010 was 1.186MW. Average NTCd-1 till August 2011 was at 1.295MW. Average ATCd-1 remained stable from 1.040MW in 2009 to 1.025MW in 2010 and was on average 1.566MW till August 2011. On average 72% of the allocated year and month capacity rights in 2010 (till Nov 10th) was resold in the day ahead market. From Nov 10th onwards till end of July 2011, the resales increased to 93%. Hence long term allocated capacity was used in this direction, mainly till end of 2010. The ratio nominated to allocated long term capacity decreased from app. 28% to 7% for the same periods. The directional switch from 2011 onwards with France exporting to Belgium clearly impacts the long term nomination behaviour of Market Participants. These are physically using their long term allocated rights, even in the absence of (significant) price spreads between France and Belgium but in the perspective of higher price spreads between France and Germany.

- In general terms we observe a positive correlation between the market spread and the nomination behaviour. The higher the spread, the more the yearly and monthly capacity is nominated. More specifically, since January 2011 the absence of congestion in the direction FR→ BE results in a de facto bilateral coupling between France and Belgium. Hence, the price spread between Belgium and the Netherlands is the driving factor behind these long term nominations on the BE-FR border. Since the announcement of the German nuclear moratorium on March 15th 2011, the import from France is to a very large extent exported to the Netherlands (and further to Germany)
- The daily capacity is very important to couple the markets between France, Germany, Belgium and the Netherlands. The price convergence between France and Belgium was 70%, 85% and 98% for the periods 2009, 2010 (till November) and November 2010 till end of July 2011. The full price convergence in CWE dropped from 75% early 2011 to 40% in July 2011.
- The Market Consultation held on June 29th with Market Participants from France and Belgium revealed that most respondents and participants do not have strong objections to the current principles and tend to agree on introducing more symmetry in the split rules, symmetry that could be used at the benefit of the longer term capacities. During the workshop, there was however agreement that, if any, any change to the current split rules should be an “evolution” and not a “revolution”. Moreover, there is no consensus regarding the opportunity to shift from PTR UIOSI to FTRs. Amongst those participants/respondents advocating a shift towards FTRs there is a higher preference for options instead of obligations, as well as regional (as opposed to the introduction on just one border) implementation. This notwithstanding, most respondents/participants attach a lower priority to the introduction of FTRs compared to other regional market integration projects. With respect to the conditions for introducing FTR, ELIA and RTE refers to the ongoing studies at European level commissioned by the European Commission and the questions raised by ENTSO-E in view of the Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management (CACM). The regional approach was also put forward in the draft workplan 2011-2014 of the CWE NRAs and the ENTSO-E response on the ACER cross-regional roadmaps of Sep 9th 2011.
- Following a coordinated process involving all the CWE TSOs , the year NTC is determined early November 2011. Hence, it is not possible to provide any indications about the foreseen level of NTC for 2012 in the framework of this split rule proposal.

On the basis of the analysis and simulation detailed in the present document, and taking into account the results of the Market Consultation, ELIA and RTE propose to modify, as from the capacity for 2012, the current split rules as follow (an extensive description of the proposed new split rules can be found in section 8):

1. From the year NTC, reservation of 200MW capacity for the monthly allocation (MAmin) and 200MW of capacity for the daily allocation (DAmin) (through market coupling), the remaining capacity being allocated as year ATC

- $ATC_y = NTC_y - MA_{min} - DA_{min}$ with $MA_{min} = 200MW$ and $DA_{min} = 200MW$

Aforementioned split rule holds for both directions.

2. The remaining month NTC (i.e. the NTC_m after deduction of the ATC_y and capacity reservations for month (MA_{min}) and day allocation (DA_{min})) is split as follows

In the direction FR → BE: 25% to the monthly capacity and 75% to the daily capacity
The month ATC is then equal to:

- $ATC_m = MA_{min} + 0,25 (NTC_m - ATC_y - MA_{min} - DA_{min})$

In the direction BE → FR: 50% to the monthly capacity and 50% to the daily capacity
The month ATC is then equal to:

- $ATC_m = MA_{min} + 0,50 (NTC_m - ATC_y - MA_{min} - DA_{min})$

In case the reserved capacities for month and day ahead are not available when determining the capacity to allocate at the monthly auction the available capacity will be equally allocated to the month and daily capacity.

All aforementioned split rules must be considered independent of any capacity resales from year to month (any capacity resale from year to month to be added to the ATC_m).

In the direction from France to Belgium, the proposed modification implies a shift in the reserved capacity for the day ahead (from 325MW to 200MW) to the month capacity (from 75MW to 200MW), thereby substantially increasing the amount of capacity reserved for the monthly allocation and introducing more symmetry in the reserved capacities.

Simulations based on historical orders books and NTCs indicates that this new split rule does not significantly impact the convergence between the markets, even in case of a slight modification of market participants behaviour (i.e. higher nomination ratio compared to the current one).

ELIA and RTE believe that the new split rules:

- Introduces more symmetry between import and export
- Allocates a higher share of the capacity to the longer term horizons
- Proves robust and not disruptive compared to current market outcomes
- Takes due account of the observations made by the CREG regarding the functioning of the auctioning of monthly capacity rights for the French-Belgian border.

This proposal for capacity split is independent from the available NTCy on the BE-FR border as will be determined following a coordinated process between all CWE TSOs early November.

2 Introduction

2.1 Definitions and process

Different definitions are used in this document. We give a very brief description of the most important ones.

- Net Transfer Capacity (NTC): the NTC is the maximum total exchange program between two adjacent control areas compatible with security standards applicable in all control areas of the synchronous area, and taking into account the technical uncertainties on future network conditions.
- Available Transfer Capacity (ATC): is a measure of the transfer capability remaining in the physical transmission network for further commercial activity over and above already committed uses. ATC is the part of NTC that remains available after each phase of the allocation procedure for further commercial activity.
- Offered Capacity: the capacity that is available for a certain product.
- Allocated Capacity: the capacity that has been obtained by the market parties.
- Nominations: the exchange program that the market parties must send to the TSOs in order to use their allocated capacities.

Interconnection capacity is allocated using different timeframes. At the France-Belgium interconnection the capacity is offered as a:

- yearly product (a fixed capacity for all hours of the year);
- monthly product (a fixed capacity for all hours of the month);
- daily product. (a capacity for each specific hour of the following day);
- an intraday product (a capacity for each specific hour during the day).

The capacity is calculated and allocated for each direction separately, this means from Belgium to France and from France to Belgium.

The split rules decides which part of the capacity is reserved for which product (year, month, day).

After the closure of the day-ahead procedures the TSOs will assess if there is still capacity left. This capacity will be allocated to the market through an intraday allocation mechanism. Because there is no capacity reserved for the intraday mechanism, it will not be discussed in this document.

The capacities are calculated for each allocation phase. The yearly NTC (NTCy) gives the capacity that is expected during all hours of the year. Each month a monthly NTC is calculated (NTCm). The monthly NTC gives the capacity that is expected during all hours of this month. Finally a day-ahead NTC (NTCd-1) is calculated. The day-ahead NTC gives for each hour of the following day the capacity available for the market taking into account the safety of the grid within the CWE region. The accuracy of the day-ahead NTC will be higher than the monthly NTC and the yearly NTC because the moment of calculation is closer to the time of the physical transaction ("real time").

In calculating the daily ATC the TSOs apply the principle of netting. This means that the TSOs take into account the netted values of the yearly and monthly nominations.

The TSOs use an explicit auction to allocate the yearly and monthly capacities. The daily capacities were used to couple the day-ahead markets of France, Belgium and the Netherlands (TLC). From November 9th 2010 onwards, the CWE Market Coupling is coupling implicitly the day ahead markets of Belgium, France, the Netherlands & Germany. The inclusion of the German market in the coupling mechanism is liable to modify the figures of market price convergence observed with the TLC. (cfr. section 4 on price convergence)

2.2 Context

Each year since 2007, RTE and ELIA have proposed to their respective regulator rules to split the capacity on the France-Belgium interconnection between the different allocations timeframes (year, month and day). The proposal was based on a detailed analysis of the allocated and used capacities of the past year.

For this proposal of capacity split rules, ELIA and RTE have realised different analyses based on the results of the allocations of capacities on the France-Belgium interconnection in both directions during the period from January 2009 till August 2011 in terms of:

- levels of capacity proposed on the different timeframes,
- allocated capacity and prices,
- use of capacities (nominations),
- price convergence within the market coupling
- results from the market consultation held on June 29th 2011.

Since November 2009, the "Use-it-or-lose-it" (UIOLI) principle and the resales of yearly and monthly capacity to the daily allocations within the CWE region are replaced by the "use-it-or-sell-it" (UIOSI)-principle. This means that all non-nominated yearly and monthly capacities will be automatically resold at the daily allocation.

Following a coordinated process involving all the CWE TSOs, the year NTC is determined early November 2011. Hence, it is not possible to provide any indications about the foreseen level of NTC for 2012 in the framework of this split rule proposal.

3 Split rules 2011

The split rules that apply in 2011 are the following¹:

3.1 From France to Belgium:

- From 2011 NTCy (1850 MW), 1450 MW have been allocated in the yearly auction for the direction France to Belgium;
- When possible, a minimum of 100 MW is dedicated to the monthly auction and a minimum of 400 MW to the daily allocation by market coupling;
- If these 500 MW are not available when determining the capacity to allocate at the monthly auction, the difference² is split according to the rules: 25% to the monthly capacity and 75% to the daily capacity, respecting the total minimum capacity;
- Furthermore, from the complementary volume calculated each month above these first 500 MW, 25% is allocated to the monthly auction and 75% to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resale of yearly capacities to the monthly auctions.

Concretely, this repartition gives for different values of monthly NTC in the direction France to Belgium the following split between yearly capacity (YA), monthly capacity (MA) and reserved daily capacity (DA):

Monthly NTC	Yearly Capacity (YA)	Monthly Capacity (MA)	Daily capacity (DA)	Y+M capacity (%)	Daily capacity (%)
1850	1450	75	325	82 %	18 %
1950	1450	100	400	79 %	21 %
2150	1450	150	550	74 %	26 %
2350	1450	200	700	70 %	30 %

Table 1

3.2 From Belgium to France:

- From 2011 NTCy (800 MW) feasible throughout the year from Belgium to France, 400 MW have been allocated in the yearly auction;
- A minimum of 100 MW of the remaining feasible capacity is dedicated to the monthly auction and a minimum of 100 MW to the daily allocation by market coupling;
- From the complementary volume calculated each month, 50% is allocated to the monthly auction and 50% to the daily allocation by market coupling, this

¹ These split rules were also used in 2007 (starting from the capacity of May 2007 until end 2007), 2008, 2009 and 2010.

² That means the difference between

- the available capacity for the monthly auction and the daily allocation within the concerned month, and
- 500 MW.

complementary volume being calculated before the integration of the resales of year capacities to the monthly auctions.

Concretely, this repartition gives for different values of monthly NTC in the direction Belgium to France the following split between yearly capacity (YA), monthly capacity (MA) and reserved daily capacity (DA):

Monthly NTC	Yearly Capacity (YA)	Monthly Capacity (MA)	Daily capacity (DA)	Y+M capacity (%)	Daily capacity (%)
600	400	100	100	83 %	17 %
800	400	200	200	75 %	25 %
1000	400	300	300	70 %	30 %

Table 2

In table 3 the average of daily NTCs (NTCd-1) is depicted on a monthly basis. During the first eight months of 2011 the average NTCd-1 varied between 2532 MW and 3530 MW in the direction FR → BE and between 1057MW and 1560MW in the direction BE → FR. The minimal year NTC of 1850MW and 800MW were largely surpassed with the exception of Feb 4th and 5th.

	Avg NTCd-1 FR → BE	Avg NTCd-1 BE → FR
Avg 2010	2.696	1.186
01 / 2010	3.203	1.174
02 / 2010	3.058	1.264
03 / 2010	3.012	1.280
04 / 2010	2.960	1.121
05 / 2010	2.384	941
06 / 2010	2.289	1.068
07 / 2010	2.152	1.078
08 / 2010	2.023	941
09 / 2010	2.374	1.257
10 / 2010	2.886	1.445
11 / 2010	2.940	1.340
12 / 2010	3.067	1.319
Avg 2011	2.920	1.285
01 / 2011	3.530	1.422
02 / 2011	3.153	1.353
03 / 2011	3.167	1.560
04 / 2011	2.745	1.057
05 / 2011	3.004	1.274
06 / 2011	2.532	1.200
07 / 2011	2.565	1.200
08 / 2011	2.664	1.217

Table 3 : average daily NTCd-1 capacities on BE-FR border

4 Observations and analyses

4.1 Available capacity and use: general view

Figure 1 and Figure 2 set out, respectively for the direction France to Belgium and Belgium to France the amount of available year, month and day ahead capacity as well as the day ahead NTC for 2009, 2010 and 2011 YTD. The amounts pertaining to the month capacity include any eventual resales, whereas the amounts pertaining to the available day ahead capacity include the resold year and month capacities following the "resale" or "Use It or Sell" principle (UIOSI)³.

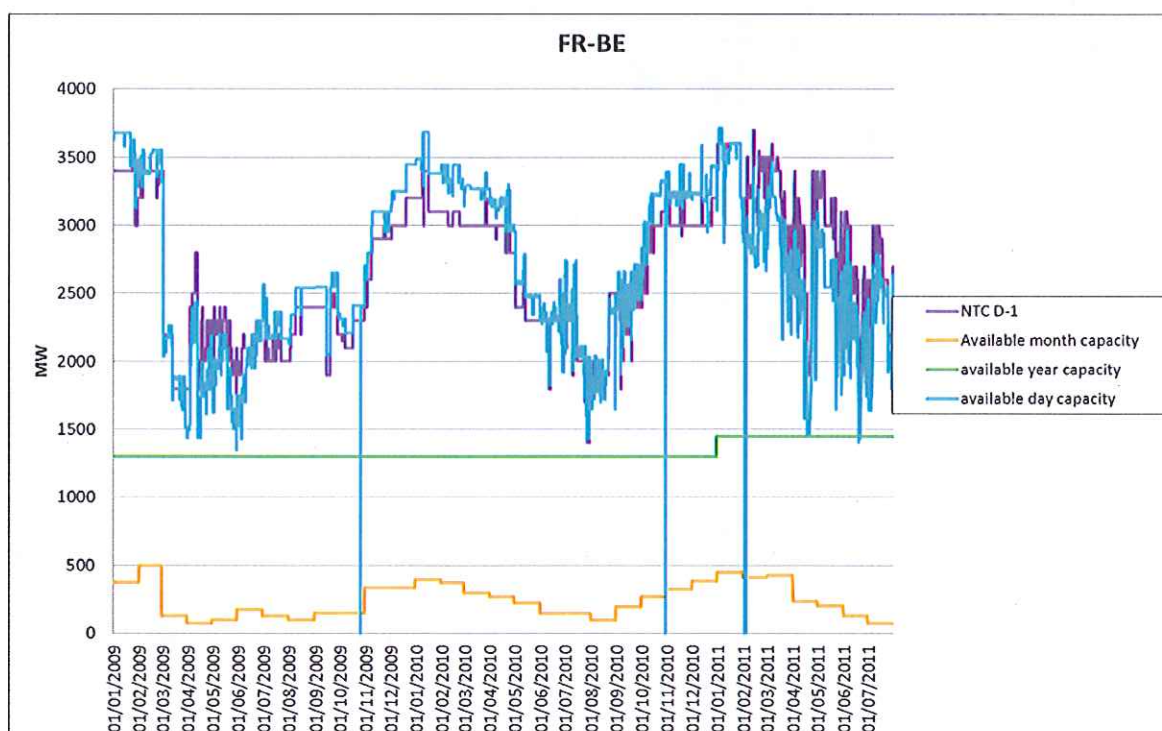


Figure 1: The NTCd-1, the available year month and day capacity in the direction France to Belgium.

In both directions, we observe lower NTCd-1 in summer months than in winter months. This cyclical pattern is mainly due to physical conditions. The available month capacity is following the same pattern.

In 2010 the NTCd-1 FR → BE was mainly lower than the ATCd-1 due to nominations in the opposite direction BE → FR (netting principle). As from 2011 the NTCd-1 FR → BE is higher than the ATCd-1 due to long term nominations in the same economic direction (FR → BE). This is supposedly and amongst other reasons, due to the German nuclear moratorium causing long term nomination from FR → BE that result in export flows from France to Belgium (transiting to the Netherlands and finally to Germany) The opposite relationship between NTCd-1 and ATCd-1 can be observed in the direction BE → FR.

³ Since November 2009, the "Use-it-or-lose-it" (UIOLI) principle and the resales of yearly and monthly capacity to the daily allocations within the CWE region are replaced by the "use-it-or-sell-it" (UIOSI)-principle. This means that all not-nominated yearly and monthly capacities will be automatically resold at the daily allocation.

