



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel.: 02/289.76.11
Fax: 02/289.76.09

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

BESLISSING

(B) 071122-CDC-729

over de

'aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de N.V. Elia System Operator betreffende de methoden voor congestiebeheer en de methoden voor de toekenning van de beschikbare capaciteit aan de toegangsverantwoordelijken op de koppelverbinding Frankrijk-België'

genomen met toepassing van artikelen 180, §2, en 183, §2 van het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe

22 november 2007

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) onderzoekt hierna, op basis van artikel 180, §2, en 183, §2, van het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe (hierna: het technisch reglement), het voorstel van de N.V. Elia System Operator (hierna: Elia) betreffende de methoden voor congestiebeheer en de methoden voor de toekenning van de beschikbare capaciteit op de koppelverbinding Frankrijk-België aan de toegangsverantwoordelijken.

Artikel 180, §2, van het technisch reglement bepaalt dat de methoden voor congestiebeheer, alsook de veiligheidsregels, aan de CREG ter goedkeuring ter kennis worden gebracht door de netbeheerder.

Artikel 183, §2, van het technisch reglement bepaalt dat de methoden voor de toekenning aan de toegangsverantwoordelijken van de beschikbare capaciteit voor energie-uitwisselingen met de buitenlandse netten, aan de CREG ter goedkeuring ter kennis worden gebracht door de netbeheerder.

Het voorstel betreffende de regels voor de verdeling van de capaciteit tussen de verschillende tijdhorizonten, zoals gewijzigd, werd door Elia per brief van 24 oktober 2007 aan de CREG bezorgd (en door de CREG op dezelfde datum ontvangen). Het door Elia ingediende dossier bestaat uit de volgende documenten: de beknopte analyse en de initiële voorstellen van Elia en RTE betreffende de verdeling van de capaciteit tussen de verschillende tijdhorizonten op de koppelverbinding Frankrijk-België voor het jaar 2008, voorgesteld op de overlegbijeenkomst van 1 oktober 2007, de analyses en gedetailleerde opmerkingen van de netbeheerders, het verslag van de overlegbijeenkomst van 1 oktober 2007, een kopie van de commentaar die de netbeheerders vóór de overlegbijeenkomst ontvingen en het voorstel van de netbeheerders inzake de verdeling van de capaciteit voor het jaar 2008.

Deze beslissing is opgesplitst in vier delen. Het eerste deel is gewijd aan het wettelijke kader. In het tweede deel worden de antecedenten van de beslissing toegelicht. Het derde deel ontleedt de voorgestelde gewijzigde methoden voor congestiebeheer en voor de toekenning

van capaciteit op de Frans-Belgische grens. Het vierde deel, tenslotte, bevat de eigenlijke beslissing.

Als bijlage bij deze beslissing worden een kopie van het voorstel van de netbeheerders inzake de verdeling van de capaciteit voor het jaar 2008 gevoegd, evenals de beknopte analyse en de initiële voorstellen van Elia en RTE, de analyses en gedetailleerde opmerkingen van de netbeheerders, het verslag van de overlegbijeenkomst van 1 oktober 2007, een kopie van de commentaar die de netbeheerders vóór de overlegbijeenkomst ontvingen en die Elia per brief van 24 oktober 2007 aan de CREG ter kennis heeft gebracht.

Op zijn vergadering van 22 november 2007 nam het Directiecomité van de CREG de onderhavige beslissing.

////

I. WETTELIJK KADER

I.1. Richtlijn 2003/54/EG van het Europees Parlement en van de Raad van 26 juni 2003 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en houdende intrekking van richtlijn 96/92/EG

1. Richtlijn 2003/54/EG van het Europees Parlement en de Raad van 26 juni 2003 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en houdende intrekking van richtlijn 96/92/EG (hierna: richtlijn 2003/54/EG) legt in haar artikel 9.e) een algemene verplichting op volgens dewelke de netbeheerder de niet-discriminatie tussen gebruikers of categorieën van gebruikers van het net, met name ten gunste van verwante bedrijven, moet waarborgen.

Richtlijn 2003/54/EG benadrukt meer bepaald het principe van de niet-discriminerende toegang tot het transmissiesysteem in artikel 20.1, dat bepaalt dat de Lidstaten erop dienen toe te zien dat voor alle in aanmerking komende klanten een systeem van toegang voor derden tot de transmissie- en distributienetten wordt ingevoerd. Dit systeem, gebaseerd op gepubliceerde tarieven, moet objectief en zonder discriminatie tussen de gebruikers van het net worden toegepast.

Artikel 20.2 van richtlijn 2003/54/EG bepaalt onder meer dat de transmissienetbeheerder de toegang kan weigeren als hij niet over de nodige capaciteit beschikt.

Artikel 23.1.a) van richtlijn 2003/54/EG heeft betrekking op de regelgevende instanties en voorziet dat ze, ten minste, verantwoordelijk moeten zijn voor het garanderen van non-discriminatie, daadwerkelijke mededinging en een doeltreffende marktwerking ten aanzien van de voorschriften inzake het beheer en de toekenning van koppelingcapaciteit, in overleg met de regelgevende instanties van de Lidstaten waarmee een koppeling bestaat.

I.2. Verordening (EG) Nr. 1228/2003 van het Europees Parlement en de Raad van 26 juni 2003 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit

2. De CREG herinnert eraan dat, krachtens de bepalingen van artikel 249 van het Verdrag tot oprichting van de Europese Gemeenschap, verordening nr. 1228/2003 een algemene draagwijdte heeft, in al zijn elementen bindend is en rechtstreeks van toepassing is in iedere Lidstaat.

3. Artikel 6.1 preciseert dat de congestieproblemen op het net moeten worden aangepakt met niet-discriminerende, aan de markt gerelateerde oplossingen waarvan voor de marktdeelnemers en de betrokken transmissiesysteembeheerders efficiënte economische signalen uitgaan.

4. Artikel 6.2 van verordening nr. 1228/2003 bepaalt dat de procedures om transacties te beperken slechts mogen worden toegepast in noodsituaties wanneer de transmissiesysteembeheerder snel moet optreden en redispatching of compensatiehandel niet mogelijk is, en dat, behoudens gevallen van overmacht, de marktdeelnemers aan wie een capaciteit werd toegekend, moeten worden vergoed voor elke beperking.

5. Artikel 6.3 bepaalt dat marktdeelnemers de beschikking krijgen over de maximale capaciteit van de koppelverbindingen en/of de maximale capaciteit van de transmissiesystemen waarmee grensoverschrijdende stromen worden verzorgd, in overeenstemming met de voor een bedrijfszekere exploitatie van het net geldende veiligheidsnormen.

6. Artikel 6.4 betreft het tijdschema van de nominaties en de herverdeling van de ongebruikte capaciteiten. Het bepaalt dat de marktdeelnemers de betrokken transmissienet-beheerders voldoende lang vóór de aanvang van de betrokken exploitatieperiode in kennis moeten stellen van hun voornemen om de toegekende capaciteit al dan niet te gebruiken. Elke ongebruikte toegekende capaciteit wordt opnieuw aan de markt toegekend volgens een open, transparante en niet-discriminerende procedure.

7. Artikel 6.5 van verordening nr. 1228/2003 bepaalt dat, voor zover dit technisch mogelijk is, de transmissienetbeheerders de behoeften aan capaciteit voor elektriciteitsstromen in tegengestelde richting over de overbelaste koppellijn moeten vereffenen, teneinde de capaciteit van deze lijn maximaal te benutten.

I.3. De nieuwe “Richtsnoeren voor het beheer en de toewijzing van beschikbare overdrachtcapaciteit op interconnecties tussen nationale systemen”

8. Overeenkomstig artikel 8(4) van verordening nr. 1228/2003 besliste de Europese Commissie de in de bijlage van deze verordening nr. 1228/2003 opgenomen richtsnoeren voor het beheer en de toekenning van beschikbare overdrachtcapaciteit op interconnecties (koppelverbindingen) tussen nationale systemen te wijzigen¹. Aldus werd een nieuwe versie van de bijlage van kracht op 1 december 2006 (hierna: de nieuwe richtsnoeren).

De bepalingen van deze nieuwe richtsnoeren die relevant zijn voor onderhavige beslissing, worden hierna weergegeven.

1. ALGEMEEN

[...]

1.9. Uiterlijk op 1 januari 2008 moeten op gecoördineerde wijze en in veilige exploitatieomstandigheden mechanismen voor het intra-dagelijkse beheer van congestie van de interconnectiecapaciteit worden opgesteld, om zo veel mogelijk handelsopportuniteiten te scheppen en een grensoverschrijdend evenwicht tot stand te brengen.

1.10. De nationale regelgevende instanties zullen regelmatig de methoden voor congestiebeheer evalueren, waarbij zij met name aandacht zullen besteden aan de naleving van de beginselen en regels die in de verordening en de richtsnoeren zijn vastgelegd en aan de voorwaarden die de regelgevende instanties zelf hebben vastgesteld op basis van die beginselen en regels. In het kader van een dergelijke evaluatie moeten alle marktspelers worden geraadpleegd en moeten gerichte studies worden uitgevoerd.

¹ Zie beslissing van de Commissie van 9 november 2006 tot wijziging van de bijlage bij verordening (EG) nr. 1228/2003 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit, PBEG, nr. L 312 van 11 november 2006, p. 59.

2. METHODEN VOOR CONGESTIEBEHEER

2.1. *De methoden voor congestiebeheer moeten op de markt gebaseerd zijn, zodat een efficiënte grensoverschrijdende handel wordt gefaciliteerd. Daarom zal capaciteit alleen worden toegewezen door expliciete (capaciteit) of impliciete (capaciteit en energie) veilingen. Beide methoden mogen worden gebruikt voor een en dezelfde interconnectie. Met betrekking tot intra-day handel is continuhandel mogelijk.*

2.2. *Afhankelijk van de concurrentievoorwaarden moeten de mechanismen voor congestiebeheer zowel lange- als kortetermijntoewijzing van transmissiecapaciteit mogelijk maken.*

2.3. *Bij elke procedure van capaciteitstoewijzing wordt een voorgeschreven gedeelte van de beschikbare interconnectiecapaciteit toegewezen, alsook de resterende capaciteit die niet eerder is toegewezen en alle capaciteit die is vrijgegeven door de begunstigen van eerdere toewijzingen.*

[...]