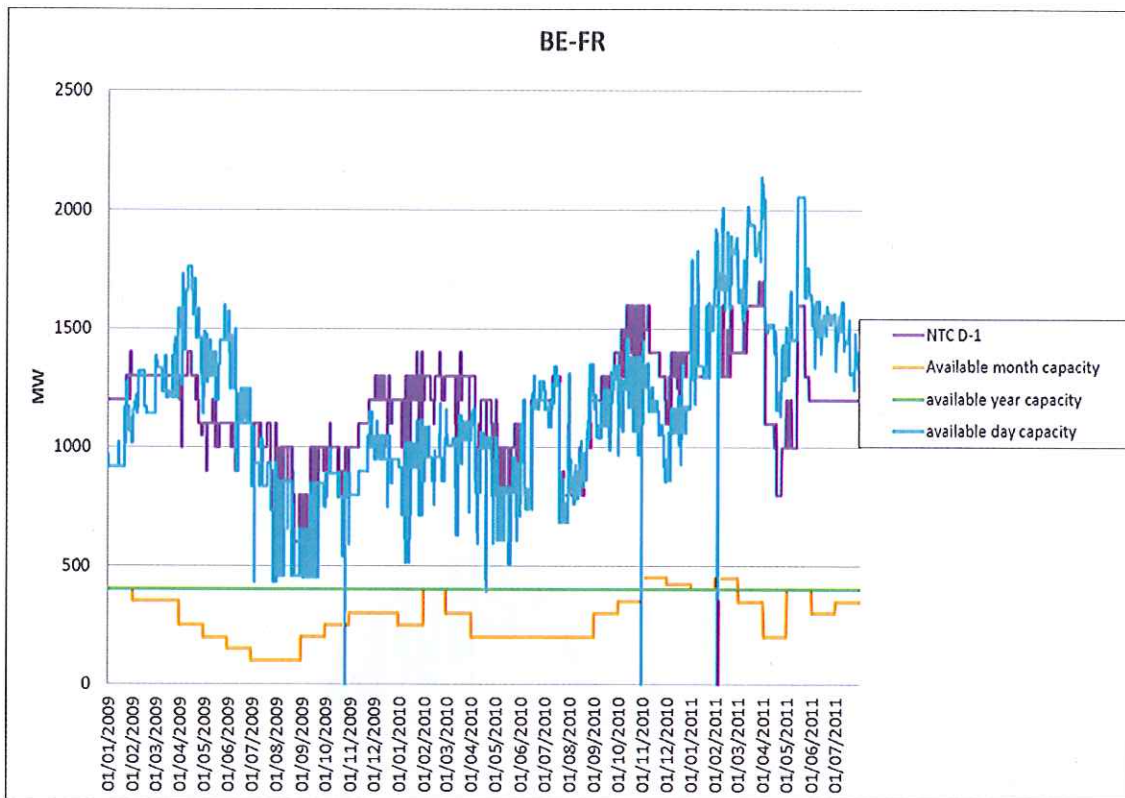


Figure 2: The NTCd-1, the available year month and day capacity in the direction Belgium to France

Figures 3 and 4 below illustrate the import/export nominations (incl. market coupling flows) and the specific use of the allocated year and month capacities in comparison with the available year and month capacities for the auctions. As can be seen, the directional swift from long term nominations from BE → FR to FR → BE is starting in 2011 resulting in low use of long term available capacity in the direction BE → FR.

In 2010, the nominated import averaged at 443MW per month whereas from January 2011 till August 2011, the nominated import increases to on average 1026MW per month. The long term nominated share⁴ increased from 88MW monthly average in 2010 to 386MW in 2011 YTD.

The nominated export in 2010 was at 544MW and dropped to on average 151MW per month in 2011 YTD. The long term nominated share decreased from a monthly average of 242MW in 2010 to 72MW in 2011 YTD.

Hence, on the BE-FR border from 2010 to 2011 YTD, the monthly import on average increased with app. 600MW (300MW long term nominated share) and monthly average export decreased with 300MW (80MW long term nominated share).

⁴ These volumes include the ID nominations but these are minor compared to the long term nominations.

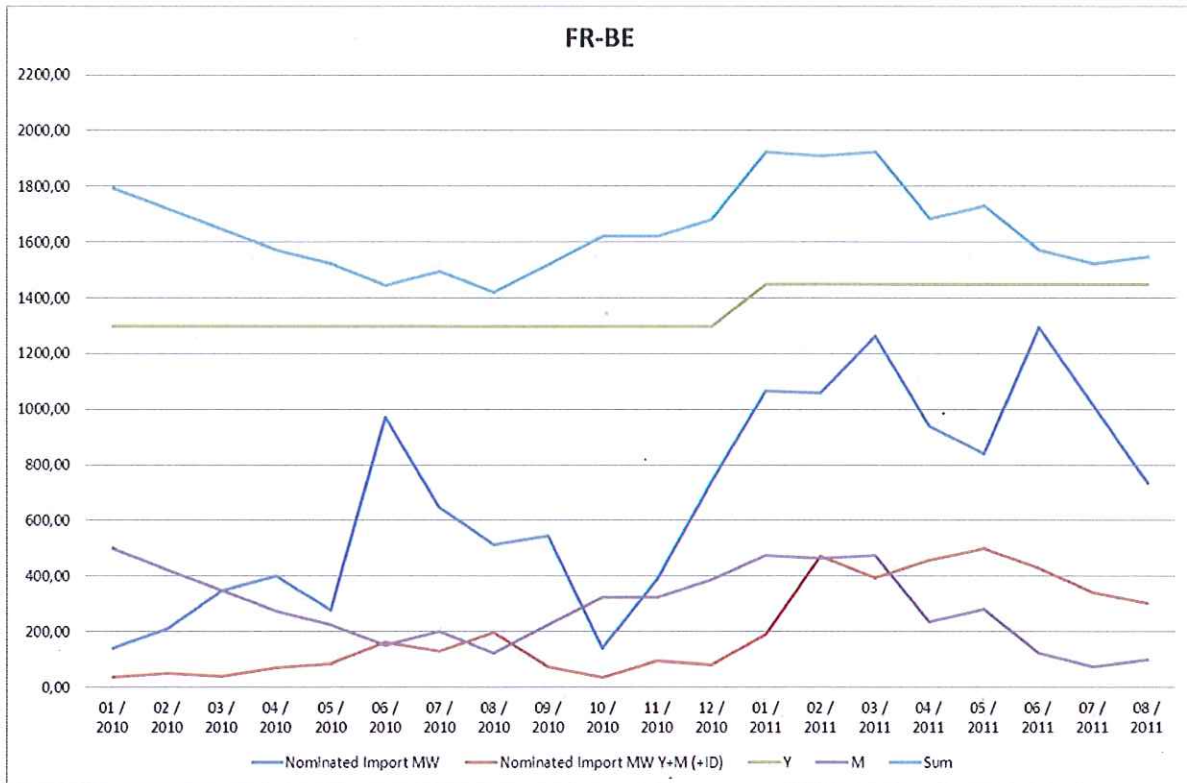


Figure 3: Nominated capacities and available year and month capacity in the direction France to Belgium

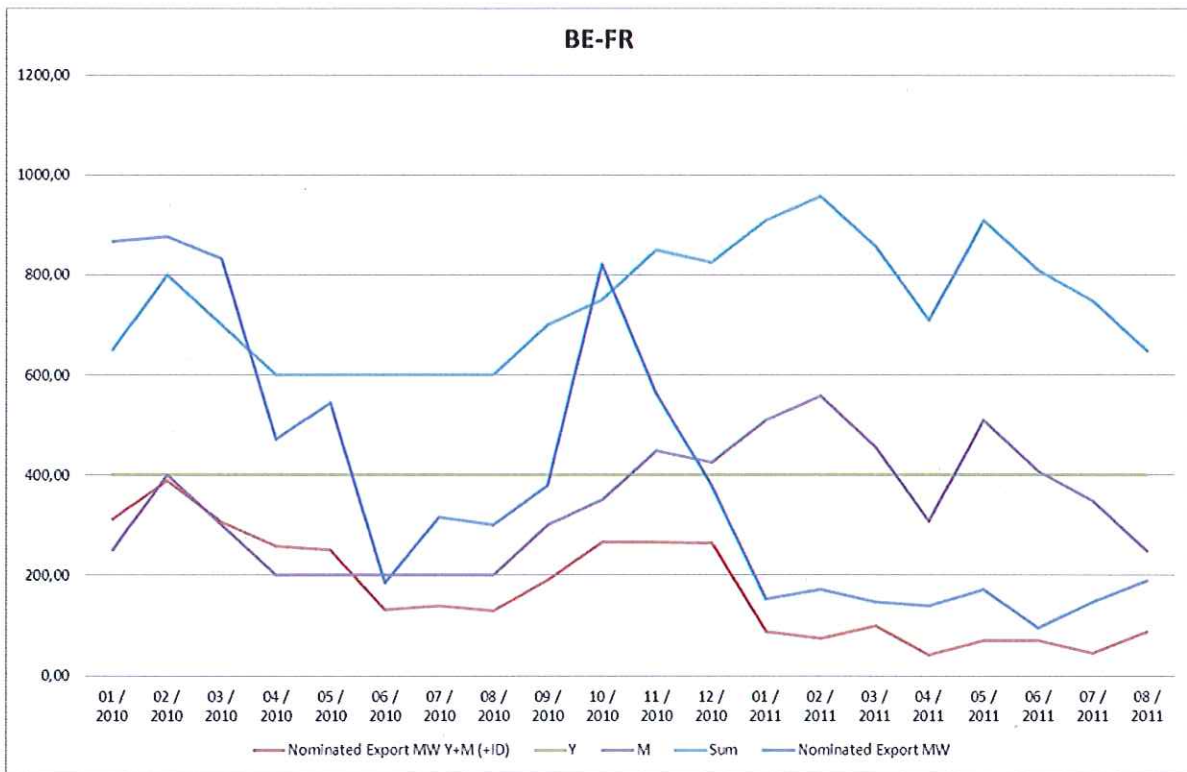


Figure 4: Nominated capacities and available year and month capacity in the direction Belgium to France

When comparing this to the import /export flows on the BE – NL border in figures 5 and 6, we observe an increase in the average monthly export from 427MW (52MW long term nominated) in 2010 to 790MW (152MW long term nominated share) in 2011 YTD peaking to 1020MW (215MW) as from April till August 2011.

The import from the Netherlands decreased smoothly from 514MW (111MW long term nominated share) in 2010 to 458MW (140MW long term nominations share) from January 2011 to March 2011 and then plummeted to 46MW (and 0 (!) MW long term nominations share) as from April 2011. The announcement of the German nuclear moratorium on March 15th has clearly its impact on the BE-NL border.

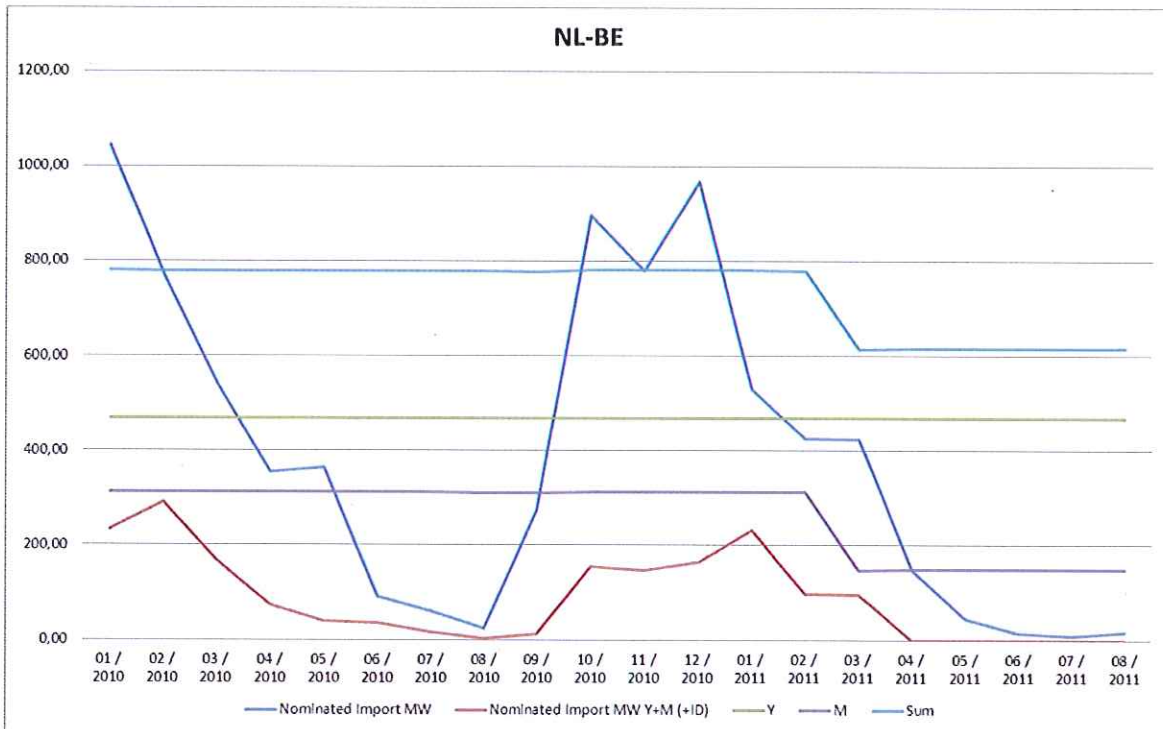


Figure 5: Nominated capacities and available year and month capacity in the direction the Netherlands to Belgium

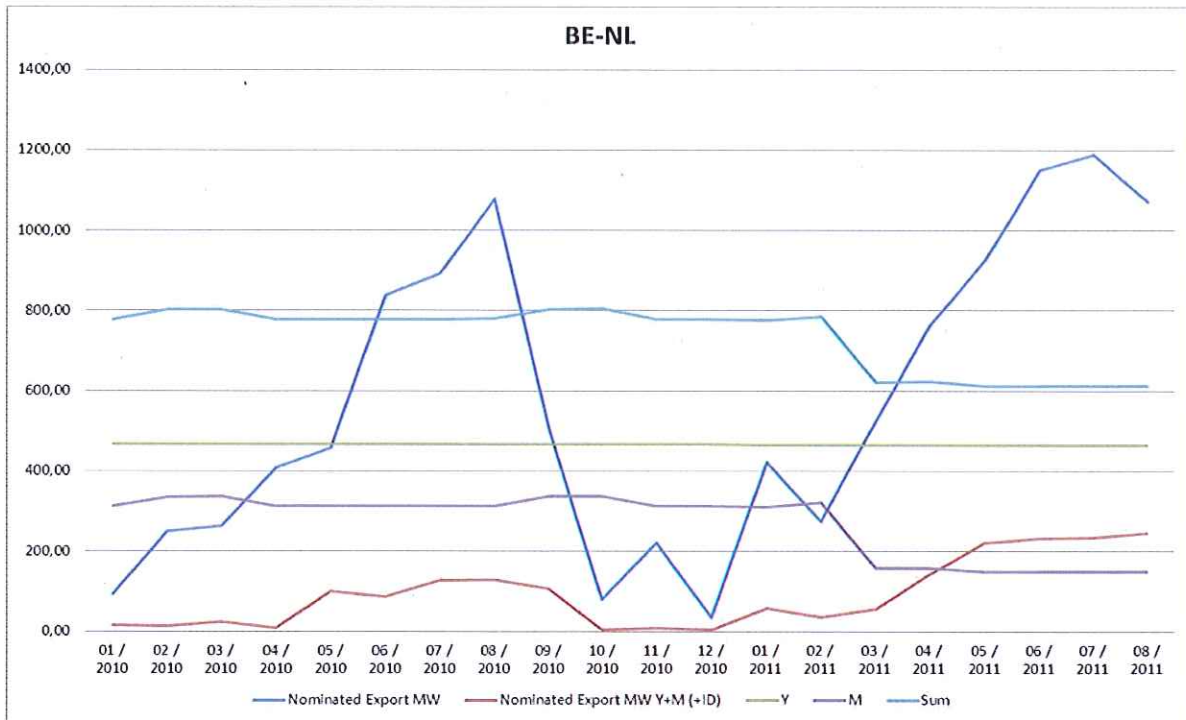


Figure 6: Nominated capacities and available year and month capacity in the direction Belgium to the Netherlands

The figure 7 below illustrates the evolution of the average daily NTCd-1 since January 2009 till August 2011, as well as their average utilization. The positive values show the export from Belgium to France, negative values the export from France to Belgium. As mentioned before, the cyclical increase/decrease and the directional switch as from 2011 can be clearly observed below.

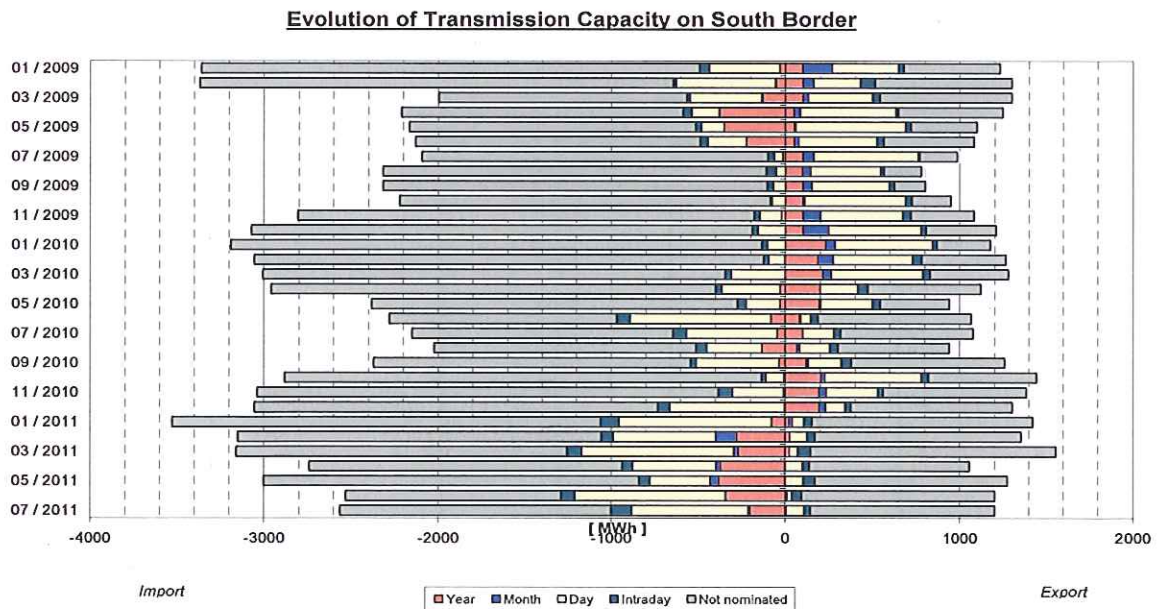


Figure 7 : Evolution of transmission capacity on the south border

From 2011 onwards, Belgium is mainly importing from France. Till May 2010, we observe an export from Belgium to France notably due to outages in the French nuclear production fleet. In Figure 8 and Table 4 below it can be concluded that from June 2010, the increased availability of nuclear power plants in France, resulted in exports from France to Belgium (cfr Figure 7 above).