2.5. *De toegangsrechten voor toewijzingen op lange en middellange termijn moeten vaste transmissiecapaciteitsrechten zijn. Voor deze toegangsrechten gelden de beginselen “use-it-or-lose-it” of “use-it-or-sell-it” op het ogenblik van de nominering.*

2.6. *De transmissiesysteembeheerders stellen een passende structuur vast voor de toewijzing van capaciteit tussen verschillende tijdsbestekken. Hierin kan een optie zijn opgenomen om een minimumpercentage aan interconnectiecapaciteit te reserveren voor dagelijkse of “intra-day”-toewijzing. Deze toewijzingsstructuur moet worden beoordeeld door de respectievelijke regelgevende instanties. Bij het opstellen van hun voorstellen houden de transmissiesysteembeheerders rekening met:*

- a) de kenmerken van de markten,*
- b) de exploitatieomstandigheden, zoals de gevolgen van de vereffening van vaste programma's,*
- c) het niveau van harmonisering van de percentages en tijdsbestekken die zijn goedgekeurd voor de verschillende geldende mechanismen voor toewijzing van capaciteit.*

[...]

2.10. *In beginsel mogen alle potentiële marktdeelnemers zonder beperking deelnemen aan het toewijzingsproces. Om te vermijden dat problemen in verband met het mogelijke gebruik van een dominante positie door marktdeelnemers ontstaan of verergeren, mogen de bevoegde regelgevings- en/of mededingingsinstanties om redenen van marktdominantie algemene of ten aanzien van een bedrijf geldende beperkingen opleggen.*

2.11. *Voor elk tijdsbestek vindt er door de marktdeelnemers vaste nominatie plaats van hun capaciteitsgebruik bij de transmissiesysteembeheerders binnen een vastgestelde uiterste termijn. Deze uiterste termijn wordt zodanig vastgesteld dat de transmissiesysteembeheerders in staat zijn ongebruikte capaciteit opnieuw toe te wijzen voor gebruik in het volgende relevante tijdsbestek, zelfs binnen een en dezelfde dag.*

2.12. *Capaciteit mag worden verhandeld op secundaire basis voor zover de transmissiesysteembeheerder lang genoeg van tevoren hiervan in kennis wordt gesteld. Wanneer een transmissiesysteembeheerder een secundaire transactie weigert, moet hij dit op duidelijke en transparante wijze medelen en uitleggen aan alle marktdeelnemers, en moet hij de regelgevende instantie daarvan in kennis stellen.*

2.13. *De financiële gevolgen van het niet naleven van verplichtingen in verband met de toewijzing van capaciteit komen ten laste van degenen die daarvoor verantwoordelijk zijn. Wanneer marktdeelnemers geen gebruik maken van de capaciteit waartoe ze zich verbonden hebben, of, in het geval van expliciet geveilde capaciteit, deze niet verhandelen op secundaire basis of tijdig teruggeven, verliezen ze de rechten op die capaciteit en zijn ze een op de kosten gebaseerde vergoeding verschuldigd. Deze op de kosten gebaseerde vergoedingen voor het niet gebruiken van capaciteit dienen gerechtvaardigd en proportioneel te zijn. Wanneer een transmissiesysteembeheerder zijn verplichting niet nakomt, dient hij de marktdeelnemer te vergoeden voor het verlies van de capaciteitsrechten. Met andere verliezen die het gevolg zijn van het verlies van capaciteitsrechten, wordt geen rekening gehouden. De belangrijkste concepten en methoden voor het vaststellen van de aansprakelijkheid voor het niet naleven van de verplichtingen worden van tevoren uiteengezet voor wat de financiële gevolgen betreft, en dienen te worden beoordeeld door de relevante nationale regelgevende instantie(s).*

[...]

3. COÖRDINATIE

[...]

4. TIJDSHEMA VOOR MARKTOPERATIES

[...]

4.2. *De nominering van transmissierechten dient, met volle aandacht voor de netwerkveiligheid, lang genoeg van tevoren plaats te vinden, en wel vóór de “day-ahead”-sessies van alle relevante georganiseerde markten en vóór de bekendmaking van de capaciteit die zal worden toegewezen op basis van het “day-ahead”- of het “intra-day”-toewijzingsmechanisme. Om doeltreffend gebruik te maken van de interconnectie, worden nomineringen van transmissierechten in de omgekeerde richting vereffend.*

[...]

5. TRANSPARANTIE

5.1. *Transmissiesysteembeheerders publiceren alle relevante gegevens met betrekking tot de beschikbaarheid van het netwerk, de netwerktoegang en het netwerkgebruik, inclusief een verslag waarin wordt nagegaan waar en waarom er sprake is van congestie, welke methoden worden toegepast om de congestie te beheren en welke plannen er bestaan voor congestiebeheer in de toekomst.*

[...]

5.3. *De toegepaste procedures voor congestiebeheer en capaciteitstoewijzing, de tijdstippen en procedures voor het aanvragen van capaciteit, een beschrijving van de aangeboden producten en de rechten en plichten van de transmissiesysteembeheerders en van de partijen die de capaciteit verkrijgen, inclusief de aansprakelijkheid bij niet-naleving van deze plichten, moeten nauwkeurig door de transmissiesysteembeheerders worden beschreven en op transparante wijze aan alle potentiële netwerkgebruikers worden meegedeeld.*

[...]

5.5. *De transmissiesysteembeheerders dienen alle relevante gegevens betreffende de grensoverschrijdende handel te publiceren op basis van de best mogelijke voorspelling. De betrokken marktdeelnemers verschaffen de transmissiesysteembeheerders de nodige informatie, zodat die aan hun verplichting kunnen voldoen. De wijze waarop deze informatie*

wordt gepubliceerd, moet ter beoordeling aan de regelgevende instanties worden voorgelegd. De transmissiesysteembeheerders moeten minstens de volgende gegevens publiceren:

a) jaarlijks: informatie over de langetermijnevolutie van de transmissie-infrastructuur en het effect ervan op de grensoverschrijdende transmissiecapaciteit;

b) maandelijks: maand- en jaarvoorspellingen van de voor de markt beschikbare transmissiecapaciteit, rekening houdend met alle relevante informatie waarover de transmissiesysteembeheerder beschikt op het ogenblik van de berekening van de voorspelling (bv. de gevolgen van zomer en winter op de capaciteit van de lijnen, onderhoud aan het net, beschikbaarheid van productie-eenheden, enz.);

c) wekelijks: voorspellingen van de voor de markt beschikbare transmissiecapaciteit voor de komende week, rekening houdend met alle informatie waarover de transmissiesysteembeheerder beschikt op het ogenblik van de berekening van de voorspelling, zoals de weersvoorspelling, gepland onderhoud aan het net, beschikbaarheid van productie-eenheden, enz.;

d) dagelijks: voor de markt beschikbare “day-ahead”- en “intra-day”-transmissiecapaciteit voor elke tijdseenheid van de markt, rekening houdend met alle vereffende “day-ahead”-nomineringen, “day-ahead”-productieschema’s, vraagprognoses en gepland onderhoud aan het net;

e) totale reeds toegewezen capaciteit per tijdseenheid van de markt en alle relevante omstandigheden waarin deze capaciteit kan worden gebruikt (bv. de toewijzingsprijs op de veiling, de verplichtingen inzake de wijze waarop de capaciteit moet worden gebruikt, enz.), teneinde alle resterende capaciteit te identificeren;

f) de toegewezen capaciteit, zo snel mogelijk na elke toewijzing, en een indicatie van de betaalde prijs;

g) de totale gebruikte capaciteit, per tijdseenheid van de markt, onmiddellijk na de nominering;

h) zo dicht mogelijk bij de werkelijke tijd: verzamelde informatie over gerealiseerde commerciële en fysieke stromen, per tijdseenheid van de markt, inclusief een beschrijving van de effecten van eventuele corrigerende maatregelen (zoals beperking) die door de transmissiesysteembeheerders zijn genomen om problemen met het systeem of netwerk op te lossen;

i) informatie vooraf over geplande uitval en verzamelde informatie achteraf over geplande en niet-geplande uitval die de vorige dag heeft plaatsgevonden in opwekkingseenheden van meer dan 100 MW.

5.6. De markt moet tijdig over alle relevante informatie beschikken om over alle transacties te kunnen onderhandelen (industriële klanten moeten bijvoorbeeld tijdig kunnen onderhandelen over jaarcontracten en biedingen moeten tijdig naar georganiseerde markten worden gestuurd).

5.7. De transmissiesysteembeheerder moet de relevante informatie over de voorspelde vraag en opwekking publiceren volgens de in de punten 5.5 en 5.6 vermelde tijdschema's. De transmissiesysteembeheerder moet ook de relevante informatie publiceren die nodig is voor de grensoverschrijdende vereffeningsmarkt.

5.8. Wanneer de voorspellingen zijn gepubliceerd, moeten ook de ex-post gerealiseerde waarden voor de informatie over de voorspelling worden gepubliceerd in de tijdsperiode die volgt op die waarop de voorspelling betrekking heeft of ten laatste op de volgende dag (D+1).

5.9. Alle door de transmissiesysteembeheerders gepubliceerde informatie moet gratis ter beschikking worden gesteld in een gemakkelijk toegankelijk formaat. Het moet ook mogelijk zijn om via adequate en genormaliseerde middelen voor informatie-uitwisseling, die in nauwe samenwerking met de marktpartijen worden vastgesteld, toegang te krijgen tot alle gegevens. De gegevens omvatten informatie over voorbije tijdsperiodes, en minstens over de voorbije twee jaar, zodat nieuwe marktdeelnemers ook toegang hebben tot dergelijke gegevens.

[...]

I.4. De elektriciteitswet

9. Artikel 2, 7°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna: elektriciteitswet) verstaat onder "transmissienet" het nationaal transmissienet voor elektriciteit, dat de bovengrondse lijnen, ondergrondse kabels en installaties omvat die dienen voor het vervoer van elektriciteit van land tot land en naar rechtstreekse afnemers van de producenten en naar distributeurs gevestigd in België, alsook voor de koppeling tussen elektrische centrales en tussen elektriciteitsnetten.

10. Artikel 15, §1, van dezelfde wet bepaalt dat de in aanmerking komende afnemers een recht van toegang tot het transmissienet hebben tegen de tarieven vastgesteld overeenkomstig artikel 12 en dat de netbeheerder de toegang alleen kan weigeren wanneer

hij niet over de nodige capaciteit beschikt, of wanneer de aanvrager niet voldoet aan de technische voorschriften bepaald in het technisch reglement.

I.5. Het technisch reglement

11. Artikel 180, §1, van het technisch reglement bepaalt dat de netbeheerder op niet-discriminerende en transparante wijze de door hem toegepaste methoden voor congestiebeheer moet bepalen.

Artikel 180, §2, preciseert dat de methoden voor congestiebeheer en de veiligheidsregels ter goedkeuring aan de CREG ter kennis worden gebracht en gepubliceerd worden overeenkomstig artikel 26 van dit reglement.

Overeenkomstig artikel 180, §3, van het technisch reglement moet de netbeheerder er, bij de uitvaardiging en de inwerkingstelling van deze methoden, inzonderheid op toezien om:

- 1° zoveel mogelijk rekening te houden met de richting van de elektriciteitsstromen, en in het bijzonder wanneer de energie-uitwisselingen effectief de congestie doen verminderen;
- 2° zoveel mogelijk betekenisvolle invloeden te vermijden op de elektriciteitsstromen in andere netten;
- 3° problemen van congestie op het net op te lossen bij voorkeur met methoden die geen selectie tussen de energie-uitwisselingen van de verschillende toegangsverantwoordelijken inhouden;
- 4° geschikte economische signalen te geven aan de betrokken netgebruikers.

Overeenkomstig artikel 180, §4, van het technisch reglement moeten deze methoden van congestiebeheer onder meer gebaseerd zijn op:

- 1° de veilingen van de beschikbare capaciteit;
- 2° de coördinatie van de inschakeling van productie-eenheden aangesloten op de regelzone en/of, middels akkoord met de buitenlandse netbeheerder(s), door de gecoördineerde inschakeling van productie-eenheden aangesloten op de betrokken buitenlandse regelzone(s).

Krachtens artikel 181, §1, van het technisch reglement hebben de methoden voor congestiebeheer voorzien in artikel 180 onder meer als doel om:

1° elke beschikbare capaciteit aan de markt ter beschikking te stellen volgens transparante en niet-discriminerende methoden via, in voorkomend geval, veilingen waarin de capaciteiten kunnen worden verkocht met verschillende duurtijden en met verschillende karakteristieken (bijvoorbeeld wat betreft de verwachte betrouwbaarheid van de betreffende beschikbare capaciteit);

2° de beschikbare capaciteit in een serie verkopen aan te bieden die op verschillende tijdsbasis gehouden kunnen worden;

3° bij elk van deze veilingen een bepaald gedeelte van de beschikbare capaciteit aan te bieden, met inbegrip van alle overblijvende capaciteiten die niet toegekend werden bij de vorige verkopen;

4° de commercialisering van de aangeboden capaciteit toe te laten.

Artikel 181, §2, bepaalt dat de methoden voor congestiebeheer, in noodsituaties, een beroep kunnen doen op de onderbreking van grensoverschrijdende energie-uitwisselingen, overeenkomstig vooraf vastgestelde prioriteitsregels die de CREG ter kennis zijn gebracht en gepubliceerd zijn overeenkomstig artikel 26 van dit besluit.

Zijn paragraaf 3 preciseert dat, voor wat de methoden voor congestiebeheer betreft, de netbeheerder overleg dient te plegen met de netbeheerders van de betrokken buitenlandse regelzones.

12. Artikel 183, §1, van het technisch reglement bepaalt dat de netbeheerder waakt over de uitvoering van één of meerdere methoden voor de toekenning van beschikbare capaciteit aan de toegangsverantwoordelijken van energie-uitwisselingen met buitenlandse netten.

Volgens artikel 183, §2, van het technisch reglement zijn deze methoden transparant en niet-discriminerend. Ze worden aan de CREG ter goedkeuring ter kennis gebracht en gepubliceerd overeenkomstig artikel 26 van het technisch reglement.

Ten slotte preciseert artikel 183, §3, van het technisch reglement dat deze methoden tot doel hebben het gebruik van de capaciteit van het net te optimaliseren overeenkomstig artikel 179.

13. Overeenkomstig artikel 184 van het technisch reglement beogen de methoden van toekenning van capaciteit onder meer:

1° in de mate van het mogelijke elk verschil in behandeling te minimaliseren bij het beheer van een congestie, tussen de verschillende soorten van grensoverschrijdende energie-uitwisselingen door fysieke wederkerige overeenkomsten of aanbiedingen op georganiseerde buitenlandse markten;

2° elke ongebruikte capaciteit aan andere marktdeelnemers ter beschikking te stellen;

3° de precieze voorwaarden van de garantiegraad van de aan de marktdeelnemers ter beschikking gestelde capaciteit te bepalen.

II. ANTECEDENTEN

14. Op 1 december 2005 neemt de CREG beslissing (B)051201-CDC-494 over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia System Operator betreffende de methodes voor congestiebeheer en de methodes voor de toekenning van de beschikbare capaciteit aan de toegangsverantwoordelijken op de koppelverbinding Frankrijk-België (hierna: de beslissing van 1 december 2005). Door haar beslissing aanvaardt de CREG het voorstel van Elia om op jaarbasis 1300 MW en maandelijks minstens 400 MW toe te kennen. De idee bestond erin om de maandelijkse beschikbare capaciteit maximaal op te voeren, met een minimale waarde van 400 MW.

15. Bij schrijven van 28 november 2006 deelt Elia de CREG mee dat tijdens de bijeenkomst van de "Users' Group Elia" van 23 november 2006 een voornemen ten gunste van een herafstemming tussen de jaar-, maand- en dagcapaciteiten toegekend aan de Frans-Belgische grens (richting Frankrijk-België) voor het jaar 2007 werd besproken, en dat een aantal aanwezige leden instemde met een nieuwe verdeling die een vermindering op jaarbasis van de toegekende capaciteit en een verhoging van de capaciteit voor marktkoppeling beoogt. Dergelijke maatregel zou een gunstig effect kunnen hebben op de prijzen van de Belgische markt. In haar schrijven stelt Elia te hopen dat de CREG zich niet verzet tegen de doorvoering van dit voornemen.

16. Bij schrijven van 30 november 2006 wijst de CREG in haar reactie op het schrijven van Elia van 28 november 2006 erop dat de toepassing van het systeem van capaciteitsherschikking bij beslissing van 1 december 2005 voorlopig werd toegelaten. De CREG stelt hierin open te staan voor het onderzoek van een herschikking van de capaciteit, maar dringt aan op de noodzaak om daarvoor een volledig dossier ter goedkeuring bij de CREG in te dienen. Verder betreurt de CREG in haar schrijven de laattijdigheid van het voorstel van Elia in haar schrijven van 28 november.

17. Bij schrijven van 4 december 2006 antwoordt Elia op de opmerkingen die de CREG in haar schrijven van 30 november formuleerde en vervolledigt en herhaalt zij het voorstel om de capaciteit voor de jaarveiling van 2007 aan de Frans-Belgische grens te verminderen van 1300 tot 1000 MW. Bij dit schrijven werd een analysenota gevoegd.

18. Op 7 december 2006 neemt de CREG beslissing (B) 061207-CDC-610 over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia System Operator betreffende de methoden voor congestiebeheer en de methoden voor de toekenning van de beschikbare capaciteit op de koppelverbinding Frankrijk-België aan de toegangsverantwoordelijken (hierna: de beslissing van 7 december 2006). Door deze beslissing, genomen met toepassing van de artikelen 180, §2, en 183, §2, van het technisch reglement, weigert de CREG onder meer om het voorstel van Elia over de herschikking van de capaciteit tussen de verschillende tijdhorizonten goed te keuren. De CREG motiveert haar weigering door te stellen dat ze de door Elia voorgestelde maatregel aan de hand van de loutere analyse van Elia en rekening houdend met de uiterst korte tijd waarover ze beschikt, onmogelijk geldig kan evalueren. De CREG verwijst eveneens naar de afwezigheid van een open en transparant overleg met alle marktdeelnemers en naar het gebrek aan voorzienbaarheid van de maatregel voor alle marktdeelnemers. De CREG meldt in haar beslissing echter te blijven openstaan voor de idee van een herschikking van de beschikbare capaciteit over de verschillende tijdhorizonten die in het belang van de markt zou zijn.

19. Nadat de CREG op de internetsite van Elia vaststelde dat de maandelijkse capaciteit die voor de maanden januari en februari 2007 werd aangekondigd, aan de Frans-Belgische grens (richting Frankrijk-België) 400 MW zou bedragen, terwijl de toegekende capaciteit voor diezelfde maanden van 2006 1450 MW bedroeg, richt zij op 18 december 2006 een schrijven aan Elia met het verzoek de precieze redenen voor deze aanzienlijke daling toe te lichten.

20. Bij schrijven van 22 december 2006 antwoordt Elia de verbazing van de CREG niet te begrijpen, gezien de argumenten die Elia in haar brieven van 28 november en 4 december 2006 al ten gunste van een rechtzetting van de capaciteitsverdeling inriep. Elia verduidelijkt in haar schrijven dat zij samen met RTE (de Franse transmissienetbeheerder) besliste om de maandelijkse capaciteit voor de maanden januari en februari 2007 vast te stellen op 400 MW, in naleving van de beslissing van de CREG van 7 december 2006.

21. Bij schrijven van 27 december 2006 brengt Elia de CREG op de hoogte van haar voornemen om met alle marktdeelnemers een overleg over de herverdeling van de beschikbare capaciteit over de verschillende tijdhorizonten te organiseren.

22. Bij schrijven van 8 februari 2006 stelt de CREG dat Elia deze maatregel eenzijdig en dus zonder ze vooraf ter goedkeuring aan de CREG voor te leggen heeft genomen, terwijl dergelijke maatregel een wijziging van de tot dan geldende methoden voor congestiebeheer

veronderstelt. De CREG stelt in dit schrijven vast dat Elia met deze eenzijdige maatregel de weigering van de CREG in haar beslissing van 7 december 2006 om het voorstel van Elia geformuleerd in haar schrijven van 4 december 2006 goed te keuren, omzeilt. In afwachting dat een volledig dossier bij de CREG wordt ingediend en Elia een volledige marktraadpleging heeft georganiseerd, vraagt de CREG in dit schrijven, aan Elia om terug te keren naar het beginsel waarbij de maandelijkse capaciteit wordt gelijkgesteld aan de maximale capaciteit die op maandbasis kan worden gewaarborgd, en deze dus niet kunstmatig te beperken tot 400 MW.

23. Bij schrijven van 14 februari 2007 stelt Elia verbaasd te zijn over de reactie van de CREG. Verder beweert Elia dat de CREG ten onrechte besluit dat zij de weigering van de CREG in haar beslissing van 7 december 2006 omzeild heeft. Elia wijst er bovendien op dat de maatregel overeenkomstig de beslissing van de CREG van 1 december 2005 werd genomen, aangezien de drempel voor de maandcapaciteit van 400 MW werd gerespecteerd. Verder haalt Elia opnieuw de argumenten aan die zij reeds in haar brieven van 28 november en 4 december 2006 uiteenzette.

24. Op 2 maart 2007 ontvangt de CREG een schrijven van Elia van 27 februari 2007 met documenten die tijdens de overlegvergadering van de marktdeelnemers van 6 maart 2007, waarvan hiervoor sprake onder §22, zullen worden gebruikt.

25. Op 6 maart 2007 organiseert Elia samen met RTE een overlegvergadering met de marktdeelnemers over de herschikking van de beschikbare capaciteit over de verschillende tijdhorizonten voor de resterende maanden van het jaar 2007 enerzijds en voor het jaar 2008 anderzijds. Kort daarna publiceren Elia en RTE het verslag van deze vergadering op hun respectieve websites.