In 2009 and prior to June 2010 a reduced nuclear availability led to large export flows from Belgium to France. In 2011, the French nuclear availability remains high and combined with the decision on the nuclear moratorium in Germany on March 15th 2011, this results in strong(er) export flows from France to Germany (via Belgium) (cfr. Figures 3, 4, 5 and 6)

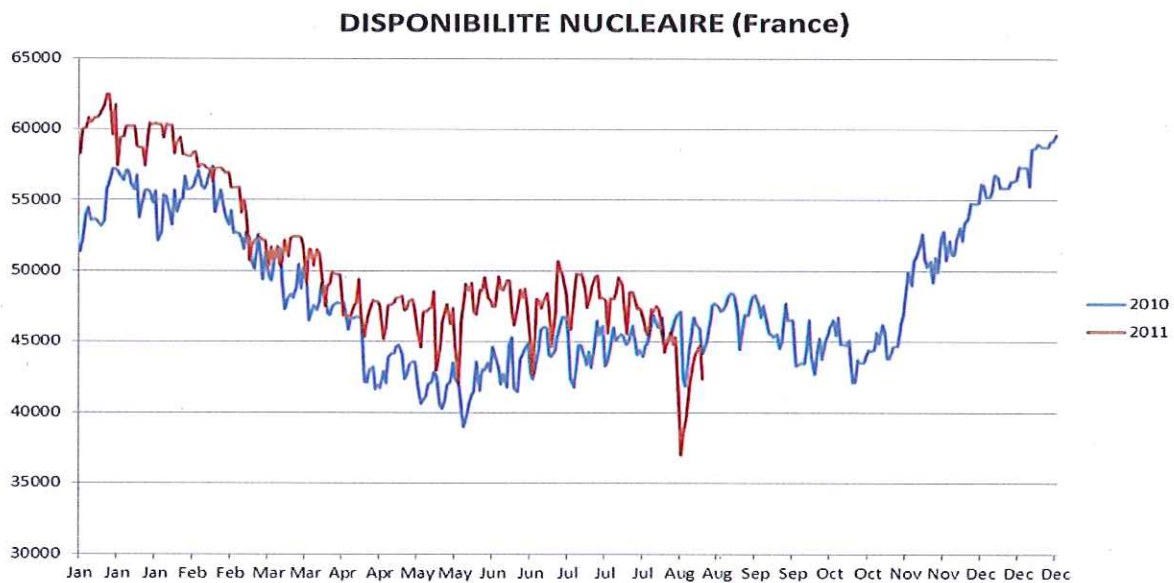


Figure 8 : nuclear availability in France

Date	Disponibilité en %		Disponibilité en MW	
	2010 (en %)	2011 (en %)	2010 (en MW)	2011 (en MW)
janvier	87%	95%	54 950	60 099
février	87%	92%	55 175	57 852
mars	79%	82%	49 813	51 953
avril	72%	76%	45 318	47 808
mai	66%	74%	41 890	46 954
juin	70%	76%	44 017	47 862
juillet	71%	76%	44 644	48 028
août	73%	70%	45 972	43 981
septembre	73%		46 134	
octobre	71%		44 578	
novembre	80%		50 773	
décembre	90%		57 057	
Total général	76%	80%	48 324	50 780

Table 4: nuclear availability in France, in absolute and relative terms

Figure 9 represents the percentage of congestion on the French-Belgian border in both directions.. During the past two years, these congestions mainly occur in the direction from Belgium to France. The congestion in this direction has been reduced from June 2010 for the same reasons as mentioned above (i.e. higher nuclear generation fleet availability in France).

Congestion on South Border
(>0 = Export)

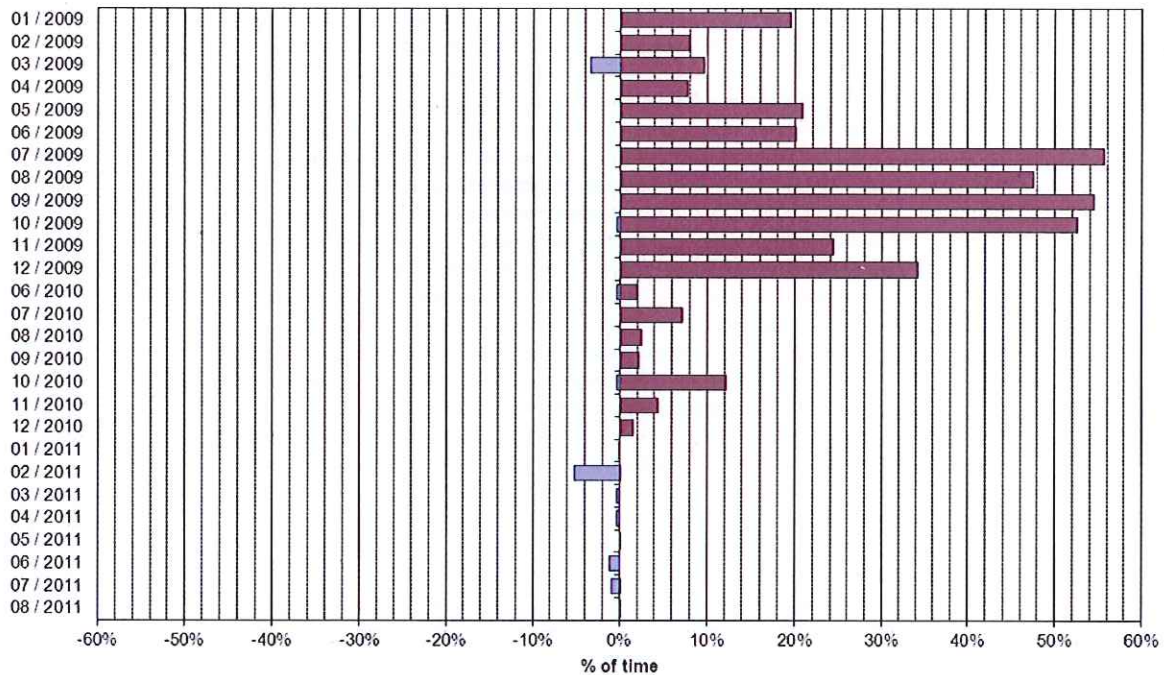


Figure 9 : congestion on the BE-FR border

Consequently, the import/export balance of Belgium has changed significantly since June 2010. In Figure 10 it can be observed that from June 2009 till June 2010, Belgium exported on average 537GWh per month to France with peaks up to 850GWh (July 2009). From June 2010 till Sep 2010, Belgium was a net importer from France. From October till December 2010, Belgium is importing lots of (wind) energy from the Netherlands (coming from Germany) and exporting to France. From January 2011 till March 2011, Belgium is increasingly importing again from France (543GWh on average) and the Netherlands (187GWh on average). As from April 2011 and with the announcement of the German nuclear moratorium, Belgium is further increasing its imports from France (815GWh on average till end of August 2011) and exporting to the Netherlands (894GWh on average).

Evolution of the exchanges

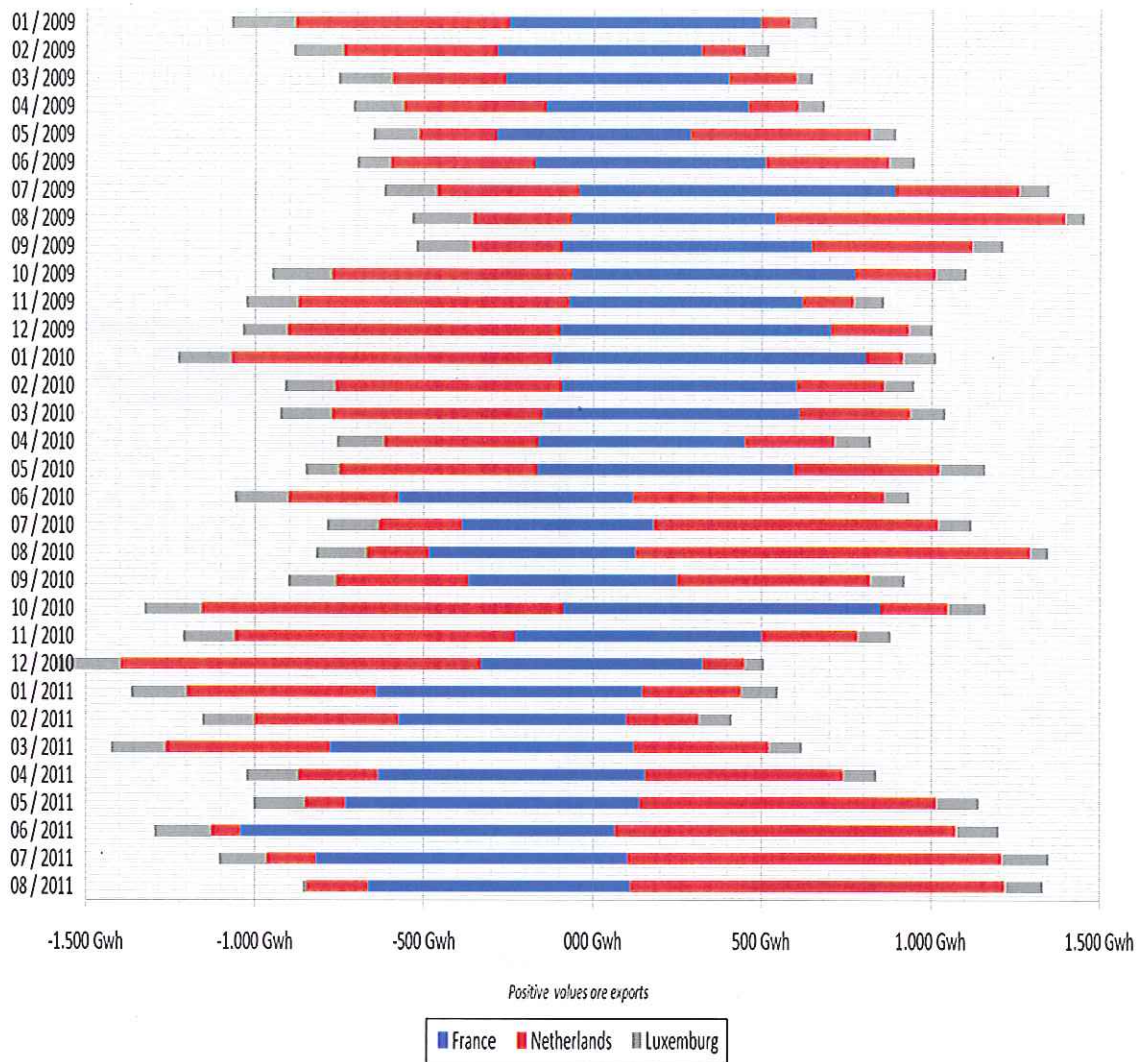


Figure 10 : import / export balance on the BE-FR and BE-NL borders

4.2 Offered capacities

In this paragraph, we present, for each direction of the interconnection, the evolution of the offered capacity for the monthly and daily allocations and the "origin" of this capacity.

4.2.1 Offered yearly capacity

For reminder, the offered yearly capacity for the yearly auctions (ATCy) in 2011 was:

- 1.450 MW in the direction France to Belgium,
- 400 MW in the direction Belgium to France.

4.2.2 Offered monthly capacity:

For the monthly allocation, the offered capacity is calculated taking into account:

- the part of the NTC value to be proposed at the monthly allocation by application of the "split rules" between monthly and daily allocation,
- the volumes coming from resales of yearly capacities to the monthly auction;

The figures 11 and 12 start from January 2008 and show that :

- for both directions there is a cyclical in/decrease
- monthly capacity values varying between 50 MW and 500 MW for the direction France to Belgium
- monthly capacity values varying between 100 MW and 450 MW for the direction Belgium to France;
- resales of yearly capacities to the monthly auctions did not occur for the direction Belgium to France till 2011 but since then resales are frequent (up to 100MW)
- resales occur several times for the direction France to Belgium, but the resale volumes remains limited (up to 50MW).

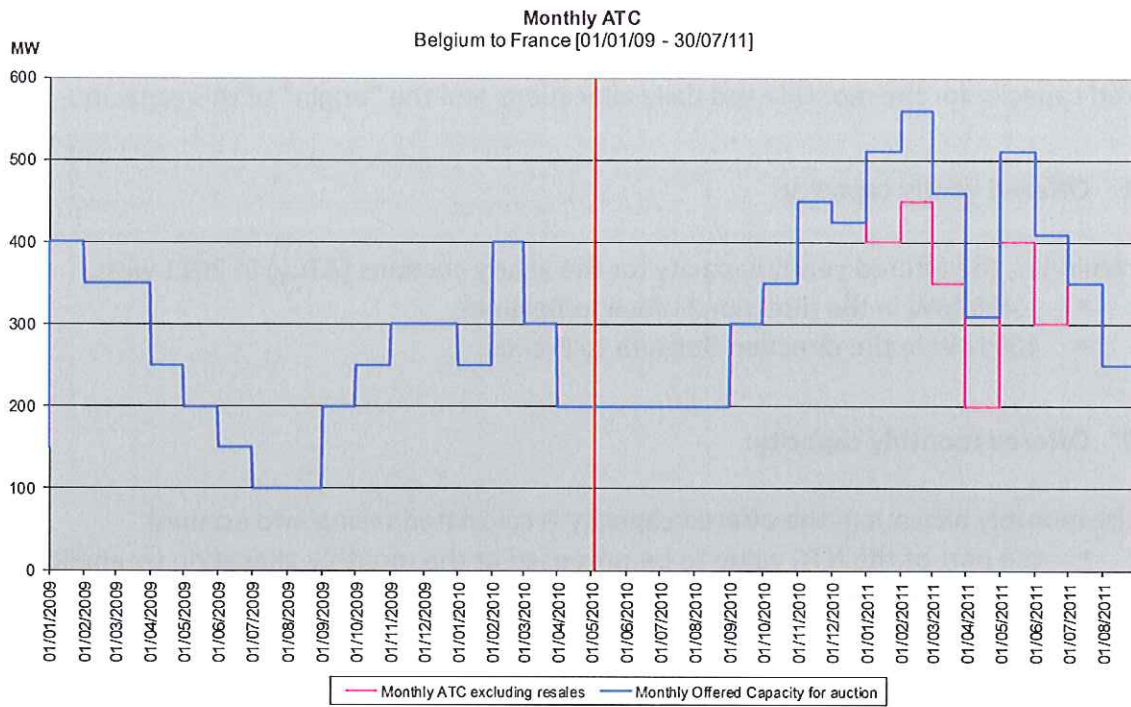


Figure 11: Monthly ATC offered for auction, incl. and excl. resales in the direction France to Belgium

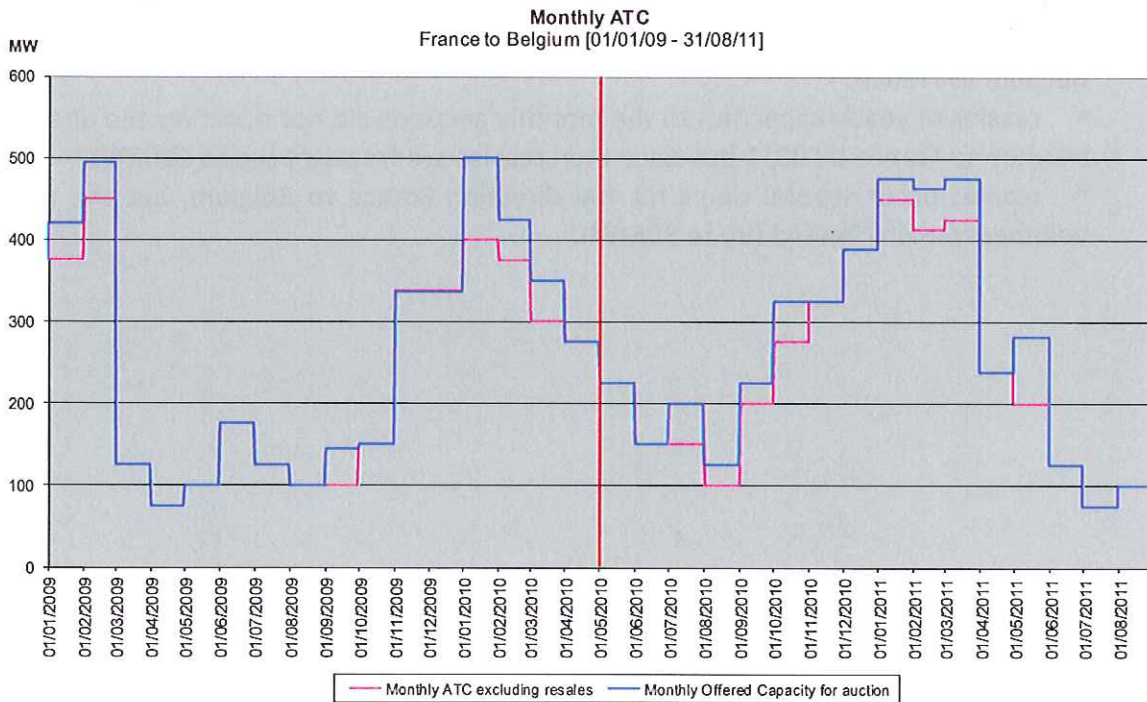


Figure 12: Monthly ATC offered for auction, incl. and excl. resales in the direction Belgium to France

4.2.3 Offered daily capacity:

The values of daily available capacities (ATCd-1) for the 2010 till August 2011 are shown in Figure 13. According to procedure within CWE, ATCs for hour 3 are set to zero for the wintertime switching (day with 25 hours).