26. Bij schrijven van 16 maart 2007 legt Elia haar voorstel betreffende de methoden voor congestiebeheer op de koppelverbinding Frankrijk-België, met het oog op de herschikking van de capaciteit tussen de verschillende tijdhorizonten, voor toepassing bij het vaststellen van de toe te kennen maandelijkse capaciteit voor de maanden mei tot december 2007, ter goedkeuring voor aan de CREG. Elia verbindt zich ertoe om voor het jaar 2008 samen met RTE hierover tijdens de herfst van 2007 overleg te plegen.

27. Op 12 april 2007 neemt de CREG beslissing (B)070412-CDC-677 over de aanvraag tot goedkeuring van het voorstel van de NV Elia System Operator betreffende de methoden voor congestiebeheer op de koppelverbinding Frankrijk-België (hierna: de beslissing van 12 april 2007). Met haar beslissing weigert de CREG om het voorstel van Elia betreffende de methoden voor congestiebeheer op de koppelverbinding België-Frankrijk, met het oog op de

herschikking van de capaciteitsverdeling tussen de verschillende tijdhorizonten, zoals voorgelegd goed te keuren. Omdat er geen sterk negatieve impact op de markt valt te verwachten, laat de CREG Elia niettemin toe om de voorgestelde herschikking van de maand- en dagcapaciteiten tot het einde van de maand december 2007 door te voeren. In haar beslissing vraagt de CREG Elia eveneens om het beheer van de koppelverbinding transparanter te maken. Daarnaast verzoekt zij haar uiterlijk op 15 oktober 2007 een nieuw voorstel voor de capaciteitsherschikking voor 2008 over te maken. Dit voorstel moet een goed uitgewerkte rechtvaardiging van de voorgestelde verdeling, waaronder de impact van de secundaire markt, omvatten en, rekening houdend met de versterkingen op de koppelverbinding, duidelijk het gewaarborgde capaciteitsniveau voor het hele jaar 2008 aangeven.

28. Op 1 oktober 2007 organiseren Elia en RTE in Parijs een overlegronde voor de marktspelers met als centraal thema de nieuwe voorstellen van de netbeheerders voor de herschikking van de capaciteit over de verschillende tijdhorizonten. Die bijeenkomst maakt het mogelijk een verdeelsleutel voor te stellen die voor alle deelnemers aanvaardbaar is.

29. Op 24 oktober 2007 deelt Elia aan de CREG, conform artikel 2.6 van de nieuwe richtsnoeren, haar in samenspraak met RTE opgestelde voorstel voor de capaciteits-herschikking voor 2008 mee.

30. Tijdens de maand november 2007 plegen de Franse regulator CRE (La Commission de Régulation de l'Énergie) en de CREG overleg over het voorstel van de netbeheerders tot herschikking van de capaciteit over de verschillende tijdhorizonten.

31. Op 20 november 2007 ontvangt de CREG een brief van Elia waarin deze laatste aanstipt dat haar voorstel van 24 oktober 2007 werd voorgelegd meer bepaald in het kader van de artikelen 180, §2, en 183, §3 van het koninklijk besluit van 19 december 2002 houdende een technisch reglement voor het beheer van het transmissienet van elektriciteit en de toegang ertoe.

III. ANALYSE VAN DE METHODEN VOOR CONGESTIEBEHEER OP DE KOPPELVERBINDING FRANKRIJK-BELGIË, VOORGESTELD DOOR ELIA

III.1. Voorafgaande opmerkingen

32. Onder deze titel wordt de conformiteit geanalyseerd van het voorstel van Elia met het wettelijke kader, omschreven in titel I van deze beslissing.

33. De CREG onderzoekt meer bepaald of het nieuwe voorstel van Elia rekening houdt met de kritiek die de CREG formuleerde in haar beslissing van 12 april 2007.

34. Deze beslissing doet op geen enkele wijze afbreuk aan de beslissing van de CREG van 7 december 2006. De daarin gemaakte opmerkingen blijven volkomen geldig.

35. Deze beslissing geldt zonder afbreuk te doen aan elke latere aanpassing van de methoden voor congestiebeheer die zou kunnen worden geëist in het kader van de harmonisering bepaald in artikel 3 van de nieuwe richtsnoeren.

36. Het voorstel van Elia over de nieuwe verdeling van de beschikbare capaciteiten tussen de verschillende tijdhorizonten heeft enkel betrekking op het jaar 2008. Het standpunt van de CREG geldt dan ook enkel voor deze periode. Bijgevolg moet Elia voor het jaar 2009 tegen uiterlijk 15 oktober 2008 (zie paragraaf 54 hieronder) een nieuw voorstel bij de CREG indienen.

III.2. Analyse

37. Elia stelt een herschikking van de capaciteiten toegekend aan de Frans-Belgische grens tussen de maandelijkse en dagelijkse tijdhorizonten voor, zodat meer capaciteit kan worden voorbehouden voor de daghorizon en het capaciteitsniveau dus door middel van het

mechanisme van impliciete veilingen kan worden verhoogd. De CREG begrijpt dat deze wijziging samenhangt met de introductie en het succes van Belpex. Het voorstel van Elia wordt in de twee onderstaande tabellen samengevat, een voor elke richting, op basis van de totale capaciteit die ten aanzien van de maandelijkse horizon (maandelijkse NTC) kan worden gewaarborgd.

Voorstel van ELIA: Richting Frankrijk naar België

Maandelijkse NTC	Jaarlijkse ATC	Maandelijkse ATC	Minimale dagelijkse ATC
1700	1300	75	325
1800	1300	100	400
1900	1300	125	475
2000	1300	150	550
2100	1300	175	625
2200	1300	200	700
2300	1300	225	775

Elia stelt voor om 1300 MW toe te wijzen aan de jaarlijkse veiling van 2008, m.a.w. een zelfde waarde als toegewezen in 2007. Elia preciseert ook dat, in de mate van het mogelijke, minimum 100 MW voor de maandelijkse veiling en minstens 400 MW voor de dagtoekenning via de marktkoppeling wordt voorbehouden. Blijkt deze 500 MW niet te kunnen worden gewaarborgd, dan wordt de vermindering voor 25% op de maandelijkse capaciteit en voor 75% op de dagcapaciteit toegepast. Van het bijkomende volume dat maandelijks bovenop deze eerste 500 MW wordt berekend, wordt 25% aan de maandelijkse veiling en 75% aan de dagtoekenning via de marktkoppeling toegewezen. Dit volume wordt berekend vóór de integratie van de herverkoop (*resale*) van jaarcapaciteit naar de maandveilingen.

Voorstel van ELIA: Richting België naar Frankrijk

Maandelijkse NTC	Jaarlijkse ATC	Maandelijkse ATC	Minimale dagelijkse ATC
600	400	100	100
700	400	150	150
800	400	200	200
900	400	250	250
1000	400	300	300

Voor de richting België naar Frankrijk stelt Elia voor om 400 MW toe te wijzen aan de jaarlijkse veiling van 2008, m.a.w. een waarde kleiner dan toegewezen in 2007. Elia

preciseert ook dat, in de mate van het mogelijke, minimum 100 MW voor de maandelijkse veiling en minstens 100 MW voor de dagtoekenning via de marktkoppeling wordt voorbehouden. Blijkt deze 200 MW niet te kunnen worden gewaarborgd, dan wordt de vermindering voor 50 % op de maandelijkse capaciteit en voor 50 % op de dagcapaciteit toegepast. Van het bijkomende volume dat maandelijks bovenop deze eerste 200 MW wordt berekend, wordt 50 % aan de maandelijkse veiling en 50 % aan de dagtoekenning via marktkoppeling toegewezen. Dit volume wordt berekend vóór de integratie van de herverkoop (*resale*) van jaarcapaciteit naar de maandveilingen.

38. De CREG stelt vast dat het voorstel van Elia het principe dat de verdeling van de beschikbare capaciteit over de verschillende tijdhorizonten bepaalt, in vraag stelt, zoals dit door Elia en RTE werd voorgesteld in hun gemeenschappelijke begeleidende nota (pagina 6) van het dossier dat houdende de regels voor de capaciteitstoekenning op de koppelverbinding Frankrijk-België op 22 november 2005 werd ingediend.

Dit principe bepaalt: *“de maandelijks beschikbare capaciteit is de maximale capaciteitswaarde die maandelijks in gemeenschappelijk overleg tussen de twee TNB’s kan worden gegarandeerd volgens de voorwaarden bepaald in de IFB-regels en door te streven naar het behoud van een minimumcapaciteit die is toe te kennen aan het dagelijkse tijdsbestek. Volgens deze eerste benadering zou de beschikbare capaciteit voor het dagelijkse tijdsbestek gelijk zijn aan de capaciteit die bovenop de reeds aan de jaarlijkse en maandelijkse horizonten toegekende capaciteit wordt vrijgemaakt, vermeerderd voor elk uur van de volgende dag, conform het “Use-It-Or-Lose-It” principe, met de capaciteit die niet wordt gebruikt door de Deelnemers die capaciteit voor voorafgaande tijdhorizonten kregen toegewezen. Om evenwel de goede werking van het dagelijkse mechanisme van toekenning te garanderen, kunnen in de capaciteitsberekeningen bepaalde beperkingen worden opgenomen, zodat de “minimale” kenmerken van de dagelijks gebruikte capaciteit kunnen worden gewaarborgd. Concreet zal 100 MW worden ingehouden vóór vaststelling van de beschikbare jaarcapaciteit en zal 100 MW extra worden ingehouden vóór vaststelling van de beschikbare maandcapaciteit.”²*

39. Het door Elia ingediende dossier bevat ook twee initiële voorstellen die de voor de jaarveiling toegekende capaciteit vaststelden op respectievelijk 1100 MW en 900 MW, tegen 1300 MW toegewezen in 2007. Het uiteindelijke voorstel van Elia voor het jaar 2008 vormt

² Vrije vertaling

het resultaat van de overlegunde die door de netbeheerders op 1 oktober 2007 werd georganiseerd en van de duidelijke voorkeur van de marktspelers voor de jaarveilingen. De CREG stelt vast dat het finale voorstel van Elia voor het jaar 2008 overeenstemt met de verdeelregel die Elia sinds mei 2007 toepast.

40. Elia merkt op dat zij met haar voorstel voor de capaciteitsherschikking de goede werking van de marktkoppeling wil bevorderen en de noodzakelijke prijzenconvergentie van de verschillende georganiseerde markten wil verzekeren. Om dit doel te verwezenlijken, stelt Elia een vermindering voor van het totale volume dat wordt toegewezen aan de jaarlijkse en maandelijkse capaciteit, ten gunste van een toename van de capaciteit toegewezen aan de marktkoppeling. De efficiëntie van de door Elia voorgestelde maatregel wordt aangetoond aan de hand van simulaties van de evolutie van de voor marktkoppeling voorgestelde capaciteiten die resulteren uit andere verdeelsleutels. Deze simulaties houden echter geen rekening met de impact van de overdracht van de niet-gebruikte capaciteit naar de marktkoppeling (UIOLI) en met de herverkoop (*resale*) van de jaar- en maandcapaciteit (secundaire capaciteitsmarkt) ten gunste van de dagcapaciteit waarvan de invloed op de ter beschikking van de koppeling gestelde capaciteit duidelijk is aangetoond (407 MW gemiddeld in de richting van Frankrijk naar België voor de periode van februari tot augustus 2007). De CREG drong er in haar beslissing van 12 april 2007 echter op aan om deze mechanismen in aanmerking te nemen. Elia rechtvaardigt haar standpunt over de secundaire markt door het risico voor de goede werking van de marktkoppeling van het beperkte aantal marktspelers dat daadwerkelijk toegang heeft tot dit mechanisme.

41. Elia stelt vast dat de nieuw gehanteerde verdeelregel sinds de invoering ervan voor de veilingen van de maand mei, niet tot veel situaties met een sterk overschot aan dagcapaciteit heeft geleid. Deze vaststelling valt gemakkelijk te verklaren door de beperkte beschikbare capaciteit tijdens de zomer. Elia toont echter niet aan dat hun voorstel niet dreigt te leiden tot een aanzienlijk volume van ongebruikte dagcapaciteit, vooral dan tijdens de winterperiode (wanneer de totale beschikbare capaciteit aanzienlijk hoger ligt), dat aan maandveilingen zou kunnen worden toegekend.

42. Een ander argument dat Elia aanhaalt, is dat de verdeling van de capaciteit zoals toegepast in 2006 en begin 2007 niet aan de marktbehoeften tegemoetkomt. Elia baseert zich daarvoor op een vergelijking van de prijzen van de jaar-, maand- en dagveilingen (zie afdeling 3.3 van de analyses en gedetailleerde opmerkingen van de netbeheerders). De CREG wenst er in de eerste plaats aan te herinneren dat de voorwaarden van het jaar 2007,

met de intrede van Belpex, de secundaire markt van de capaciteiten en de *intraday*, die in juni 2007 op de Frans-Belgische grens werd ingevoerd, totaal verschillen van die van 2006. Vervolgens herinnert de CREG eraan dat Elia in haar analyse geen gewag maakt van de bijzondere omstandigheden van de eerste veiling van capaciteiten op de koppelverbinding Frankrijk-België: het aanzienlijke volume (door de versterkte koppelverbinding en de opheffing van de voorrang van de historische contracten) van de jaarcapaciteit 2006 (prijs: 0,76€/MWh) werd pas op 6 december 2005 bekendgemaakt, voor een toekenning op 16 december 2005. Elia erkent in haar analyse niet de aanzienlijk betere valorisatie van de jaarcapaciteit voor 2007 (2,06€/MWh). Tot slot, mag Elia zich niet baseren op de hoge prijzen die voor bepaalde maanden van 2006 voor de maandcapaciteit werden bekomen ten opzichte van de overeenstemmende waarden voor 2007, om te beweren dat de prijzen van 2007 een gevolg zouden zijn van een desinteresse van de markdeelnemers voor maandproducten, en hieruit afleiden dat de verdeling van de capaciteiten niet aan de behoeften van de markt beantwoordde. De hoge prijzen van bepaalde maanden van 2006 vielen immers te verklaren door uitzonderlijke omstandigheden.

43. Het diagram waarmee Elia onder punt 3 van haar gedetailleerde opmerkingen een algemeen beeld schetst van de beschikbare capaciteit en het gebruik ervan, lijkt erop te wijzen dat de invoering van de nieuwe verdeelsleutel gepaard gaat met een aanzienlijke vermindering van de toegewezen capaciteit op de koppelverbinding. Deze indruk wordt bevestigd door een aanzienlijke vermindering met 4,6% van de som van de totale capaciteiten die per uur beschikbaar zijn op D-2 tijdens de periode van 1 januari 2007 tot 15 november 2007, vergeleken met dezelfde periode in 2006. De CREG begrijpt de redenen voor deze vermindering van de beschikbare capaciteit niet, te meer daar de versterkte verbinding Chooz Monceau begin 2007 in dienst werd genomen. De CREG vraagt zich af of de nieuw voorgestelde verdeelregel geen invloed heeft op het totale volume van de capaciteit die door de netbeheerders wordt voorgesteld. Deze vermindering van de totale beschikbare capaciteit vormt volgens de CREG een belangrijke risicofactor die op de georganiseerde markten tot een prijsdivergentie kan leiden.

44. Daarnaast stelt de CREG vast dat Elia zich in haar voorstel op geen enkele wijze verbindt tot een gewaarborgde minimumcapaciteit voor heel 2008. De CREG wijst er in dit verband op dat de versterking van de verbinding Chooz Monceau van aanvang 2007 en de installatie van dwarsregeltransformatoren aan de Belgisch-Nederlandse grens voorzien voor het eerste kwartaal van 2008, dus vóór de zomer, die traditioneel de meest kritieke periode is, voor een aanzienlijke en voor heel 2008 gewaarborgde capaciteitstoename zouden moeten

zorgen. De CREG stelt ook een continue vermindering vast van de capaciteit die door de jaarveiling in de richting België-Frankrijk wordt toegewezen. Die capaciteit daalt van 800 MW in 2006 naar 400 MW in 2008. De CREG herinnert er in dit verband aan dat een duidelijke verbintenis van de netbeheerders ten aanzien van de minimumcapaciteit die zij voor het hele volgende jaar toewijzen, van cruciaal belang is voor de goede werking van de markt (en in het bijzonder voor de dagkoppeling).

45. Vervolgens stelt de CREG vast dat er met de Nederlandse netbeheerder Tennet geen overleg werd gepleegd (artikel 181, §3, van het technisch reglement). De CREG is er immers van overtuigd dat de interactie van de capaciteiten toegekend aan de verschillende horizonten op de verschillende koppelverbindingen absoluut in aanmerking moet worden genomen, heel specifiek in het kader van het gebruik van een trilaterale marktkoppeling. Deel 3 van de nieuwe richtsnoeren bepaalt bovendien dat de methoden voor congestie-beheer binnen de regio noordwest, die de Benelux, Duitsland en Frankrijk omvat, gemeenschappelijk en gecoördineerd moeten zijn.

46. De CREG merkt eveneens op de CRE, na overleg, evenmin overtuigd leek van de argumenten die Elia en RTE ter verdediging van hun voorstel aanhaalden.

47. Bijgevolg stelt de CREG vast dat Elia niet het bewijs levert van de opportuniteit van de voorgestelde herschikking, rekening houdend met de structuur van de Belgische elektriciteitsmarkt.

48. De CREG meent dat, gezien de aanwezigheid van een secundaire capaciteitsmarkt en de toepassing van een mechanisme van het "use-it-or-loose-it"-type, alleen een toename van de totale fysieke capaciteit en een "*netting*" van de genomineerde capaciteiten op maand- en jaarbasis het mogelijk zouden maken om een eventuele prijsdivergentie op Belpex ten aanzien van de Powernext-prijzen in geval van spanningen op deze georganiseerde markten, aanzienlijk te verminderen.

49. Gelet op wat in de voorgaande paragrafen 37 tot 48 werd uiteengezet, kan de CREG het voorstel van Elia tot herschikking van de capaciteit en wijziging van de principes inzake verdeling van de capaciteit over de verschillende tijdhorizonten niet goedkeuren.

50. Niettemin stelt de CREG vast dat de door de netbeheerders voorgestelde herschikking aanvaard werd door de marktspelers die de overlegvergadering van 1 oktober 2007 bijwoonden, ook al spraken sommigen onder hen hun voorkeur uit voor een terugkeer naar de vroegere methode.

Bovendien lijkt er, volgens de CREG, geen sterk negatieve impact op de markt van de door Elia voorgestelde herschikking uit te gaan.

51. Om deze redenen en hoewel zij het voorstel van Elia tot herschikking van de capaciteit en wijziging van de verdeelprincipes niet goedkeurt, kan de CREG de doorvoering van de door Elia voorgestelde herschikking van de maand- en dagcapaciteiten tot eind 2008 toelaten.

52. Bovendien vraagt de CREG aan ELIA om de verbintenis van de netbeheerders (RTE en ELIA) betreffende de minimumcapaciteit die zij gedurende het volledige jaar 2008 zullen toewijzen, zo snel mogelijk te publiceren. Deze verbintenis moet er vroeg genoeg komen – met andere woorden vóór 28 november 2007 – zodat de marktspelers er bij de jaarlijkse capaciteitsveilingen aan beide grenzen rekening mee kunnen houden. Hetzelfde verzoek geldt voor de gewaarborgde minimumcapaciteit voor het jaar 2009.

53. Gezien de belangstelling van bepaalde marktspelers voor financiële transmissierechten (FTR) verzoekt de CREG Elia de voorwaarden voor de eventuele invoering van dit producttype te onderzoeken (voorgesteld volume, horizonten, opties of verplichtingen).

54. Tot slot vraagt de CREG aan ELIA om uiterlijk op 15 oktober 2008 haar voorstel tot verdeling van de capaciteiten op de koppelverbinding België-Frankrijk voor het jaar 2009 ter goedkeuring aan de CREG voor te leggen. Dit voorstel moet een rechtvaardiging van de voorgestelde verdeling omvatten (waarbij de marktstructuur, de werking van Belpex sinds de lancering, een “*netting*” van de capaciteiten, de secundaire markt, de interactie met de verschillende grenzen,... in aanmerking moeten worden genomen). Dit voorstel moet verder rekening houden met de studie betreffende de financiële transmissierechten.

BESLISSING

Met toepassing van artikel 180, §2, van het technisch reglement beslist de CREG om voorgaande redenen het voorstel van Elia betreffende de methoden voor congestiebeheer op de koppelverbinding België-Frankrijk met het oog op de herschikking van de capaciteitsverdeling tussen de verschillende tijdhorizonten niet goed te keuren.

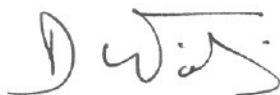
Om de redenen aangehaald onder paragraaf 50 van onderhavige beslissing laat de CREG Elia niettemin toe om de herschikking van de maand- en dagcapaciteiten tot het einde van de maand december 2008 door te voeren.

Met het oog op een verbeterde transparantie van de capaciteitstoewijzing op de koppelverbinding vraagt de CREG dat Elia de minimumcapaciteit waartoe de netbeheerders zich voor het hele jaar 2008 hebben verbonden, conform de vereisten geformuleerd onder paragraaf 52 van onderhavige beslissing, zo snel mogelijk en uiterlijk op 28 november 2007 publiceert. Datzelfde verzoek geldt voor de gewaarborgde minimumcapaciteit voor het jaar 2009.

De CREG vraagt Elia om uiterlijk tegen 15 oktober 2008 een nieuw voorstel voor de verdeling van de capaciteit voor het jaar 2009 in te dienen, dat onder meer rekening houdt met de eisen geformuleerd onder de paragrafen 45 en 54 van onderhavige beslissing.