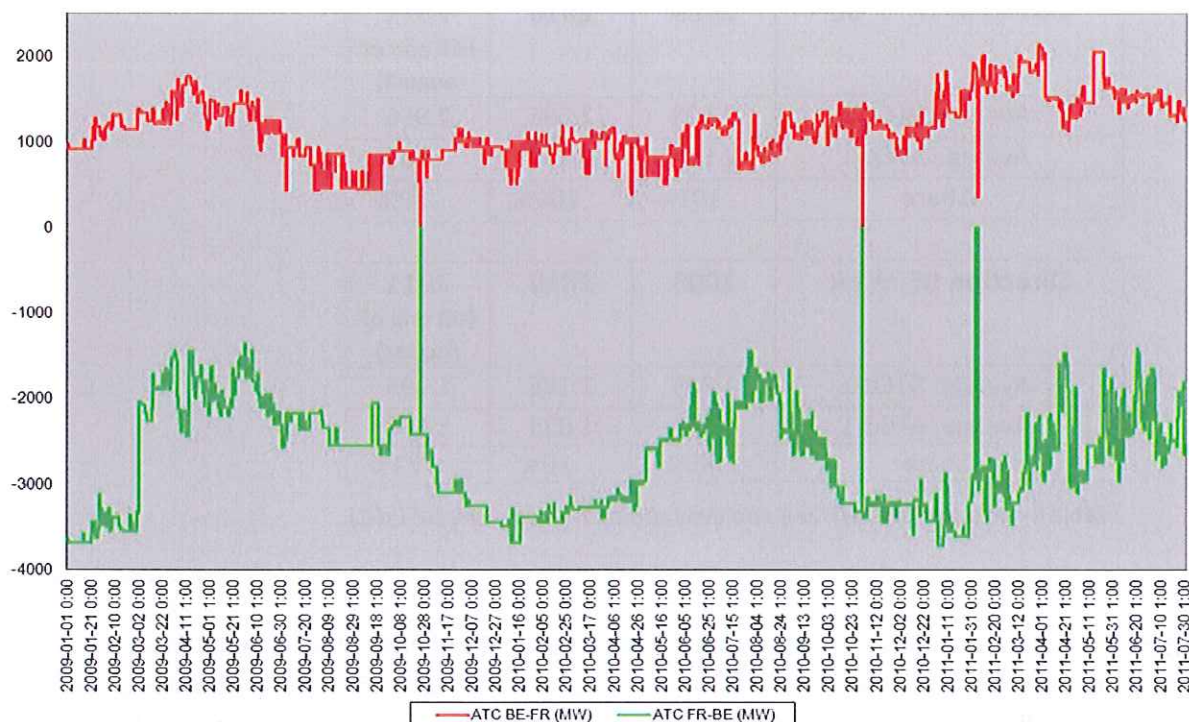


Figure 13 : Daily available capacity in both directions on BE-FR border

In the table 5 below the minimum, average and maximum values for daily commercial capacity (ATCd-1) are shown for both directions since 2007.⁵

Direction FR → BE	2007	2008	2009	2010	2011 (end of August)
Average	1.718	2.016	2.547	2.860	2.639
Minimum	650	945	1.350	1.434	1.350
Maximum	3.172	3.645	3.680	3.685	3.715

Direction BE → FR	2007	2008	2009	2010	2011 (end of August)
Average	965	1.088	1.040	1.025	1.566
Minimum	460	575	434	395	365
Maximum	1.500	1.730	1.760	1.456	2.145

Table 5 : minimum, average and maximum values for daily commercial capacity (ATCd-1)

⁵ The minimum values do not take into account the values where ATC d-1 = 0 (cfr. Feb 4th & 5th 2011)

Average ATCd-1 is increasing in the direction FR → BE till 2010. As from 2011, the high import from France induce an increase of the long term nominated share and hence reduce the ATCd-1 in this direction. Due to netting principle, the opposite is occurring in the direction BE → FR with an increase of ATCd-1 in 2011 compared to 2010 and 2009. When comparing the average NTCd-1 to the ATCd-1 for 2009, 2010 and 2011 we derive following table 6, clearly demonstrating the directional switch in 2011:

Direction FR → BE	2009	2010	2011 (till end of August)
Average NTCd-1	2.508	2.696	2.956
Average ATCd-1	2.547	2.860	2.639
Share	101%	106%	89%

Direction BE → FR	2009	2010	2011 (till end of August)
Average NTCd-1	1.089	1.186	1.295
Average ATCd-1	1.040	1.025	1.566
Share	95%	86%	121%

Table 6 : average daily NTCd-1 and daily commercial capacity (ATCd-1)

Figures 14 and 15 show the month and year allocated capacity, the resales from year and month to the day and the day ahead market spread for both directions. Before November 2009 the UIOLI-principle was in practice. This explains the steep increase of resold capacity rights post November 2009.

For the direction France to Belgium, the resales increased after 2009 due to the introduction of the UIOSI principle. Almost all allocated capacity is resold in this (non-economic) direction. From February 2011 onwards, the shift in the economic direction is resulting in a lower resales volume due to the long term nominations.

For the direction Belgium to France, the resales increase from the end of 2009. But not all the allocated capacity is resold, as Market Parties still nominated a significant amount of capacity on that border (between 15% - 28% of allocated capacity). From September till end of 2010, app. 200MW is nominated. From February 2011 onwards, the shift in the economic direction is resulting in a higher resales volumes.

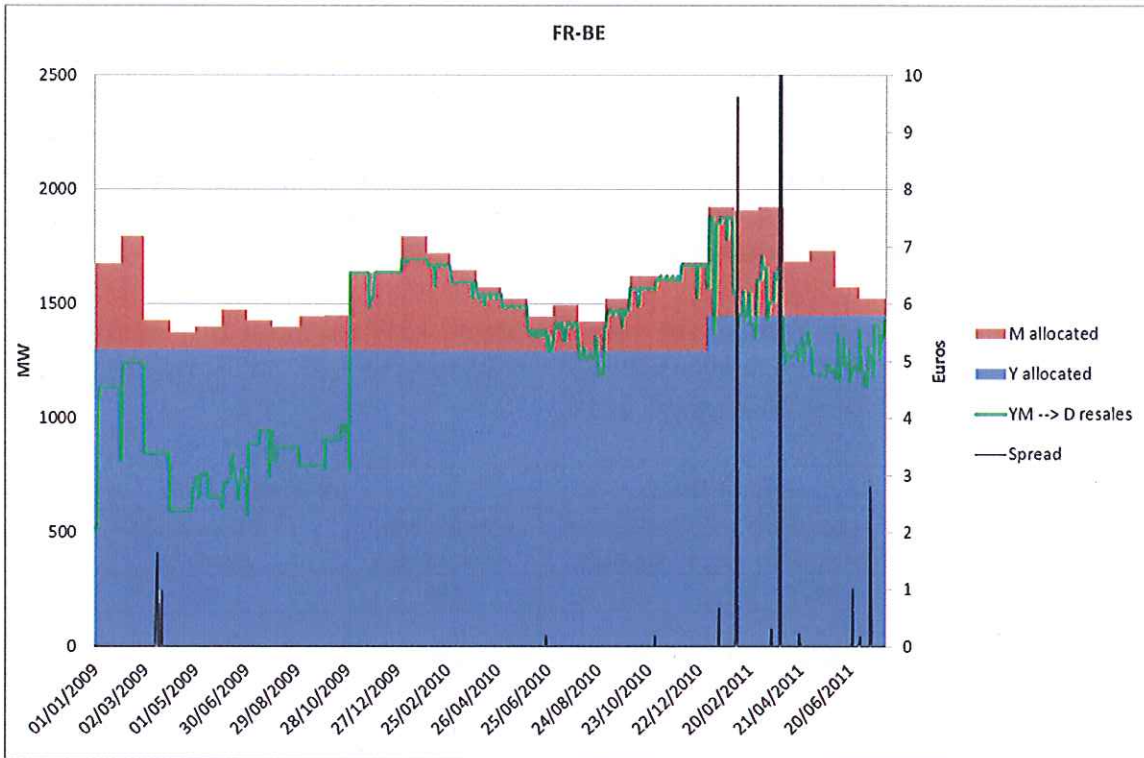


Figure 14: Month allocated capacity, the year allocated capacity, the resales from year and month to day and the DA market spread in the direction France to Belgium.

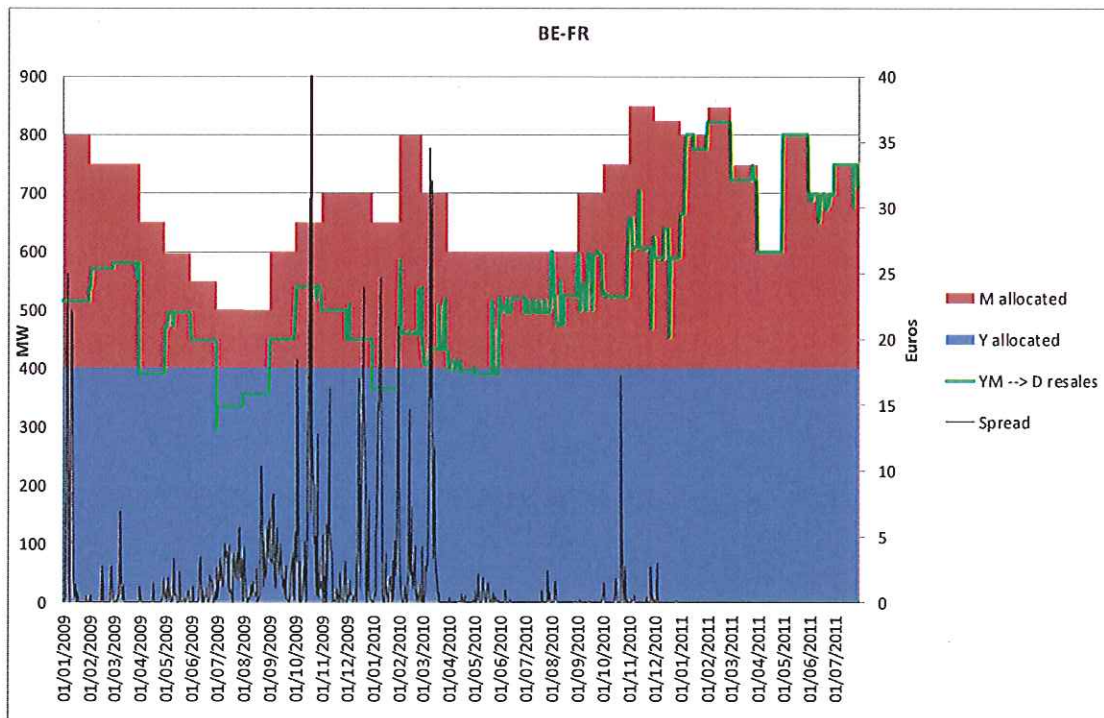


Figure 15: Month allocated capacity, the year allocated capacity, the resales from year and month to day and the DA market spread in the direction Belgium to France.

Table 7 displays the average resales volume for the year 2009 till July 2011 and the percentage of resale volume compared to the amount of allocated capacity. For the direction France to Belgium, the resales have increased in 2010 with respect to 2009 revealing a quasi "FTR-option" use of the PTRs. With the directional switch as from March 2011, the resales volumes have decreased as more long term nominations occurred demonstrating the PTR use by some Market Parties.

For the direction Belgium to France, the resales volume remains more or less constant, around 72% in 2009 and 2010 till November and increasing to almost 93% in the last period due to the directional switch as from March 2011.

	FR → BE		BE → FR	
	average daily MW resales	In % allocated LT capacity	average daily MW resales	In % allocated LT capacity
2009	986	64	468	73
2010 (until 9 th of November)	1504	95	475	72
10 th of November 2010 until 31 st of July	1458	84	707	93

Table 7: absolute and relative resales volume

4.3 Explicit auctions

4.3.1 Explicit auctions results

The following figures show the variation of prices and allocated volumes for the allocation of monthly and yearly capacities for both directions of the interconnection. The figures start from January 2009 till August 2011.

In Figure 16 for the direction France to Belgium, monthly auction volumes for winter are significant higher than in summer. Almost all acquired monthly capacity is resold to the day ahead market (cfr. Figure 14) till end of 2010. From June 2009 onwards, the monthly capacity price is low till June 2010. This low price period corresponds to the high nuclear unavailability in the same period and flows from Belgium to France. Consequently the market has a lower appreciation for capacity in this direction. Auction prices increase slightly during summer months of 2010 and 2011. Average auctioned monthly volume in 2010 was 292MW and 264MW in 2011. Yearly auction prices decreased slightly in 2011 (0,06€/MWh versus 0,16€/MWh in 2010) thereby revealing a less economic appreciation of the market for this direction. However, it must be noted that this yearly auction took place before the announcement on the German nuclear moratorium.

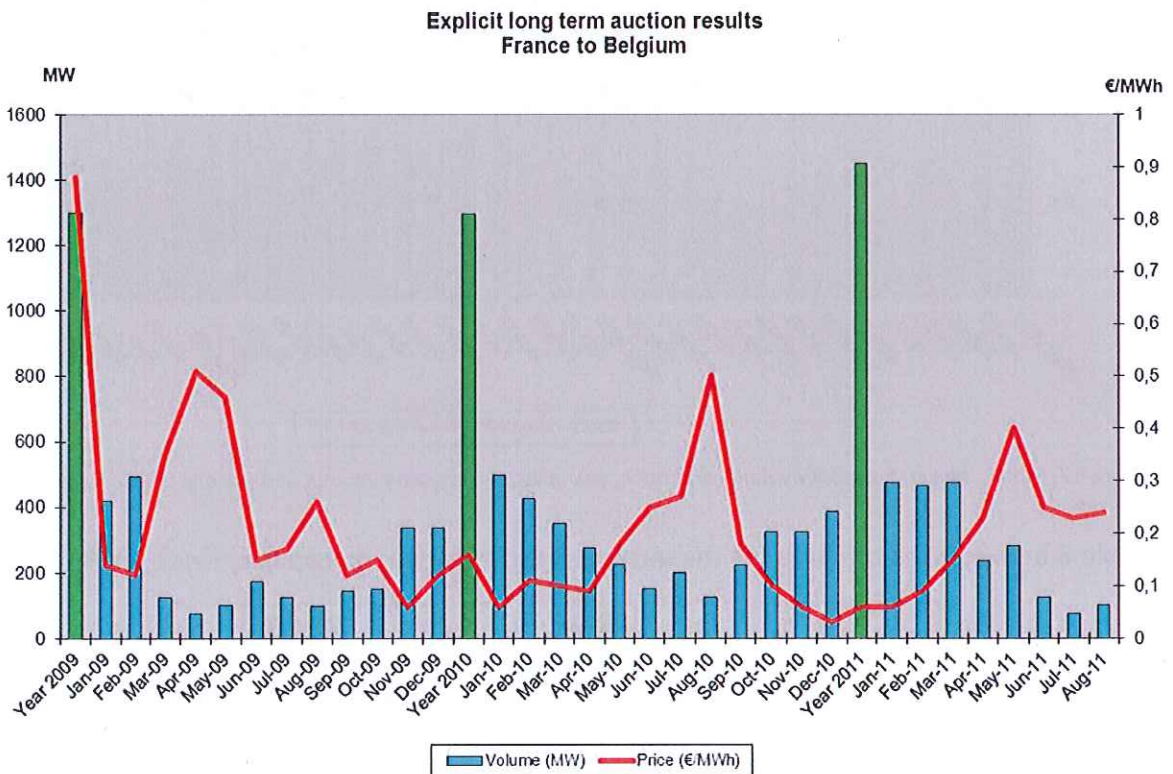


Figure 16: Month allocated capacity volume and price, year allocated capacity volume and price in the direction Belgium to France.

In Figure 17 for the direction Belgium to France, monthly auction prices since September 2009 till March 2010 are higher due to the estimated congestion on the BE-FR border (cfr. Figure 9). The price for the yearly 2010 capacity rights (3,46€/MWh) more than quadrupled versus 2009 (0,81€/MWh) based on the same logic of constrained nuclear production fleet in France. As this constraint was released in June 2010, the yearly auction prices for 2011 dropped to 0,69€/MWh. Average auctioned monthly volume (price) in 2010 was 290MW (1,72€/MWh) and 417MW (0,15€/MWh) in 2011. The announcement of the German nuclear moratorium has contributed to the non-attractiveness of capacity offered in this direction.

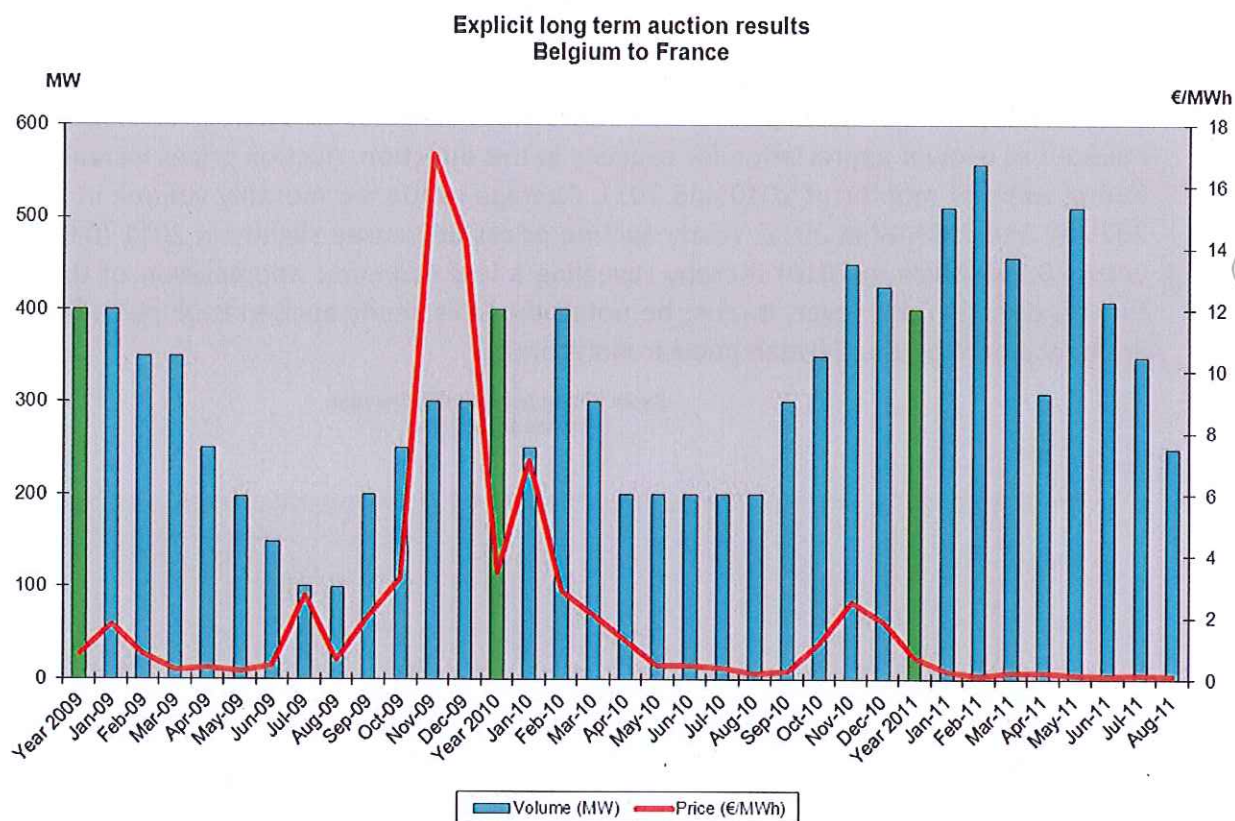


Figure 17: Month allocated capacity volume and price, year allocated capacity volume and price in the direction France to Belgium

Table 8 below gives the data for the auctions results for yearly capacity since 2006.

	FR-BE		BE-FR	
	MW	€/MW	MW	€/MW
Year 2006	1298	0.76	799	0.11
Year 2007	1299	2.06	400	0.25
Year 2008	1300	0,90	400	0,56
Year 2009	1300	0.88	400	0.81
Year 2010	1300	0.16	400	3.46
Year 2011	1449	0,06	400	0,69

Table 8: year capacity auction results

Table 9 below gives the average volume and price for the monthly capacities.

	FR-BE		BE-FR	
	MW	€/MW	MW	€/MW
Year 2006	667	4.29	152	0.17
Year 2007	253	1.86	227	0.38
Year 2008	167	1.64	179	0.57
Year 2009	215	0.22	245	3.65
Year 2010	292	0.16	290	1.72
Year 2011 YTD	264	0,20	417	0,15

Table 9: average month capacity auction results

Table 10 below gives the monthly auction prices and volumes for 2010 and 2011:

2010	FR → BE		BE → FR	
	MW	€/MW	MW	€/MW
January	498	0,06	250	7,12
February	424	0,11	400	2,88
March	349	0,10	300	2,10
April	274	0,09	200	1,26
May	225	0,18	200	0,45
June	150	0,25	200	0,45
July	199	0,27	200	0,36
August	125	0,50	200	0,17
September	224	0,18	300	0,27
October	325	0,10	350	1,16
November	325	0,06	449	2,50
December	386	0,03	425	1,87

2011	FR → BE		BE → FR	
	MW	€/MW	MW	€/MW
January	474	0,06	510	0,24
February	463	0,09	557	0,10
March	475	0,15	457	0,21
April	237	0,23	309	0,21
May	282	0,40	510	0,14
June	125	0,25	409	0,11
July	74	0,23	348	0,13
August	100	0,24	249	0,12
September	149	0,16	400	0,05

Table 10: month capacity auction results for 2010 and 2011

In line with above mentioned directional switch in 2011, we clearly observe an equivalent switch in the interconnection capacity appreciation from May 2011 onwards, demonstrating the fact that France has evolved from an mainly importing country in 2010 towards a strong exporting country in 2011.

In the last section we look at the relationship between the long term nominations and the price of the monthly auctions. Figures 18 and 19 display the day ahead market spread, the year and month nominations and the price of the month auctions for both directions. In the direction France to Belgium, an increase in the prices for the month capacities goes together with an increase in the year and month nominations. For the direction Belgium to France, there is no direct link between the price of the month capacities and the year and month nominations. From Figure 18 we can derive a positive correlation between the monthly auction price and the month nominations. From Figure 19 this is less clear as from October 2009 till February 2010 the month nominations increase with decreasing monthly auction prices.

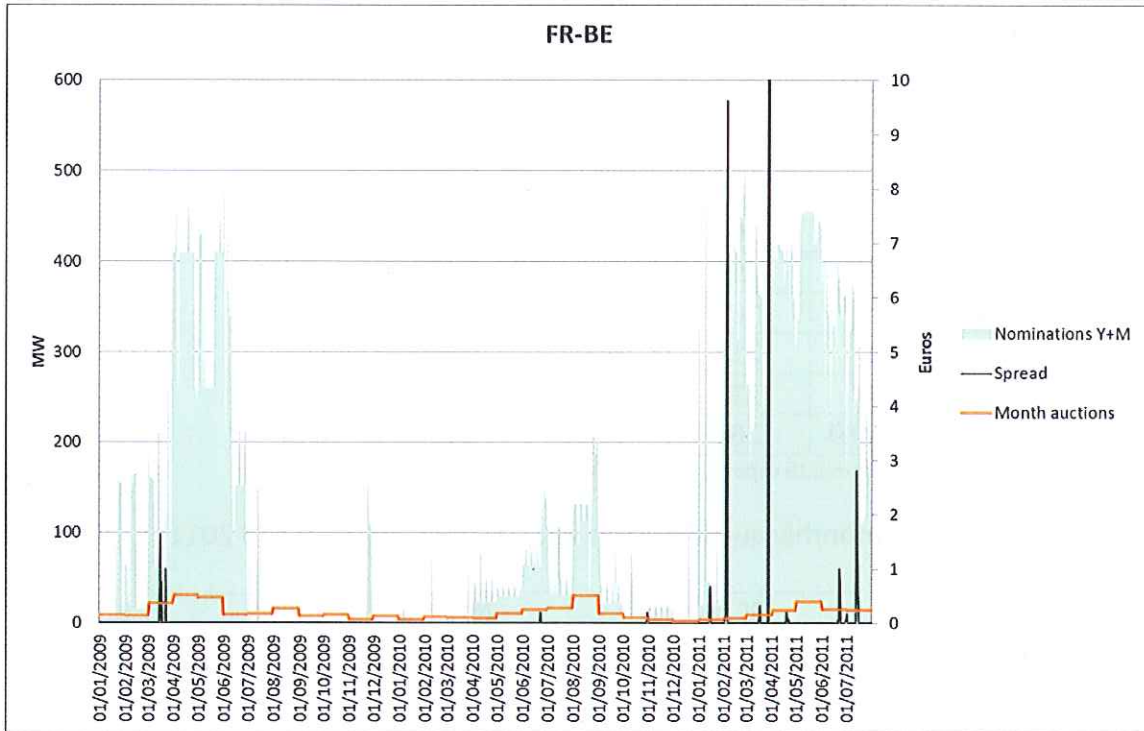


Figure 18: day ahead market spread, year and month nominations and the price of the month auction for the direction France to Belgium.

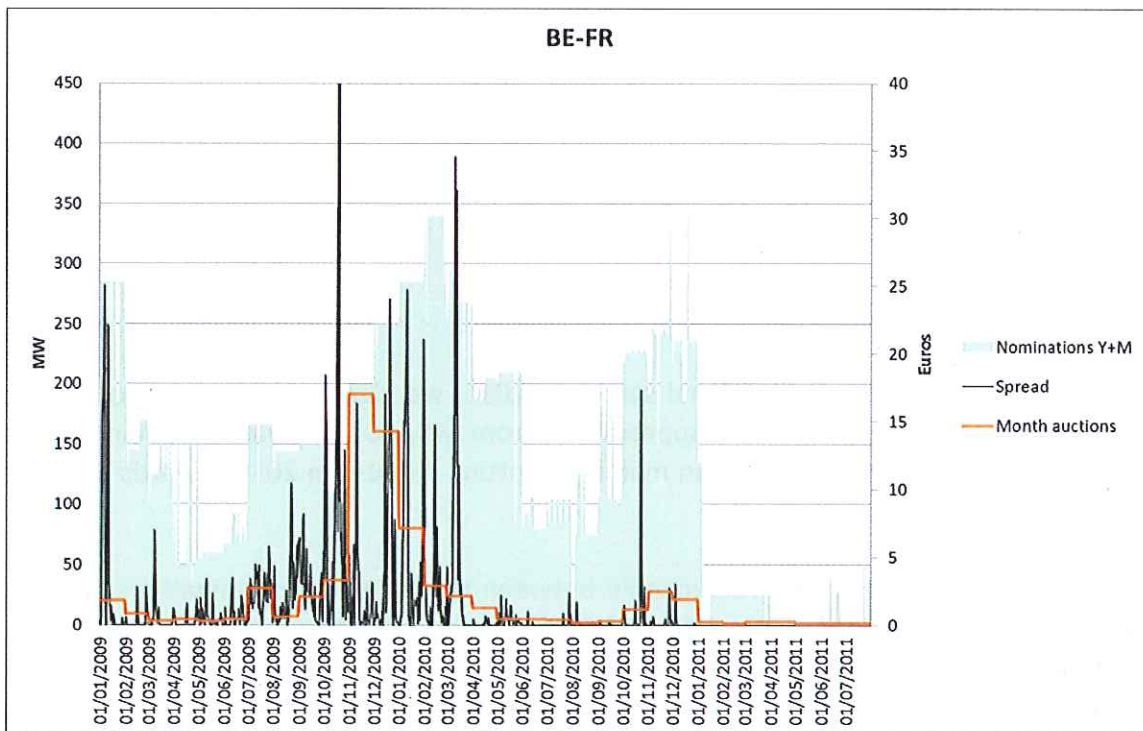


Figure 19: day ahead market spread, year and month nominations and the price of the month auction for the direction France to Belgium.

4.3.2 Use of the yearly and monthly capacities

First we focus on the year and month nominations. Figure 20 and Figure 21 show the year and month nominations and the day ahead market spread for respectively the direction France to Belgium and the direction Belgium to France for the indicated time period. As can be deduced from Figure 20 and 21 for the period from January 2009 until February 2011, the congestion and resulting spread is mainly in the direction Belgium to France (cfr. figure 9). There is less congestion in the other direction.

For the direction France to Belgium, there are year and month nominations when there is also a positive spread. While sometimes the nomination behavior of the market parties follows with some delay a day ahead market spread (from April 2009 until June 2009), in other periods (for instance from April 2010 until October 2010) the majority of the nominations occur in absence of a market spread.

For the direction Belgium to France, market parties also nominate with some delay with respect to a day ahead market spread except for the period April 2010 until July 2011. In that time period, the market parties have nominated capacity for a rather large amount, but there is no (significant) day ahead market spread in that direction.

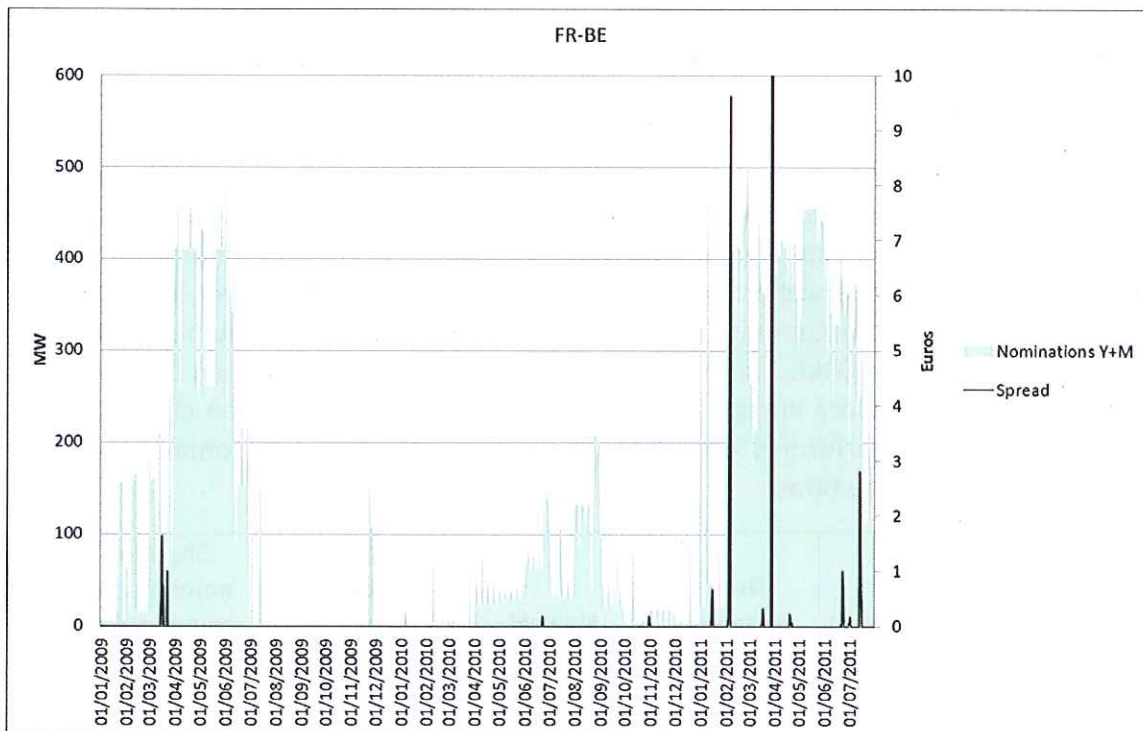


Figure 20: DA market spread and year and month nominations in the direction France to Belgium

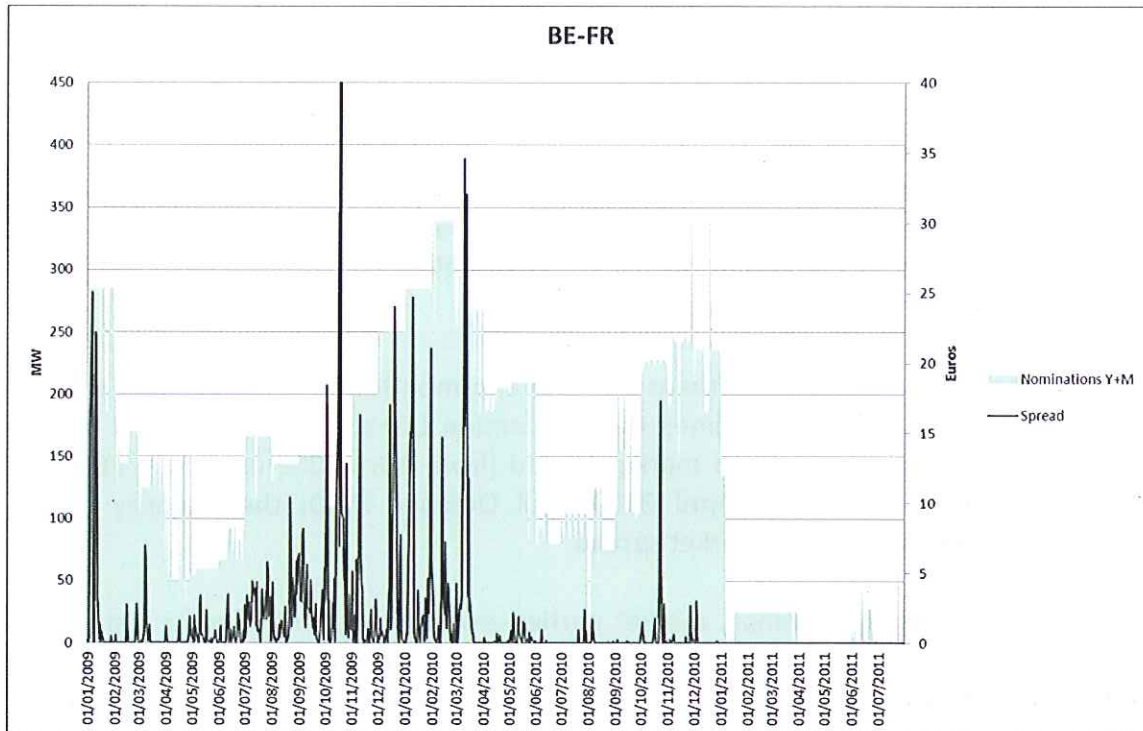


Figure 21: DA market spread and year and month nominations in the direction Belgium to France

Table 11 & Table 12 give an overview for the nominations in both directions. Economic nominations are nominations in the direction of the spread, non-economic nominations are nominations against the direction of the spread and neutral nominations are nominations when there is price convergence between France and Belgium. A welfare loss can be associated with the non-economic nominations. For the last period (CWE Market Coupling) and in both directions non-economic nominations do seldom occur when nominations are performed (<1%). Hence the welfare loss is almost negligible (8k€). However, in 2009 non-economic nominations did occur quite often in the direction France to Belgium resulting in a welfare loss of more than 384k€. In the direction France to Belgium, between 52% and 87% of the time nominations were introduced whereas in the opposite direction close to every hour nominations were performed except for the last period where no nominations were introduced during 3% of the time.

	Economic nominations [%]	Non – economic nominations [%]	Neutral nominations [%]	Welfare loss due to non-economic nominations [€]	Share of nominations compared to total hours [%]
2009	0.55	15.09	84.36	-384.366	52
2010 (until 10 th of November)	0.08	9.10	90.81	-38.299	63
10 th of November 2010 until 31 st of July 2011	1.05	0.05	98.90	-8.317	87

Table 11: Overview of the nominations in the direction France to Belgium.

	Economic nominations [%]	Non – economic nominations [%]	Neutral nominations [%]	Welfare loss due to non-economic nominations [€]	Share of nominations compared to total hours [%]
2009	29.66	0.31	70.03	-16.236	100
2010 (until 10 th of November)	15.15	0.05	84.94	-14.25	99
10 th of November 2010 until 31 st of July 2011	0.51	0.92	98.58	-9.923	97

Table 12: Overview of the nominations in the direction Belgium to France.

In table 13 the average hourly nominated capacities and the ratio towards the respective average hourly allocated capacities are presented. The averages have been calculated only for those hours where nominations actually occurred.

	FR → BE		BE → FR	
	Average nominated capacity [MW]	Average ratio of nominated capacity to allocated capacity [%]	Average nominated capacity [MW]	Average ratio of nominated capacity to allocated capacity [%]
2009	103	7.17	150	23.07
2010 (until 10 th of November)	39	2.62	190	28.09
10 th of November 2010 until 31 st of July 2011	250	14.46	58	6.84

Table 13: Overview of nominated capacity.

The capacity in the direction France to Belgium is relatively less used (2-14% of allocated capacity) compared to the direction Belgium to France (7-28% of allocated capacity). The latter was the main economic direction from April 2009 till February 2011 but has also less available capacity for allocation. In 2010 (till Nov 2011), on average 190MW was nominated during 99% of the time. As from March 2011, the economic direction was France to Belgium resulting in higher nomination ratios compared to 2010.

Figures 22 & 23 display the splitting of the nominations between year and month and the day ahead market spread for both directions. For the direction France to Belgium, almost all the nominated capacity is year capacity except for 2011. At that moment, there are also significant month nominations. In the direction Belgium to France, the market parties nominate both month and year capacity.