NNNN

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:



Dominique WOITRIN
Directeur



François POSSEMIERS
Voorzitter van het Directiecomité



FRANCE-BELGIUM INTERCONNECTION SPLIT OF THE CAPACITY BETWEEN THE DIFFERENT TIMEFRAMES

SYNTHETIC ANALYSES AND PROPOSALS

1. Preamble

Elia and RTE have experienced within the first eight months of 2007 the allocation of yearly and monthly capacities through auctions and the allocation of daily capacities through the market coupling between Belgium, France and the Netherlands.

The capacity was split between these different timeframes, from May 2007 on, in accordance with the rules defined in the context of the consultation of 6th March 2007, published on Elia and RTE's website and reminded hereunder.

From France to Belgium:

- Among the 1700 MW that are guaranteed in 2007 from France to Belgium, 1300 MW have already been allocated in the yearly auction;
- From May 2007 on, when possible, a minimum of 100 MW will be 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 difference¹ will be split according to the rules: 25% to the monthly capacity and 75% to the daily capacity, respecting the total minimum capacity of 1700 MW;
- Furthermore, from the complementary volume calculated each month above these first 500 MW, 25% would be allocated to the monthly auction and 75% to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions.

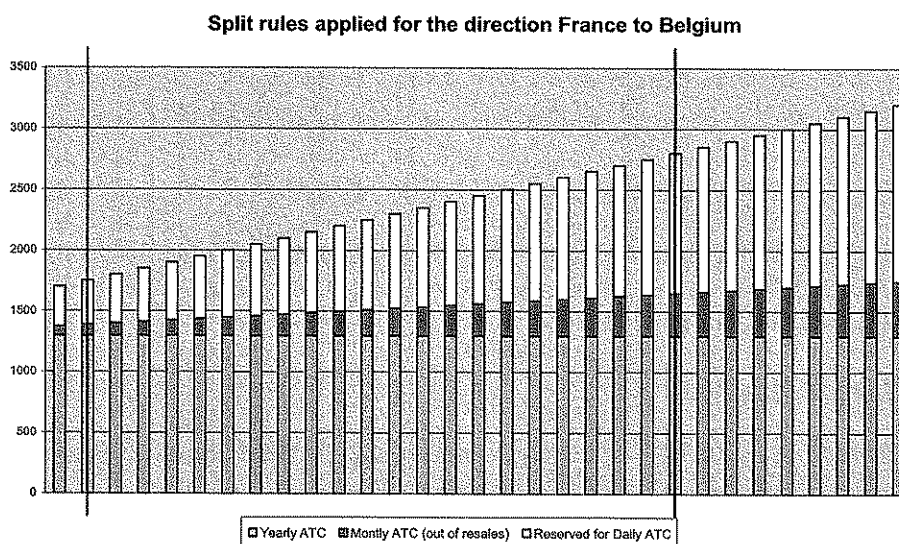
¹ That means the difference between
- the available capacity for the monthly auction and the daily allocation within the concerned month, and
- 500 MW.



Concretely, this repartition gives for, for example, the following monthly NTC in the direction France to Belgium:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
1700	1300	75	325	81 %	19 %
1900	1300	125	475	75 %	25 %
2100	1300	175	625	70 %	30 %
2300	1300	225	775	66 %	34 %

This could be illustrated, on a larger range, as follow:



where the vertical black lines identify the minimum and maximum monthly NTC within the first eight months of 2007.

From Belgium to France:

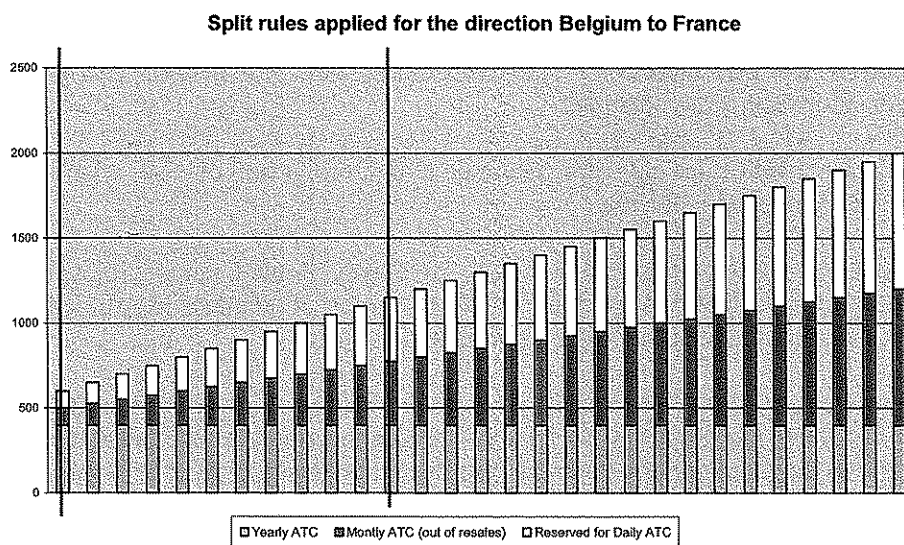
- Among the 600 MW that are guaranteed in 2007 from Belgium to France, 400 MW have already been allocated in the yearly auction;
- From May 2007 on, a minimum of 100 MW of the remaining guaranteed capacity will be dedicated to the monthly auction and a minimum of 100 MW to the daily allocation by market coupling;
- From the complementary volume calculated each month, 50% would be allocated to the monthly auction and 50% to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions.



Concretely, this repartition gives for, for example, the following monthly NTC in the direction Belgium to France:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
600	400	100	100	83 %	17 %
800	400	200	200	75 %	25 %
1000	400	300	300	70 %	30 %

This could be illustrated, on a larger range, as follow:



where the vertical black lines identify the minimum and maximum monthly NTC within the first eight months of 2007.

The results of these allocations and of some simulations have been extensively studied by Elia and RTE, and are presented in appendix. From these results, Elia and RTE observe that:

- The yearly auction price has increased in the direction France to Belgium but as the total volume was not changed, this is probably linked to market situations that vary from one year to the other;
- The reduction of the monthly auction volumes does not seem to have increased the global average value of these capacities. Monthly prices have even been reduced in comparison to 2006;
- The experience within the first eight months of 2007 confirms that:
 - o A good convergence has been observed between the prices in France and Belgium, thanks to the good availability of capacity on the day-ahead timeframe on this border. If this convergence remains good in the summer period, when the available daily capacities is smaller in both directions, it has been however lower than during the other months;



- Price convergence between the different coupled markets depends on the level of available capacity between these markets; simulations on market coupling (see the appendix) show that a reduction in day-ahead capacity would have had, at certain periods, major impacts on the prices.
- The present split rules allowed having a sufficient level of daily capacities within the summer. The earlier rules would have significantly reduced the available daily capacity, in both direction, for certain periods of the year, with non-negligible effect on the Belgian and French market prices convergence, level and stability;
- The present split rules have not yet been experienced within a winter period as the change occurred for the auction of May capacities. For this period, yearly and monthly nominations appear to be higher.
- The present split rules have not generated a high proportion of cases where the day-ahead capacity is largely excessive.
- Secondary market remains the activity of a very limited number of participants. The volume of capacity freed by resale and "use it or lose it" remains insufficient to count only on it to assure the necessary daily minimum.

From these observations, Elia and RTE conclude that the reservation of a minimum level of capacity (in MW more than in %) for day-ahead allocations is confirmed as contributing to ensure the good functioning of market coupling; they observe that this minimum level does not have negative impacts on the level of prices for yearly and monthly allocations; this low impact would even enable a slight re-enforcement of this minimum reservation. They also consider the possibility of improving the equilibrium between yearly and monthly levels of capacity.

For these reasons, Elia and RTE propose to adapt the present schemes to split the capacity between the different timeframes (year, month, day) and are willing to consult, within the consultation meeting of the 1st October 2007, all interested parties about this modification and will take into account, wherever possible, the comments expressed during the consultation meeting on this topic.

Based on the results of this consultation meeting, Elia and RTE will jointly define a scheme for the split of capacity between the different timeframes, which will be communicated to the Belgian and French regulators. After their validation and before application, the 2008 split rules will be published for information of all market participants on Elia's and RTE's website.

2. Proposals

First of all, the TSOs propose to maintain the principle of allocating a minimum volume of capacity available all year long, without prejudice of the way this volume would be split between the different timeframes.

In 2006 and 2007, this volume was of 1700 MW from France to Belgium. The volume from Belgium to France was of 800 MW in 2006 and 600 MW in 2007.



The minimum values for 2008 will only be known with certainty later this year, when more definitive information regarding grid configuration and power plant revision for 2008 becomes available.

Concretely, for 2008, the Phase Shifting Transformers (PSTs) on the Belgian northern border that come into operation in the first trimester of 2008 will give the possibility to reduce the uncertainty of the loop flows. This will have a positive impact on the available capacity. On the other hand, works of network reinforcement have to be done in 2008 and will necessitate planned outages that would likely have a negative impact on Net Transfer Capacity during several weeks in 2008.

Different schemes to split the capacity between the different timeframes are proposed here below and submitted to the consultation of all interested parties.

2.1. Generic principles

In the previous consultation, Elia and RTE consulted the interested parties on a possible change of the yearly capacity. It was then stated that “there is no major opposition from the participants against a possible reduction of the available yearly capacity” (see minutes of the March consultation meeting).

Moreover, analyses and simulations based on the results of the first eight months of 2007 show the importance of guaranteeing all year long a sufficient level (in absolute value) of daily capacity in order to have a good prices stability and convergence, even when facing specific situations within the market.

Based on these principles, different schemes to split the capacity between the different timeframes are proposed here below.

It should be noted that netting of yearly and monthly nominations, which is foreseen for mid 2008, does not change the definition of the split rules since the same principles will apply for both direction in this definition.

2.2. France to Belgium

As potential alternatives to the existing split rules, two scenarios are proposed for the direction France to Belgium:

- The first scenario proposes, with the aim to have all year long an adequate level of daily capacity, to slightly increase the minimum of the daily capacity and reduce the percentage from the complementary volume calculated each month attributed to the daily allocation;
- The second scenario proposes, in complement, as discussed in the previous consultation, to reduce the yearly capacity to have a better repartition between the yearly, monthly and daily products.

In both scenarios, a larger part of the complementary volume is thus attributed to the monthly capacity instead of the daily capacity.



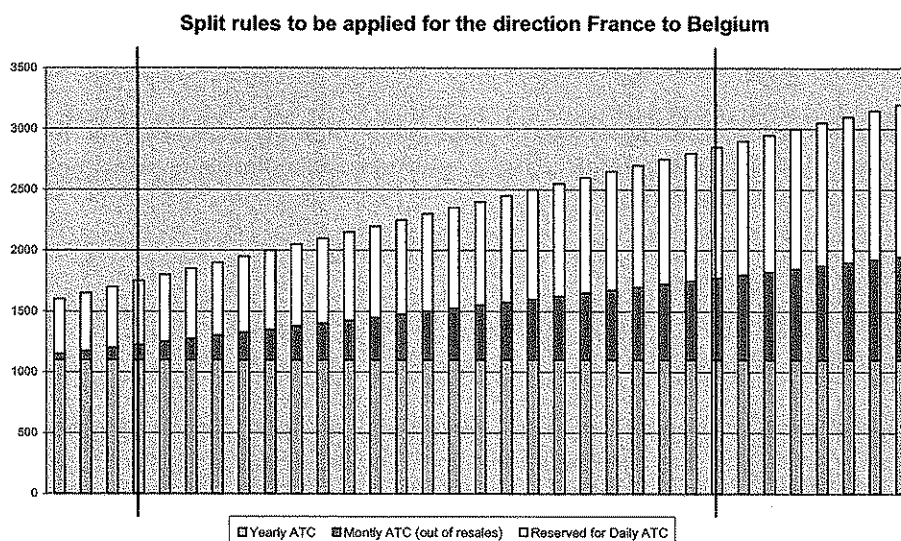
2.2.1. Scenario 1

- A capacity slightly lower than the current level i.e. 1100 MW (instead of 1300 MW), from the guaranteed volume, would be allocated at the yearly auction;
- An expected minimum guaranteed of 50 MW would be allocated at the monthly auction :
- An expected minimum guaranteed of 450 MW would be allocated at the daily allocation;
- From the complementary volume calculated each month, 50 % would be allocated to the monthly auction and 50 % to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions, in the framework of the secondary capacity market.

Concretely, this means the following repartition for, for example, the following specific monthly NTC:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
1600	1100	50	450	72%	28%
1700	1100	100	500	71%	29%
1900	1100	200	600	68%	32%
2100	1100	300	700	67%	33%
2300	1100	400	800	65%	35%

This could be illustrated, on a larger range, as follows:



2.2.2. Scenario 2

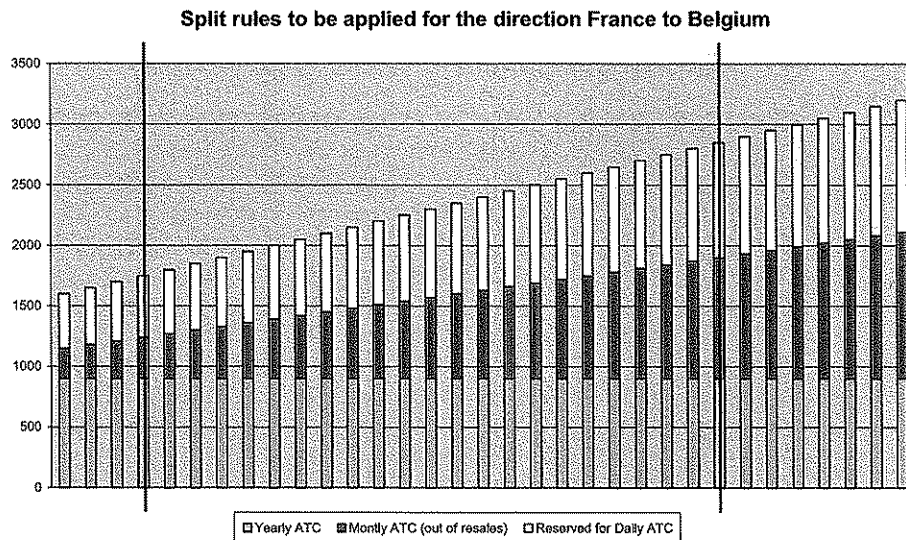
- To assure a larger monthly minimum, a capacity lower to the current level i.e. 900 MW (instead of 1300 MW), from the guaranteed volume, would be allocated for the yearly auction;
- An expected minimum guaranteed of 250 MW would be allocated to the monthly auction;

- An expected minimum guaranteed of 450 MW would be allocated to the daily allocation;
- From the complementary volume calculated each month, 60 % would be allocated to the monthly auction and 40 % to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions, in the framework of the secondary capacity market.

Concretely, this means the following repartition for, for example, the following specific monthly NTC:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
1600	900	250	450	72%	28%
1700	900	310	490	71%	29%
1900	900	430	570	70%	30%
2100	900	550	650	69%	31%
2300	900	670	730	68%	32%

This could be illustrated, on a larger range, as follows:



2.3. Belgium to France

To obtain the main resulting principle, the two following scenarios are proposed for the direction Belgium to France:

- The first scenario proposes, in the aim to have all year long an adequate level of daily capacity, to slightly increase the minimum of the daily capacity;
- The second scenario proposes, in complement, as discussed in the previous consultation, to reduce the yearly capacity to have a better repartition between the yearly, monthly and daily products.



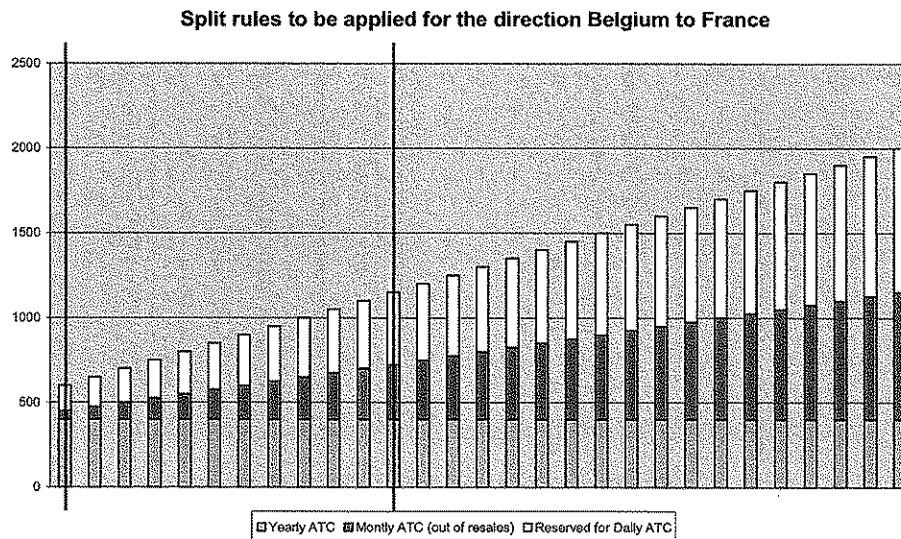
2.2.3. Scenario 1

- 400 MW, from the guaranteed volume, would be allocated in the yearly auction;
- An expected minimum guaranteed of 50 MW would be allocated to the monthly auction;
- An expected minimum guaranteed of 150 MW would be allocated to the daily allocation;
- From the complementary volume calculated each month, 50 % would be allocated to the monthly auction and 50 % to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions.

Concretely, this repartition gives for, for example, the following monthly NTC:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
600	400	50	150	75%	25%
800	400	150	250	69%	31%
1000	400	250	350	65%	35%

This could be illustrated, on a larger range, as follow:



2.2.4. Scenario 2

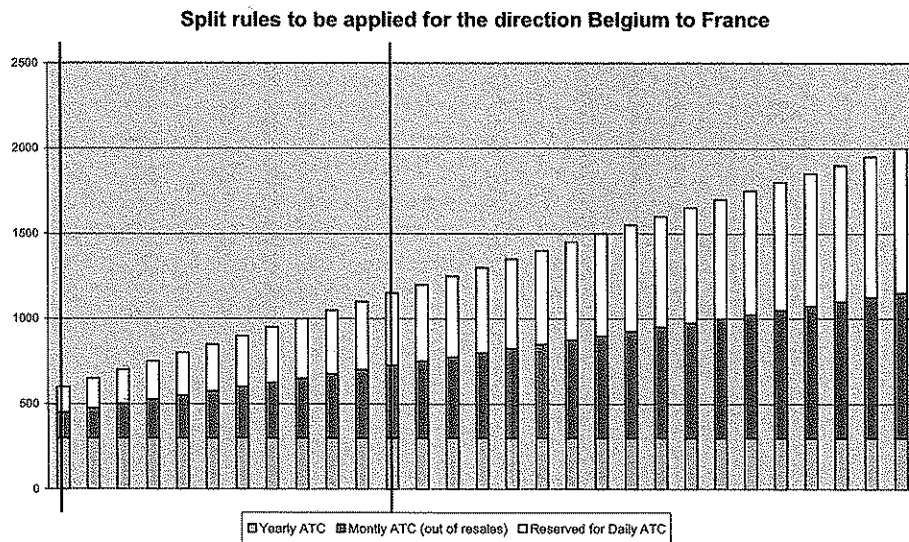
- 300 MW, from the guaranteed volume, would be allocated in the yearly auction;
- An expected minimum guaranteed of 150 MW would be allocated to the monthly auction;
- An expected minimum guaranteed of 150 MW would be allocated to the daily allocation;
- From the complementary volume calculated each month, 50 % would be allocated to the monthly auction and 50 % to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions.



Concretely, this repartition gives for, for example, the following monthly NTC:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
600	300	150	150	75%	25%
800	300	250	250	69%	31%
1000	300	350	350	65%	35%

This could be illustrated, on a larger range, as follow:



2.4. Further developments

A harmonised analysis and definition of the capacity split rules within the Central West Europe region was not possible within the present delays and constraints.

The split rules to be applied from 2009 on will have to be, on the other hand, discussed in the framework of the creation of single auction platform and rules for the Central West Europe region. In this definition, the parallel implementation of a joint flow-based market coupling within the Central West Europe region will be taken into account.

The further studies of the possible evolution to Financial Transmission Rights will have to be considered as a later step in this regional approach.



FRANCE-BELGIUM INTERCONNECTION
SPLIT OF THE CAPACITY BETWEEN THE DIFFERENT TIMEFRAMES
APPENDIX: DETAILED OBSERVATIONS AND ANALYSES

Table of contents

1.	Introduction	2
1.1.	Context	2
1.2.	Current applied rules	2
2.	Observations and proposal	5
2.1.	Synthesis of the observations	5
2.2.	Proposed principles	6
2.2.1.	Minimum volume available for allocation	6
2.2.2.	Proposals	6
2.2.3.	Further developments	7
3.	Experience within 2007	7
3.1.	Available capacity and use: general view	7
3.2.	Availability and split of the capacity between the different timeframes.....	8
3.3.	Explicit auctions	13
3.3.1.	Explicit auctions results	13
3.3.2.	Use of the yearly and monthly capacities.....	14
3.4.	Market coupling	16
3.4.1.	Market coupling results.....	16
3.4.2.	Use of daily capacities.....	17
3.4.3.	Use of daily capacities in comparison to the use of yearly and monthly capacities 20	
3.4.4.	Efficiency of the Market Coupling.....	22
4.	Simulations.....	25
4.1.	Daily ATCs	25
4.2.	Market coupling	27
4.2.1.	Impact on prices	27
4.2.2.	Impact on convergence.....	29
4.2.3.	Impact on net utility	31



1. Introduction

1.1. Context

In March 2007, Elia and RTE have consulted the market participants about the repartition of capacity between the different allocation timeframes on the France-Belgium interconnection (yearly and monthly explicit auctions, daily allocation by market coupling). Following this consultation and with the agreement of the French and Belgian regulators, Elia and RTE have defined, for both directions, new rules for this repartition that entered into force from the monthly allocation of May 2007 (taking place in April 2007) on.