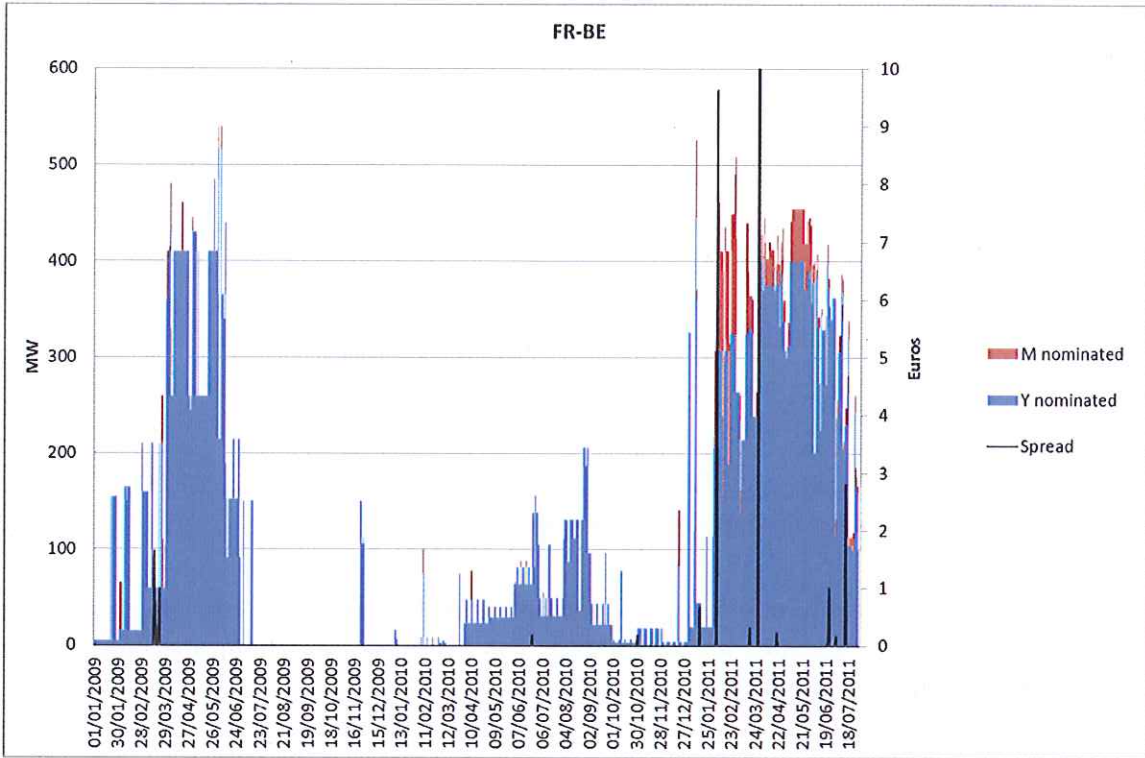


Figure 22: DA market spread, month nominations and year nominations for the direction France to Belgium.

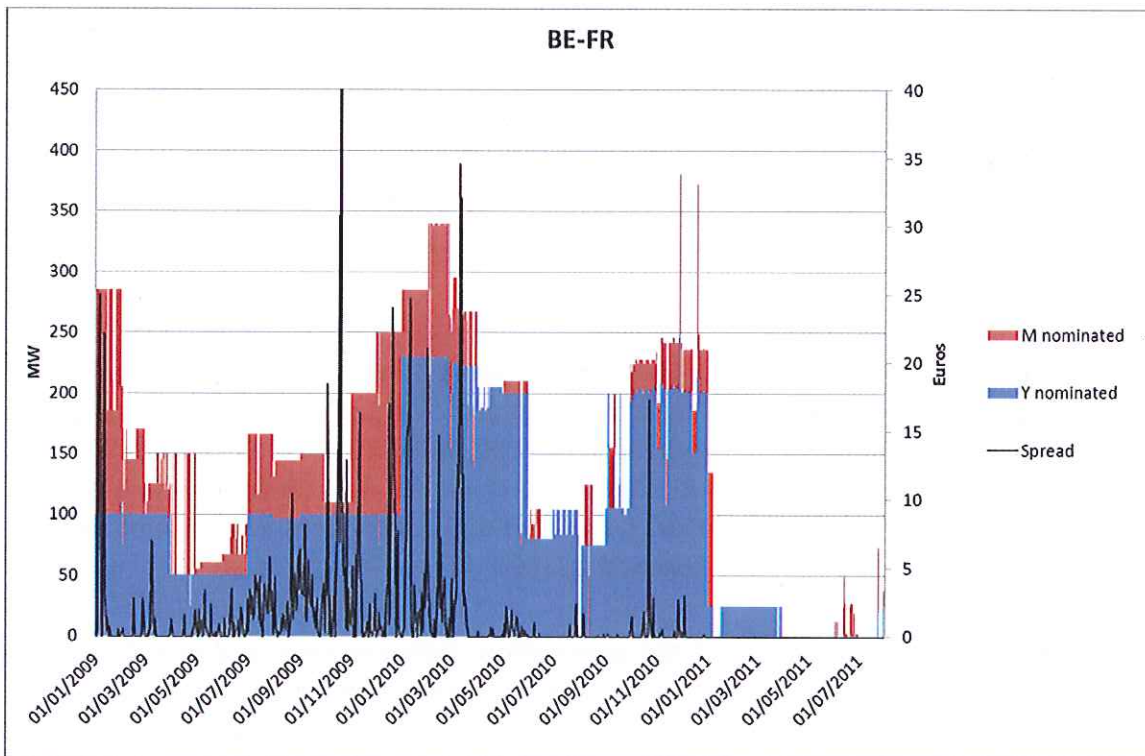


Figure 23: DA market spread, month nominations and year nominations for the direction Belgium to France.

Tables 14 & 15 present the average year and month nominations and the ratio with respect to the respective average year and month allocated capacity. The averages have been calculated only for those hours where nominations actually occurred. In both directions the average year nominated capacity is significantly higher except for 2009 in the direction Belgium to France (economic direction).

In 2010 (till November 10th) the year nominations in the (mainly economic) direction Belgium to France amounted to 40% of the respective average allocated capacity. The share of month nominations reached 9% in 2010 for the same period.

As from November 10th with CWE Market Coupling, only 1% of the nominations performed were economic though still 11% resp. 15% of the allocated year capacity was nominated in the direction BE → FR resp. BE → FR. One can conclude that some Market Parties still prefer to use their capacity rights rather than reselling them even in cases where there is, at first sight, no economic rationale to do so.

	Average month nominated capacity [MW]	Average year nominated capacity [MW]	Average ratio of month nominated capacity to month allocated capacity [%]	Average ratio of year nominated capacity to year allocated capacity [%]
2009	2	101	1.60	7.75
2010 (until 10 th of November)	0	39	0.20	2.95
10 th of November 2010 until 31 st of July 2011	27	223	9.56	15.38

Table 14: Year and month nominations and ratio nominations to allocated capacity in the direction France to Belgium.

	Average month nominated capacity [MW]	Average year nominated capacity [MW]	Average ratio of month nominated capacity to month allocated capacity [%]	Average ratio of year nominated capacity to year allocated capacity [%]
2009	63	87	27.43	21.73
2010 (until 10 th of November)	28	162	9.20	40.46
10 th of November 2010 until 31 st of July 2011	12	46	2.66	11.49

Table 15: Year and month nominations and ratio nominations to allocated capacity in the direction Belgium to France.

In Figures 24 till 27, the relationship between hourly nominated capacity and the respective hourly allocated capacity is shown for both year and month capacity rights in both directions.

In the direction France to Belgium, there was almost no month capacity nominated in 2010. From December and more consistently as from February 2011, the ratio increased up to almost 30% of year allocated capacity.

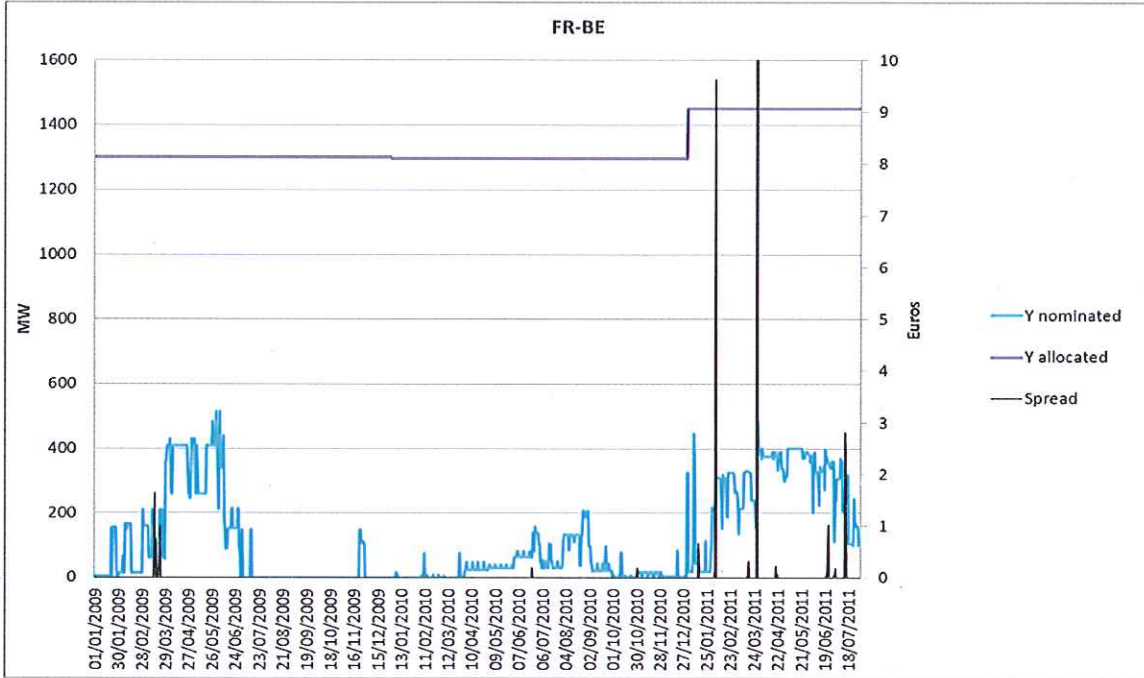


Figure 24: Year allocated capacity, year nominations and DA market spread in the direction France to Belgium.

In the direction France to Belgium, there was almost no month nominated capacity from January 2009 till January 2011. From February 2011, more monthly allocated capacity rights were nominated in the economic direction.

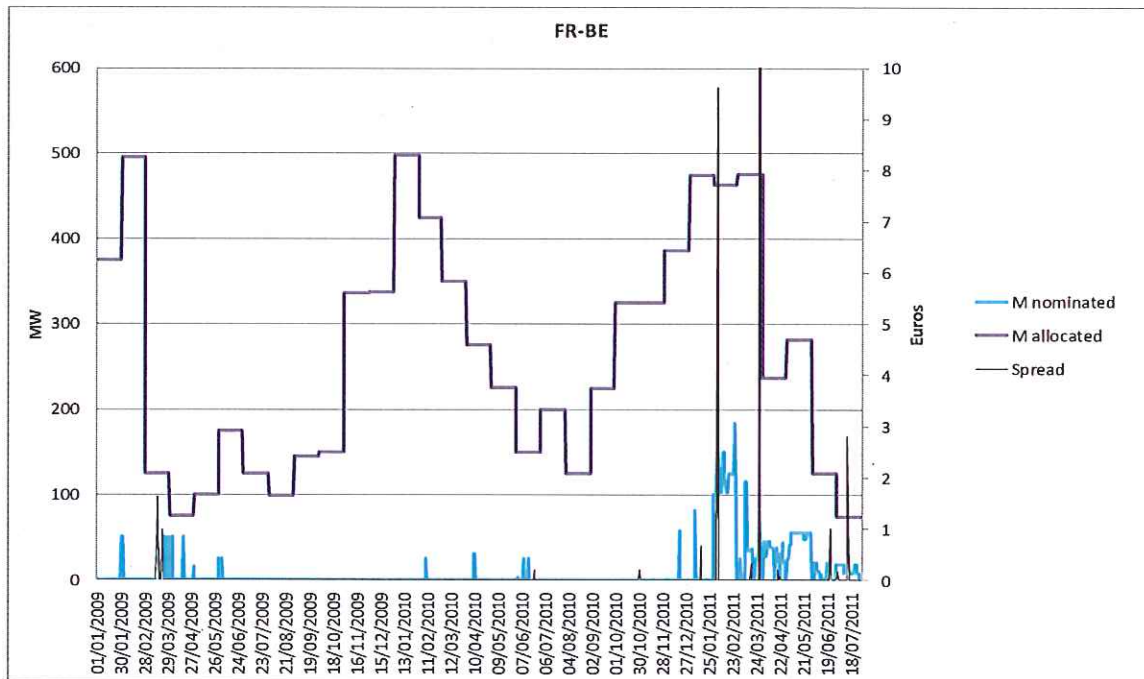


Figure 25: Month allocated capacity, month nominations and DA market spread in the direction France to Belgium.

In the direction Belgium to France, between 10%-40% of year allocated capacity was nominated till February 2011. Afterward, nominations were no longer performed in this direction, except for March 2011.

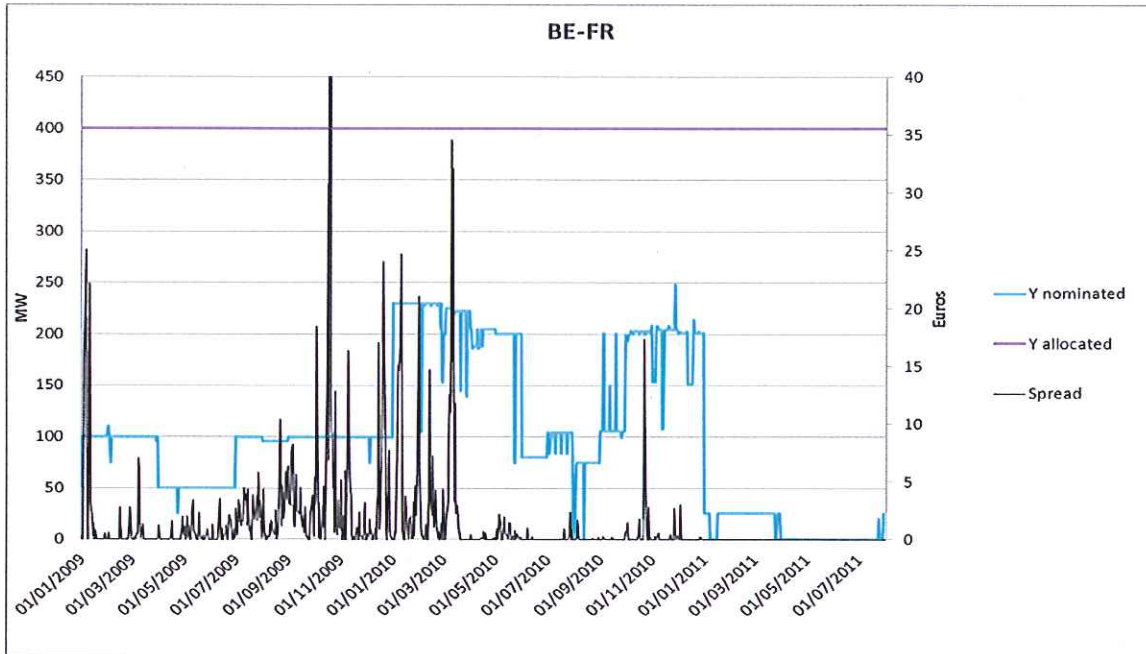


Figure 26: Year allocated capacity, year nominations and DA market spread in the direction Belgium to France.

Also the month capacity was quite used in this direction, averaging between 9%-27% between 2009 and Nov 2010 with peaks around 40% between November 2009 and March 2010. From Nov 10th 2011 onwards, the month allocated capacity was practically not used anymore (2%).

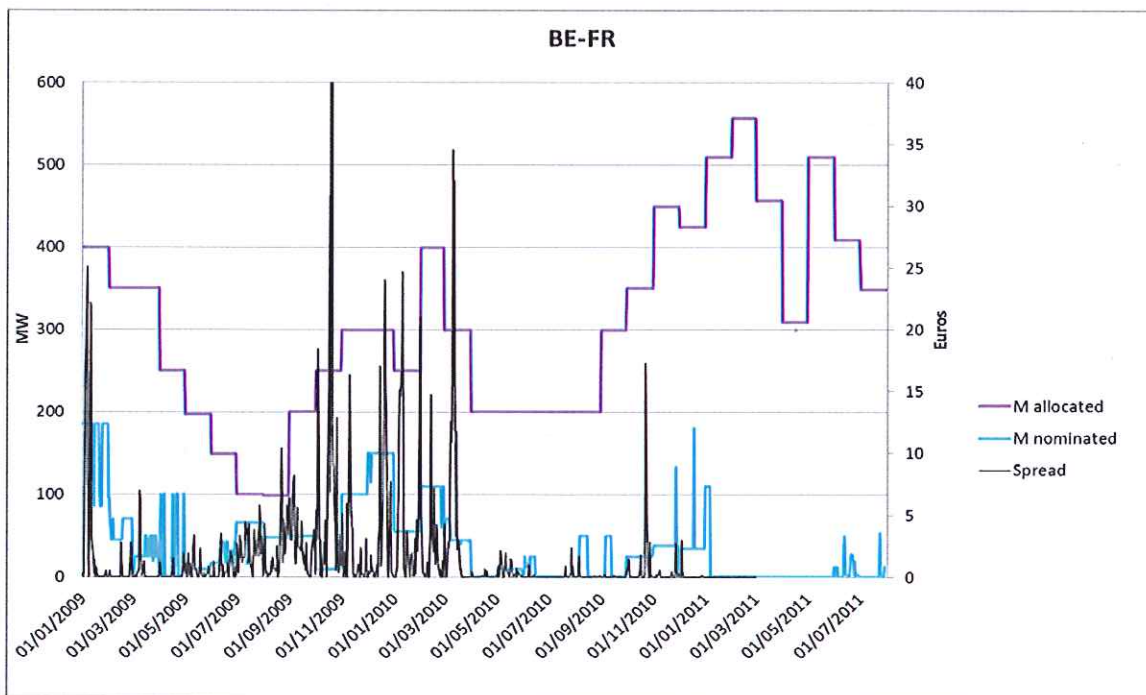


Figure 27: Month allocated capacity, month nominations and DA market spread in the direction Belgium to France.

CONFIDENTIAL

CONFIDENTIAL

4.4 Market coupling

4.4.1 Market coupling results

As from the Market Coupling since Nov 10th 2011, the full CWE-convergence was obtained in more than 45% in November and December 2010 and increased towards over 75% in Q1 2011. As from April, due to nuclear moratorium in Germany, the full convergence decreased to app. 65% with mainly Belgium and France being coupled in over 95% of the time. As from June 2011, the full price convergence dropped further to 50% and there is a de facto decoupling between Belgium and France on one side and Germany and the Netherlands on the other side. The price convergence between France and Belgium was 70%, 85% and 98% for the periods 2009, 2010 (till November) and November 2010 till end of July 2011. This is clearly shown in Figure 30.

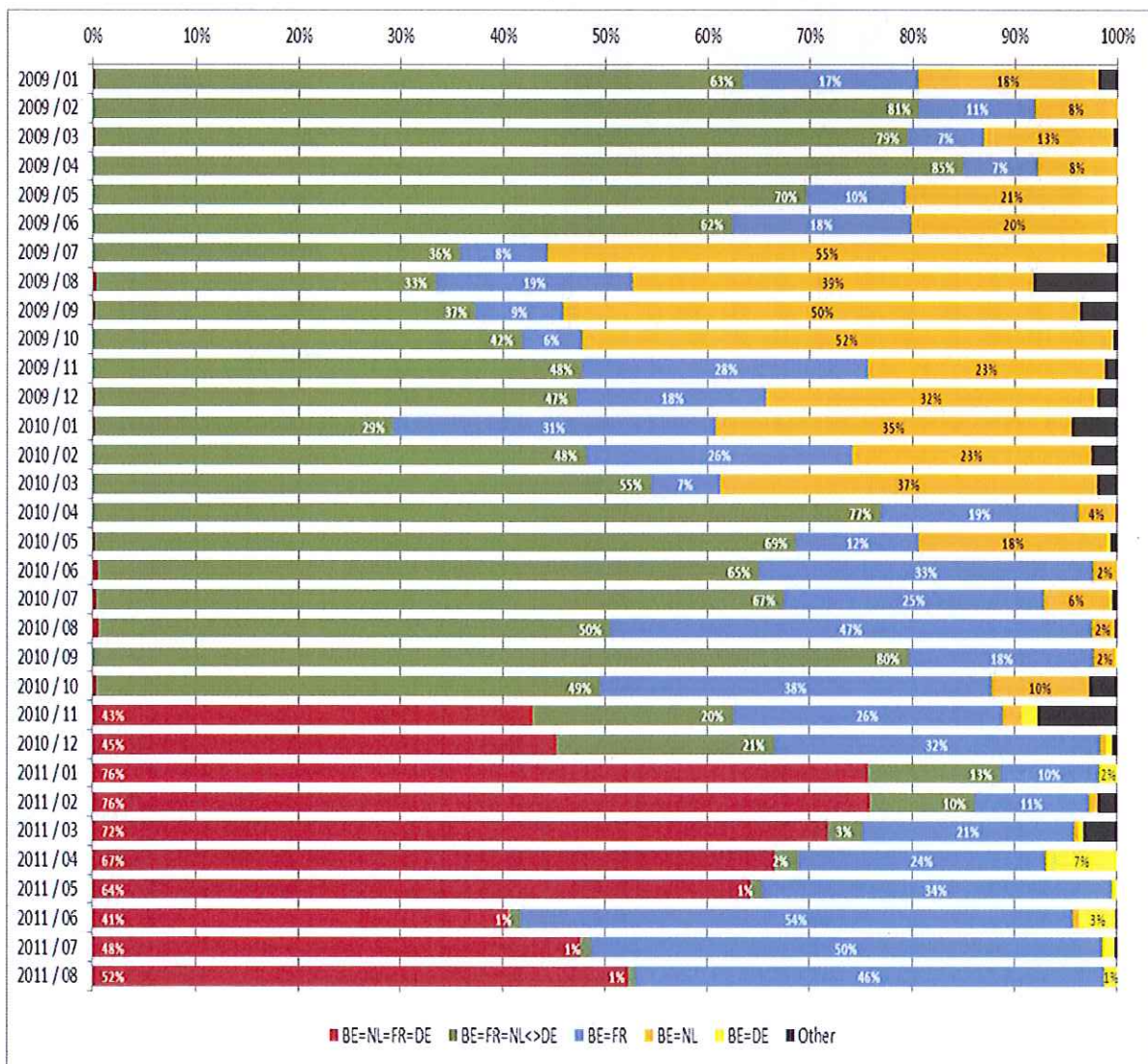


Figure 30 : Price convergence in CWE region

Figures 31 & 32 below show the daily average price evolution and price convergence in the CWE-region.

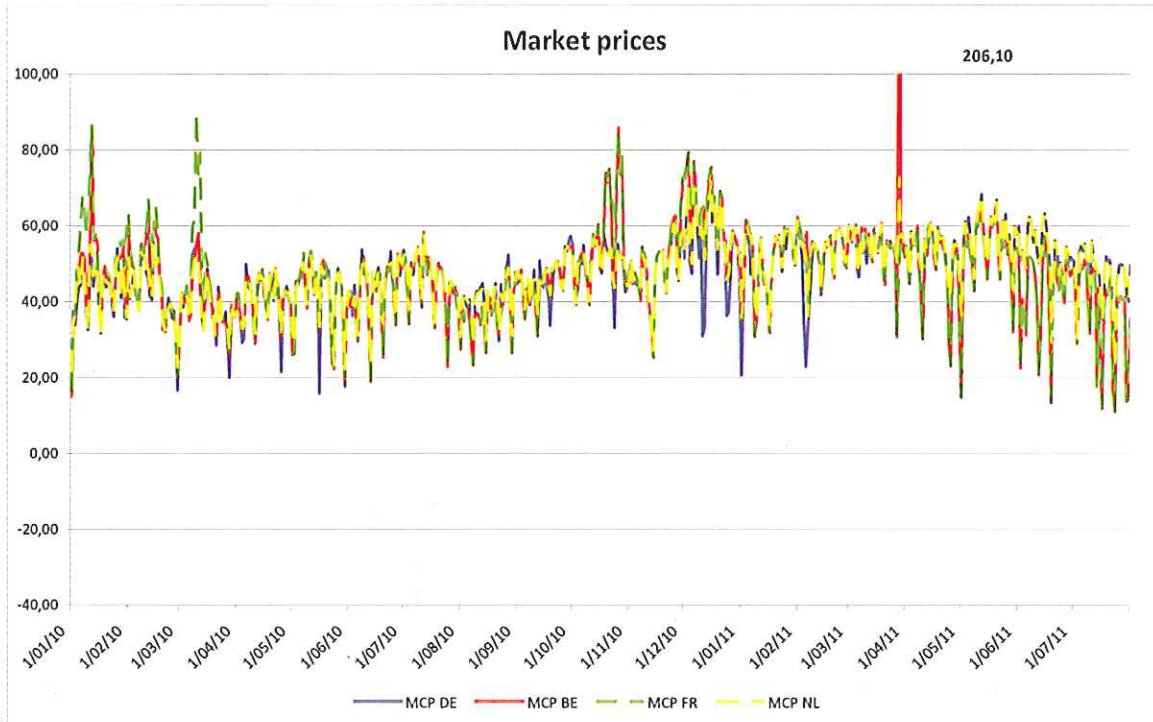
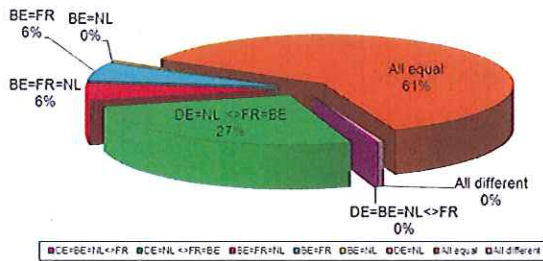


Figure 31 : daily baseload prices in CWE-region

Price convergence in CWE (from 10/11/2010 onwards)



Price convergence in CWE (June 2011)

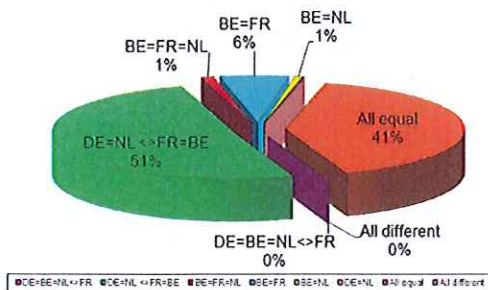


Figure 32 : price convergence in CWE-region

4.4.2 Use of daily capacities

In Figure 33 we look at the relationship between the available ATC for market coupling in both directions and the day ahead market spread. Lower NTC in summer months push the ATC downwards. In the direction BE → FR, the long term nominations in beginning of 2010 reduce the ATCd-1 in this direction. The same occurs in the direction FR → BE as from January 2011. Also the bilateral coupling between France and Belgium since Nov 10th 2010 can be observed as there is quasi no spread between France and Belgium.

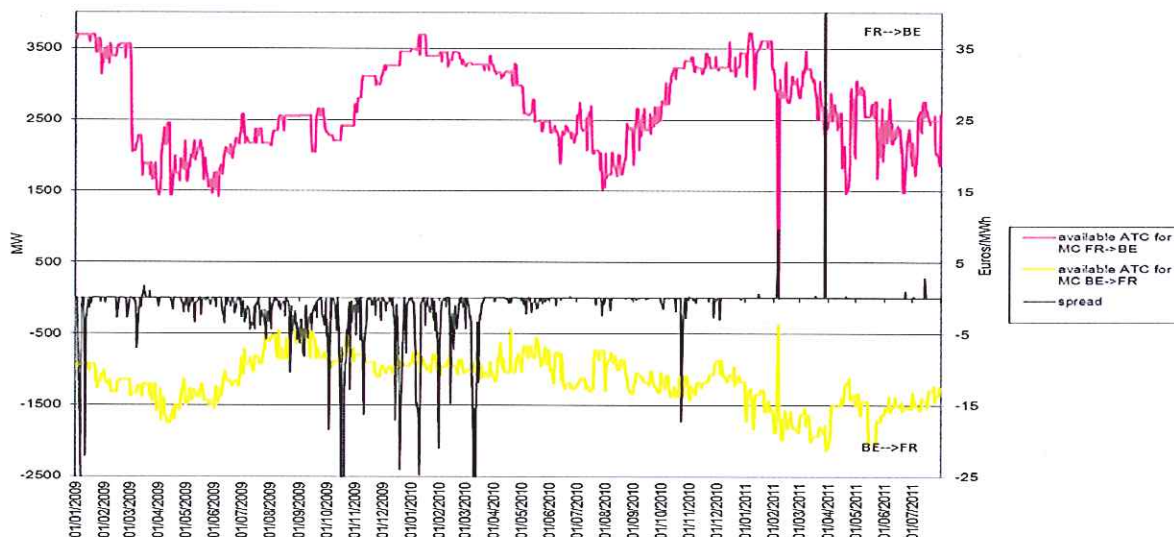


Figure 33: The day-ahead market spread and the available ATC for MC for both directions.

In Figure 34 we depict the DA nominations as well as the ATCd-1 in both directions. Whereas congestion mainly occurred in the direction BE → FR in 2010, the directional switch to FR → BE is clearly noticed but as the physical capacity is higher, less congestion occurs (cfr. Figure 9).

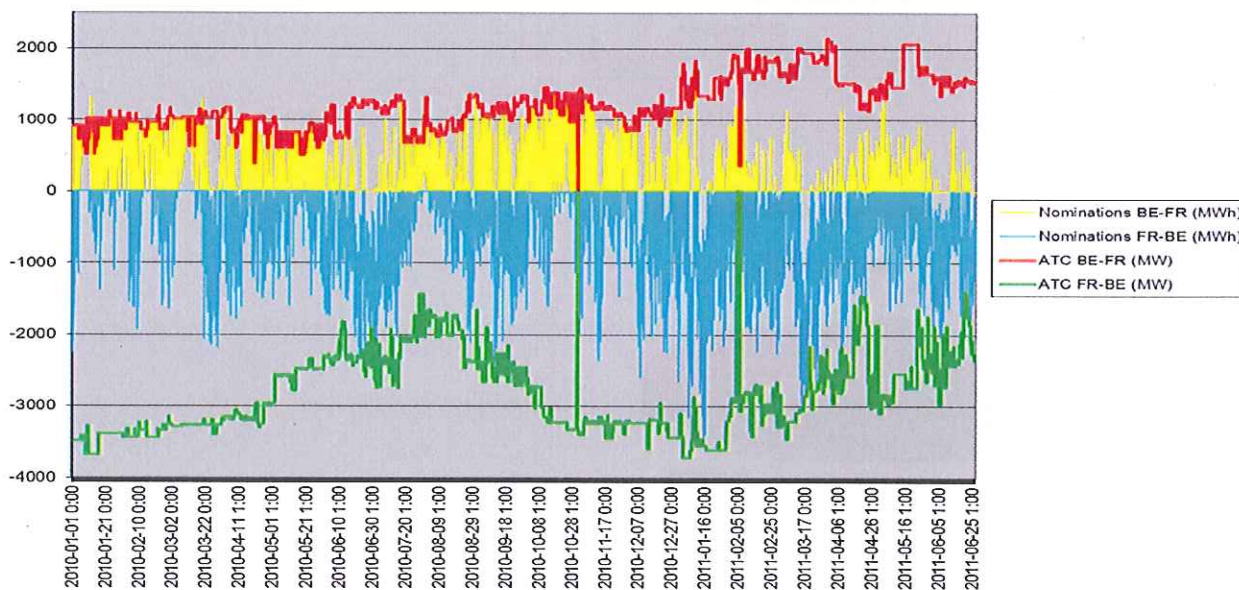


Figure 34: Market Coupling flows and the available ATC for Market Coupling for both directions.

4.4.3 Market resilience indicator Belpex

Market resilience, or market depth, indicates the price sensitivity due to an increase in offer or demand on the market. Resilience is calculated taking into account the ATCd-1 and the availability of block bids. Because of the importance of this indicator, the analysis reruns the fixing on the 4 markets based on historical order books of Belpex, APX, EPEX France and EPEX Germany (since CWE Market Coupling from Nov 10th 2010) for 6 different scenarios:

- An increased offer of 50, 250 or 500 MW at any price for each hour.
- An increased demand of 50, 250 or 500 MW at any price for each hour.

Table 14 shows the resulting price difference for each scenario on the average baseload, peakload and off-peak price, compared to the historical prices on Belpex, per Year.

For 2009:

Price (in €/MWh)	37,41	38,42	39,18	39,36	39,54	40,22	41,19
Delta	-1,95 €	-0,94 €	-0,18 €	0,00 €	0,18 €	0,86 €	1,83 €
volume	-500 MW	-250 MW	-50 MW	0	50 MW	250 MW	500 MW

For 2010;

price (in €/MWh)	44,66	45,48	46,14	46,30	46,46	47,09	47,88
Delta	-1,64 €	-0,82 €	-0,16 €	0,00 €	0,16 €	0,79 €	1,57 €
volume	-500 MW	-250 MW	-50 MW	0	50 MW	250 MW	500 MW

For 2011 (till end of June)

Price (in €/MWh)	49,97	50,52	50,98	51,11	51,23	51,69	52,33
delta	-1,14 €	-0,59 €	-0,13 €	0,00 €	0,12 €	0,58 €	1,23 €
volume	-500 MW	-250 MW	-50 MW	0	50 MW	250 MW	500 MW

Table 14: price difference for each scenario on the average baseload, peakload and off-peak price, compared to the historical prices on Belpex, per Year

As can be derived from figure 35 below, the resilience on Belpex is getting more robust and hence liquidity is improving.

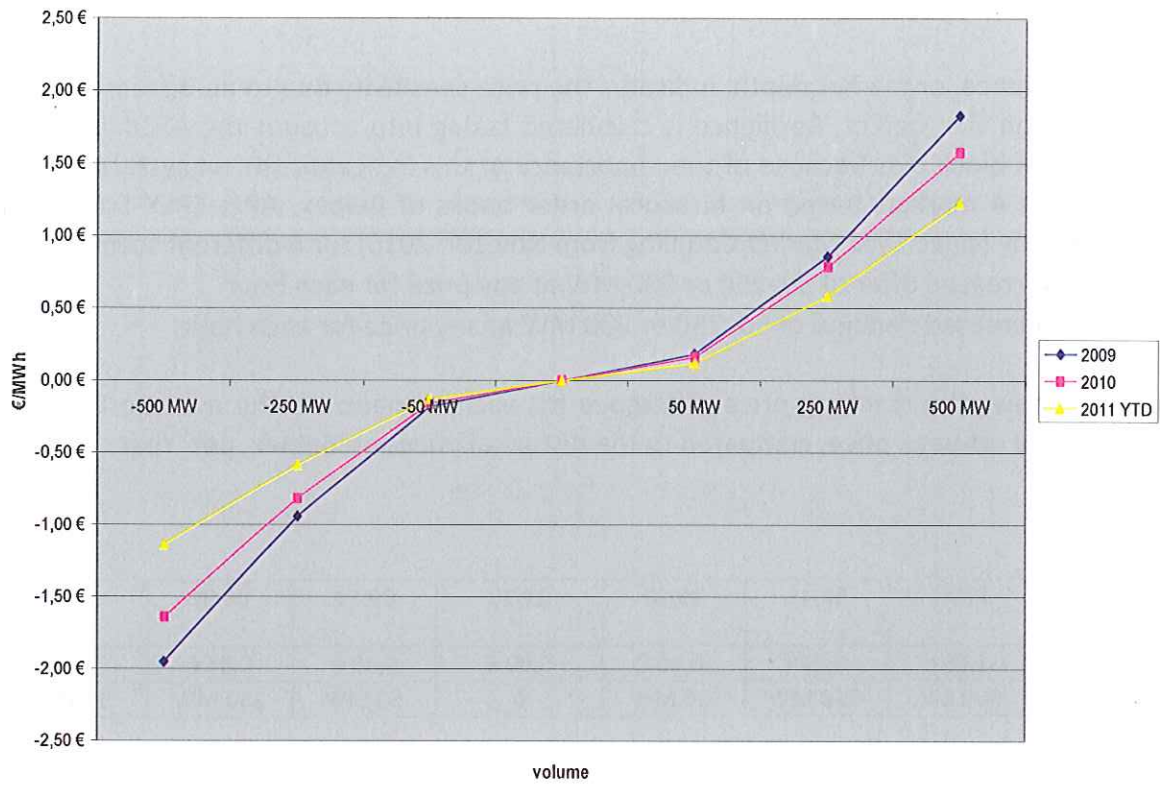


Figure 35: average market resilience for years 2009, 2010 and 2011 (till end of June)

5 Conditions for implementing Financial Transmission Rights (FTR)

ELIA and RTE are referring to the ENTSO-E answer on the draft Framework Guidelines on Capacity Allocation and Congestion Management from June 10th 2011 where the evolution towards FTRs is presented as a possible next step after analysis of financial, regulatory and legal implications. More precisely, the evolution towards FTRs shall be subject to certain preconditions, such as:

- The existence of robust and liquid market prices on both sides of an interconnection;
- Price Market coupling in the day-ahead market timeframe;
- A proven (e.g. via UIOSI percentages of financial usage) interest of market participants in FTRs;
- The clarification of the firmness definition related to FTRs and hence the risk issues for TSOs. This involves in particular the entitlement to fully recover all costs associated with ensuring payments to FTR holders. Where gains from market transactions are not sufficient TSOs should be allowed to use auction revenues and / or tariff increases as funding sources.
- The clarification of the governance implications of the product, in particular, if a product linked to the physical capacity can be considered or not a mere financial instrument. In relation to the last of these preconditions, the impact of financial regulation on FTRs and on the entities auctioning them will also have to be assessed before the implementation of these FTRs. It is important to mention in this regard that there is a legislative process in course for the revision of directives such as the Markets in Financial Instruments Directive – MiFID mainly, and other regulations like the European Market Infrastructure Regulation – EMIR or the Regulation on Market Integrity and Transparency – REMIT. The final content of these directives, which is under review at this moment, may have or may not have implications for entities issuing FTRs.

The upcoming Network Code on Forward Markets should detail the possible evolution from PTR with UIOSI towards FTRs.

Moreover the regional approach with respect to the FTR study to be performed by the TSOs was also put forward in the draft workplan 2011-2014 of the CWE NRAs. Also the ENTSO-E response on the ACER cross-regional roadmaps of Sep 9th 2011 advocated a pan-regional or even multi-regional step as preferential.

Finally, the outcome of the Market Consultation held on June 29th did not reveal a clear consensus amongst respondents or participants amongst the introduction of FTRs. Most respondents or participants attach a lower priority to the introduction of FTRs compared to other regional market integration projects. However, there is a clear consensus that when implementing FTRs, this should occur on a regional level in the form of options with full financial firmness.

6 Market Consultation

On June 29th, ELIA and RTE held a Market Consultation on the current capacity split rules and the introduction of FTRs. The Minutes of Meeting from this Market Consultation were sent to all BRPs in France and Belgium for their comments on July 25th. On August 22nd the approved Minutes of Meetings were circulated. The conclusions are stated below:

While there is no consensus about the necessity to change the current split and, if so, how this should be done, one may say that on average most respondents and participants do not have strong objections to the current principles. There seems to be some agreement on introducing more symmetry in the split rules, symmetry that could be used at the benefit of the longer term capacities. During the workshop, there was however agreement that, if any, any change to the current split rules should be an "evolution" and not a "revolution". Disruption of something of which most market participants recognize the well-functioning (and the importance) should be avoided.

There is no consensus regarding the opportunity to shift from PTR UIOSI to FTRs. Amongst those participants/respondents advocating a shift towards FTRs there is a higher preference for options instead of obligations, as well as regional (as opposed to the introduction on just one border) implementation. This notwithstanding, most respondents/participants attach a lower priority to the introduction of FTRs compared to other regional market integration projects.

In Annex 3 the presentation shown at the Market Consultation can be found.

In Annex 4, the Minutes of Meeting of the Market Consultation can be found.

7 Efficiency of proposed split rules

Taking into account the findings of the analysis's presented in the present document as well as the outcome of the Market Consultation held on June 29th, we developed a new proposal for capacity split rules whereby :

1. From the year NTC, reservation of 200MW capacity for the monthly allocation (MAmin) and 200MW of capacity for the daily allocation (DAmin) (through market coupling), the remaining capacity being allocated as year ATC

- $ATCy = NTCy - MAmin - DAmin$ with $MAmin = 200MW$ and $DAmin = 200MW$

Aforementioned split rule holds for both the FR-BE as well as the BE-FR direction.

2. The remaining month NTC (i.e. the $NTCm$ after deduction of the $ATCy$ and capacity reservations for month (MAmin) and day allocation (DAmin)) is split as follows

In the direction FR → BE: 25% to the monthly capacity and 75% to the daily capacity
The month ATC is then equal to:

- $ATCm = MAmin + 0,25 (NTCm - ATCy - MAmin - DAmin)$

In the direction BE → FR: 50% to the monthly capacity and 50% to the daily capacity
The month ATC is then equal to:

- $ATCm = MAmin + 0,50 (NTCm - ATCy - MAmin - DAmin)$

In case the reserved capacities for month and day ahead are not available when determining the capacity to allocate at the monthly auction the available capacity will be equally allocated to the month and daily capacity.

All aforementioned split rules must be considered independent of any capacity resales from year to month (any capacity resale from year to month to be added to the $ATCm$).

In the CREG Monitoring Report 2010 (Study 1050 par 82 and 84) it is stated that auctioning capacity above 150MW in the direction FR → BE and above 100MW in the direction BE → FR removes the observed negative correlation between market concentration of purchased capacity (HHI-index) and the monthly auctioned capacity. The proposed split rule does away with this negative correlation.

One of the outcomes of the market consultation was that whatever change Elia and RTE would introduce, it should not prove disruptive compared to the current market outcomes which have been generally recognized. To assess the robustness of the proposed new split rules ELIA and RTE have rerun the market coupling based on historical data (order books and NTCs) but taking into account the proposed split rules as well as some more conservative assumptions regarding nominations behavior (respectively 30% and 50% nominated year

and month capacities⁶) The year ahead allocations are not changed as the sum of both day and month ahead reservations in the proposal is equal to the 400MW reservation in past and current split rules.

Finally, we assume that non-economic nominations do not occur, which is motivated by the less than 1% occurrence ratios shown in Table 11 & 12. The assumed nomination levels of 30% and 50% are more conservative than the current nomination levels. These are depicted in table 15. During the CWE Market Coupling period, on average 14,46% of allocated capacity in the direction FR → BE was nominated. In the direction France to Belgium, this ratio is app. 6,84%. However at some moments the nomination level peaked at 29,2% in the direction France to Belgium and 45,1% in the direction Belgium to France when observed. Hence, the choice of running the simulation also with conservative nomination levels to check the robustness of the proposed split rules also in stressed situations (which do occur) on the BE-FR border.

	FR → BE		BE → FR	
	Average nominated capacity [MW]	Average ratio of nominated capacity to allocated capacity [%]	Average nominated capacity [MW]	Average ratio of nominated capacity to allocated capacity [%]
2009	103	7.17	150	23.07
2010 (until 10 th of November)	39	2.62	190	28.09
10 th of November 2010 until 31 st of July 2011	250	14.46%	58	6.84%

Table 16: Overview of nominated capacities and ratio to allocated capacity

Table 17 describes the impact of these 2 scenarios on the CWE-price convergence for the CWE MC period (from 10/11/2011 till 31/7/2011).

Price convergence [%]	Sc1 : @ 30% nominations	Sc2 : @ 50% nominations	Historical price convergence
10 th of November 2010 until 31 st of July 2011	61.54%	61.11%	62,12%

Table 17: CWE-price convergence with different level of nominations

As can be derived from the table above, the new proposed split rules have minor impact on the price convergence in both scenarios. When looking at the price convergence between France and Belgium in table 18, we again observe no significant change versus the historical convergence.

FR = BE [%]	Sc1 : @ 30% nominations	Sc2 : @ 50% nominations	Historical price convergence
10 th of November 2010 until 31 st of July 2011	96.93%	95.85%	99.2%

Table 18: price convergence between France and Belgium with different level of nominations

⁶ It needs to be noted that these conservative nomination behavior has only been assumed for the BE-FR border and not for the other CWE borders.

This analysis indicates that the available day ahead capacity for market coupling (ATCd-1) with the new proposed split rules would still be high enough to guarantee an equivalent price convergence. In Table 19 the ATCd-1 in the direction France to Belgium is shown.

In the direction FR → BE, the new split rules result on average in 329MW (sc1) and 726MW (sc2) less resales and resulting DA capacity without a significant impact on the expected price convergence.

ATC FR→BE (in MW)	Sc1 : @ 30% nominations	Sc2 : @ 50% nominations	Historical ATC FR → BE
10 th of November 2010 until 31 st of July 2011	2424MW	2057MW	2783MW

Table 19: average ATCd-1 in the direction France to Belgium with different level of nominations

Also the direction BE → FR, the new split rules result on average in 398MW (sc1) and 534MW (sc2) less resales and resulting DA capacity without a significant impact on the expected price convergence.

ATC BE→FR (in MW)	Sc1 : @ 30% nominations	Sc2 : @ 50% nominations	Historical ATC FR → BE
10 th of November 2010 until 31 st of July 2011	1094MW	958MW	1492MW

Table 20: average ATCd-1 in the direction Belgium to France with different level of nominations

When looking at the market prices for these scenarios, we observe in table 21 that the delta between the historical and the simulated prices does not result in a significant occurrence of price peaks for the CWE period (10/11/2010 till 31/7/2011). However, the price peaks are for some hours significant (> 10€/MWh)

For Scenario 1 : @ 30% nominations

In €/MWh	Delta BE	Delta DE	Delta FR	delta NL
<-2	0.19%	0.08%	0.43%	0.02%
>2	1.72%	0.02%	0.02%	0.53%
<-5	0.10%	0.02%	0.08%	0.00%
>5	1.17%	0.00%	0.02%	0.19%
<-10	0.00%	0.02%	0.02%	0.00%
>10	0.59%	0.00%	0.00%	0.06%
Max price increase	45.90€	3.10€	5.50€	12.89€
Max price decrease	9.20€	82.88€	11.59€	2.42€

Table 21: delta between simulated market prices and historical market prices and in scenario 1 with 30% nominations

In general, the price increased only in 1,72% of the concerned 6288 hours⁷, i.e. 108 hours, with more than 2€/MWh versus the historical price. In 37 hours, the price increased with more than 10€/MWh. The highest price peaks are mainly observed for July 14th (top 11 hours of the 37 with increases higher than 10€/MWh) with a maximum increase of 45,9 €/MWh. On July 14th, Belgium is bilaterally coupled with France and Germany and the Netherlands are bilaterally coupled as well. Due to reduced DA coupling capacity with France, Belgium is decoupling from France and sees either steep price increases or either is coupling with high priced Germany and the Netherlands. In 4 out of the 37 hours, the Netherlands are experiencing an identical price peak as Belgium, whereas France and Germany are hardly impacted

For scenario 2: @ 50% nominations

In €/MWh	Delta BE	Delta DE	delta FR	delta NL
<-2	0.46%	0.10%	0.59%	0.08%
>2	2.30%	0.05%	0.02%	0.97%
<-5	0.21%	0.02%	0.10%	0.00%
>5	1.55%	0.00%	0.02%	0.45%
<-10	0.02%	0.02%	0.02%	0.00%
>10	0.85%	0.00%	0.00%	0.26%
Max price increase	45.90€	4.03€	5.50€	27.11€
Max price decrease	12.11€	82.88€	11.59€	4.12€

Table 22: delta between simulated market prices and historical market prices and in scenario 1 with 50% nominations

In the 2nd scenario shown in table 22, the price increased in 2,30% of the concerned 6288 hours⁸, i.e. 144 hours, with more than 2€/MWh versus the historical price. In 53 hours (0,85%), the price increased with more than 10€/MWh. In only 1 hour the price decreased with more than 10€/MWh (12,11€/MWh on November 27th). The highest price peaks are again mainly observed for Dec 7th (prices going up to 145€/MWh for hour 18 with Belgium being an isolated price zone versus 105€/MWh in a fully coupled situation) and for July 14th (11 hours of the 53 with increases higher than 10€/MWh) with a maximum increase of 45,9€/MWh for that day. In 14 out of the 53 hours, the Netherlands are experiencing an identical price peak as Belgium, whereas France and Germany are hardly impacted..

Hence, the main issue is with July 14th where lower ATCd-1 results in less coupling with low priced France for 12 hours in both scenarios. In more than 20% of the cases in both scenarios, Belgium and the Netherlands experience identical price peaks and are coupled. In these cases, Belgium is decoupling from France due to lower ATCd-1.

As a conclusion, the simulations based on historical order books and NTC values but taking into account the new split rules and some more conservative assumptions regarding the nomination behavior of market participants on the Belgium-French border, showed no significantly impact on the average price convergence in CWE-region but showed that for a

⁷ February 5th and March 28th are not included

⁸ February 5th and March 28th are not included

limited number of specific hours (i.e. with low prices in France compared to Germany and the Netherlands) a decoupling between Belgium and France accompanied by price peaks in Belgium. Their occurrence remains nevertheless limited.

Based on the results of the performed simulations and considering their (by definition) approximate and imperfect character ELIA and RTE believe that the proposed split rules should not be disruptive compared to the current market outcome and hence responding to one of the outcomes of the Market Consultation held at June 29th 2011.

8 Proposed capacity split rules for 2012

In line with the findings of the analysis's presented in the present document, outcome of the Market Consultation (see section 6) and the conclusions of the efficiency analysis (see section 7), we submit the following capacity split rules for 2012 to the CREG and CRE for approval:

1. From the year NTC, reservation of 200MW capacity for the monthly allocation (MAmin) and 200MW of capacity for the daily allocation (DAmin) (through market coupling), the remaining capacity being allocated as year ATC

- $ATC_y = NTC_y - MA_{min} - DA_{min}$ with $MA_{min} = 200MW$ and $DA_{min} = 200MW$

Aforementioned split rule holds for both the FR-BE as well as the BE-FR direction.

2. The remaining month NTC (i.e. the NTC_m after deduction of the ATC_y and capacity reservations for month (MA_{min}) and day allocation (DA_{min})) is split as follows

In the direction FR → BE: 25% to the monthly capacity and 75% to the daily capacity
The month ATC is then equal to:

- $ATC_m = MA_{min} + 0,25 (NTC_m - ATC_y - MA_{min} - DA_{min})$

In the direction BE → FR: 50% to the monthly capacity and 50% to the daily capacity
The month ATC is then equal to:

- $ATC_m = MA_{min} + 0,50 (NTC_m - ATC_y - MA_{min} - DA_{min})$

In case the reserved capacities for month and day ahead are not available when determining the capacity to allocate at the monthly auction, the available capacity will be equally allocated to the month and daily capacity.

All aforementioned split rules must be considered independent of any capacity resales from year to month (any capacity resale from year to month to be added to the ATC_m).

Concretely, this repartition between year, month and day ahead capacity gives the following results for different values of NTC_y and NTC_m in the direction France to Belgium as shown in table 23 and Belgium to France as shown in table 24.

In the direction France to Belgium

NTC y	NTC m	ATCy	ATCm	DA	capacity ATCy+ATCm	capacity DA
1600	1600	1200	200	200	88%	13%
	1700	1200	225	275	84%	16%
	1850	1200	262,5	387,5	79%	21%
	1950	1200	287,5	462,5	76%	24%
	2150	1200	337,5	612,5	72%	28%
	2350	1200	387,5	762,5	68%	32%

NTC y	NTC m	ATCy	ATCm	DA	capacity ATCy+ATCm	capacity DA
1700	1700	1300	200	200	88%	12%
	1850	1300	237,5	312,5	83%	17%
	1950	1300	262,5	387,5	80%	20%
	2150	1300	312,5	537,5	75%	25%
	2350	1300	362,5	687,5	71%	29%

NTC y	NTC m	ATCy	ATCm	DA	capacity ATCy+ATCm	capacity DA
1850	1850	1450	200	200	89%	11%
	1950	1450	225	275	86%	14%
	2150	1450	275	425	80%	20%
	2350	1450	325	575	76%	24%

NTC y	NTC m	ATCy	ATCm	DA	capacity ATCy+ATCm	capacity DA
1950	1950	1550	200	200	90%	10%
	2150	1550	250	350	84%	16%
	2350	1550	300	500	79%	21%

NTC y	NTC m	ATCy	ATCm	DA	capacity ATCy+ATCm	capacity DA
2150	2150	1750	200	200	91%	9%
	2350		250	350	85%	15%

NTC y	NTC m	ATCy	ATCm	DA	capacity ATCy+ATCm	capacity DA
2350	2350	1950	200	200	91%	9%

Table 23: Year Ahead, Month Ahead and Day Ahead reserved capacities with proposed split rule for different values of NTCy and NTCm in the direction France to Belgium

In the direction Belgium to France

<u>NTC y</u>	<u>NTC m</u>	<u>ATCy</u>	<u>ATCm</u>	<u>DA</u>	<u>capacity</u> ATCy+ATCm	<u>capacity DA</u>
600	600	200	200	200	67%	33%
	700		250	250	64%	36%
	800		300	300	63%	38%
	900		350	350	61%	39%
	1000		400	400	60%	40%
	1200		500	500	58%	42%

<u>NTC y</u>	<u>NTC m</u>	<u>ATCy</u>	<u>ATCm</u>	<u>DA</u>	<u>capacity</u> ATCy+ATCm	<u>capacity DA</u>
700	700	300	200	200	71%	29%
	800		250	250	69%	31%
	900		300	300	67%	33%
	1000		350	350	65%	35%
	1200		450	450	63%	38%

<u>NTC y</u>	<u>NTC m</u>	<u>ATCy</u>	<u>ATCm</u>	<u>DA</u>	<u>capacity</u> ATCy+ATCm	<u>capacity DA</u>
800	800	400	200	200	75%	25%
	900		250	250	72%	28%
	1000		300	300	70%	30%
	1200		400	400	67%	33%

<u>NTC y</u>	<u>NTC m</u>	<u>ATCy</u>	<u>ATCm</u>	<u>DA</u>	<u>capacity</u> ATCy+ATCm	<u>capacity DA</u>
900	900	500	200	200	78%	22%
	1000		250	250	75%	25%
	1200		350	350	71%	29%

<u>NTC y</u>	<u>NTC m</u>	<u>ATCy</u>	<u>ATCm</u>	<u>DA</u>	<u>capacity</u> ATCy+ATCm	<u>capacity DA</u>
1000	1000	600	200	200	80%	20%
	1200		300	300	75%	25%

<u>NTC y</u>	<u>NTC m</u>	<u>ATCy</u>	<u>ATCm</u>	<u>DA</u>	<u>capacity</u> ATCy+ATCm	<u>capacity DA</u>
1200	1200	800	200	200	83%	17%

Table 24: Year Ahead, Month Ahead and Day Ahead reserved capacities with proposed split rule for different values of NTCy and NTCm in the direction Belgium to France

ELIA and RTE believe that the new split rules:

- Introduces more symmetry between import and export
- Allocates a higher share of the capacity to the longer term horizons
- Proves robust and not disruptive compared to current market outcomes
- Takes due account of the observations made by the CREG regarding the functioning of the auctioning of monthly capacity rights for the French-Belgian border.

The proposal for capacity split is independent from the available NTCy on the BE-FR border as will be determined following a coordinated process between all CWE TSOs early November 2011.