These rules, that are published on Elia and RTE's websites, have been established on the basis of the observations and analysis carried out by the transmission system operators (TSOs) on the period going from January 2006 to the beginning of 2007, which was particularly marked by the launch of market coupling in November 2006.

Following the request of the regulators, Elia and RTE are now preparing the definition of the rules to apply for the capacities of 2008 on the France-Belgium interconnection.

This note constitutes Elia and RTE joint analysis and proposal concerning the split of the capacity offered to the different allocation timeframes, in both directions, for 2008, on the France-Belgium interconnection. It is sent to the market participants in preparation of the related consultation meeting organized by the TSOs. Based on the results of this consultation meeting, Elia and RTE will jointly define a scheme for the split of capacity between the different timeframes, which will be communicated to the Belgian and French regulators.

In the present document, Elia and RTE report on their observations and, based on these ones, propose rules to be applied. These assessments and proposals result from the analyses of the results of the first eight months of 2007, concerning the allocations (explicit auctions and market coupling) and their use. This was complemented with some additional simulations. The detail of these analyses is available for information in the second part (see chapters 3 and 4) of this note.

Based on the growing importance of the direction Belgium to France, in particular for some periods within the day or within the year, analyses and simulations were done for both directions. Resulting from these analyses, the same principles will apply for both directions in the definition of the split rules for 2008.

The split rules to be applied from 2009 on will have to be discussed in the framework of the creation of a single auction platform and rules for the Central West European region.

1.2. Current applied rules

The current split rules that apply since the monthly allocation which took place in April 2007 (capacities of May 2007 and following months) are the following:

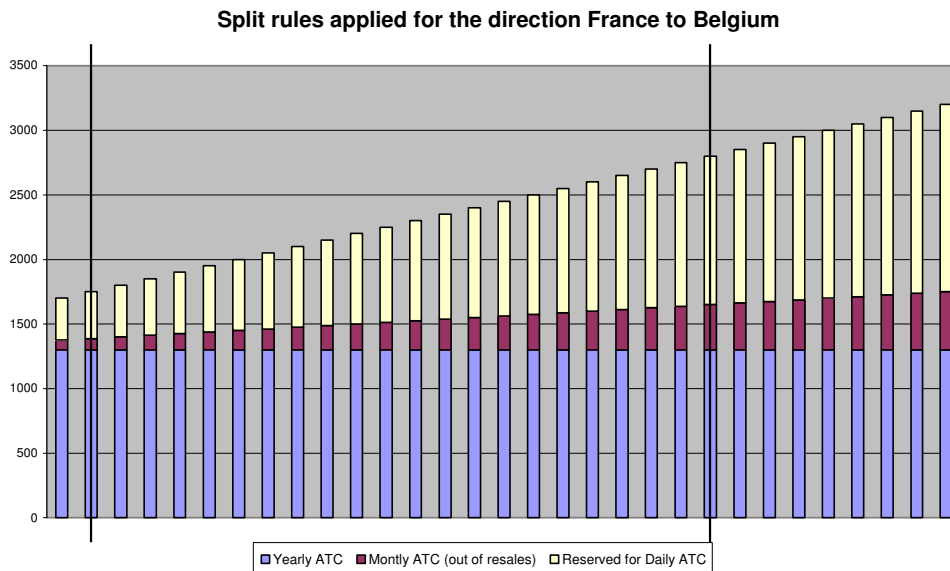
From France to Belgium:

- Among the 1700 MW that are guaranteed in 2007 from France to Belgium, 1300 MW have already been allocated in the yearly auction;
- From May 2007 on, when possible, a minimum of 100 MW will be 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 difference¹ will be split according to the rules: 25% to the monthly capacity and 75% to the daily capacity, respecting the total minimum capacity of 1700 MW;
- Furthermore, from the complementary volume calculated each month above these first 500 MW, 25% would be allocated to the monthly auction and 75% to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions.

Concretely, this repartition gives for, for example, the following monthly NTC in the direction France to Belgium:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
1700	1300	75	325	81 %	19 %
1900	1300	125	475	75 %	25 %
2100	1300	175	625	70 %	30 %
2300	1300	225	775	66 %	34 %

This could be illustrated, on a larger range, as follow:



¹ That means the difference between
 - the available capacity for the monthly auction and the daily allocation within the concerned month, and
 - 500 MW.

where the vertical black lines identify the minimum and maximum monthly NTC within the first eight months of 2007.

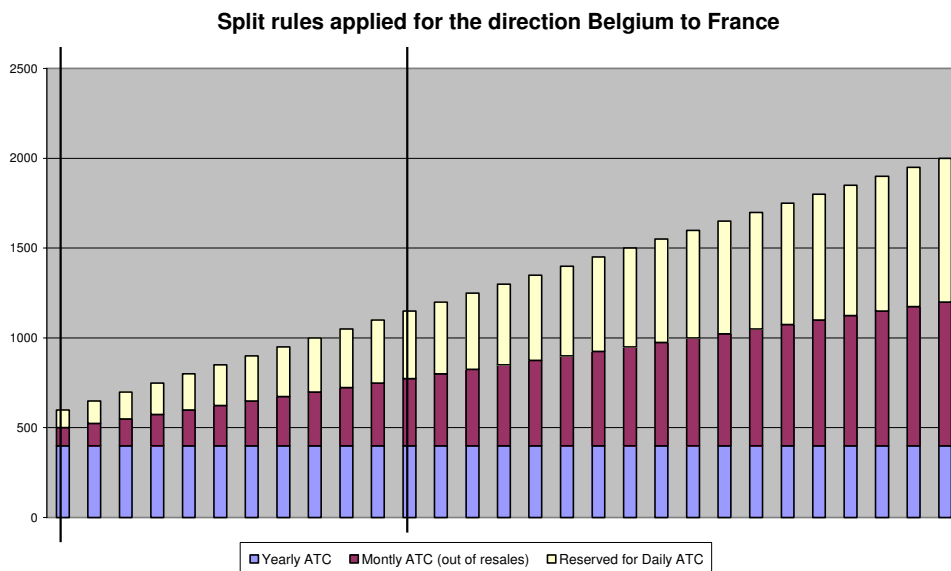
From Belgium to France:

- Among the 600 MW that are guaranteed in 2007 from Belgium to France, 400 MW have already been allocated in the yearly auction;
- From May 2007 on, a minimum of 100 MW of the remaining guaranteed capacity will be 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% would be allocated to the monthly auction and 50% to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions.

Concretely, this repartition gives for, for example, the following monthly NTC in the direction Belgium to France:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
600	400	100	100	83 %	17 %
800	400	200	200	75 %	25 %
1000	400	300	300	70 %	30 %

This could be illustrated, on a larger range, as follow:



where the vertical black lines identify the minimum and maximum monthly NTC within the first eight months of 2007.

2. Observations and proposal

2.1. Synthesis of the observations

Elia and RTE realised different analyses based on the results of the allocations of capacities on the France–Belgium interconnection during the first eight months of 2007 in terms of:

- levels of capacity proposed on the different timeframes,
- allocated capacity and prices,
- use of the capacities,
- prices convergence within the market coupling.

These were completed with some simulations related to:

- the level of available daily capacities when changing the split rules,
- the market coupling results when changing the available capacities on the France-Belgium interconnection.

From these results, Elia and RTE conclude that:

- The yearly auction price has increased in the direction France to Belgium but as the total volume was not changed, this is probably linked to market situations that vary from one year to the other;
- The reduction of the monthly auction volumes does not seem to have increased the global average value of these capacities. Monthly prices have even been reduced in comparison to 2006;
- The experience within the first eight months of 2007 confirms that:
 - o A good convergence has been observed between the prices in France and Belgium, thanks to the good availability of capacity on the day-ahead timeframe on this border. If this convergence remains good in the summer period, when the available daily capacities is smaller in both directions, it has been however lower than during the other months;
 - o Price convergence between the different coupled markets depends on the level of available capacity between these markets; simulations on market coupling (see the appendix) show that a reduction in day-ahead capacity would have had, at certain periods, major impacts on the prices.
- The present split rules allowed having a sufficient level of daily capacities within the summer. The earlier rules would have significantly reduced the available daily capacity, in both direction, for certain periods of the year, with non-negligible effect on the Belgian and French market prices convergence, level and stability;
- The present split rules have not yet been experienced within a winter period as the change occurred for the auction of May capacities. For this period, yearly and monthly nominations appear to be higher.
- The present split rules have not generated a high proportion of cases where the day-ahead capacity is largely excessive.

- Secondary market remains the activity of a very limited number of participants. The volume of capacity freed by resale and “use it or lose it” remains insufficient to count only on it to assure the necessary daily minimum.

2.2. Proposed principles

For these reasons, Elia and RTE propose to adapt the present schemes to split the capacity between the different timeframes (year, month, day) and are willing to consult, within the consultation meeting of the 1st October 2007, all interested parties about this modification and will take into account, wherever possible, the comments expressed during the consultation meeting on this topic.

2.2.1. Minimum volume available for allocation

The TSOs propose to maintain the principle of allocating a minimum volume of capacity available all year long, without prejudice of the way this volume would be split between the different timeframes.

In 2006 and 2007, this volume was of 1700 MW from France to Belgium. The volume from Belgium to France was of 800 MW in 2006 and 600 MW in 2007.

The minimum values for 2008 will only be known with certainty later this year, as more definitive information regarding grid configuration and power plant revision for 2008 becomes available.

Concretely, for 2008, the Phase Shifting Transformers (PSTs) on the Belgian northern border that come into operation in the first trimester of 2008 will give the possibility to reduce the uncertainty of the loop flows. This will have a positive impact on the available capacity. On the other hand, works of network reinforcement have to be done in 2008 and will necessitate planned outages that would likely have a negative impact on Net Transfer Capacity during several weeks in 2008.

2.2.2. Proposals

In the previous consultation, Elia and RTE consulted the interested parties on a possible change of the yearly capacity. It was then stated that “there is no major opposition from the participants against a possible reduction of the available yearly capacity” (see minutes of the March meeting).

Moreover, analyses and simulations based on the results of the first eight months of 2007 show the importance of guaranteeing all year long a sufficient level (in absolute value) of daily capacity in order to have a good prices stability and convergence, even when facing specific situations within the market.

Concrete proposals for 2008 can be found in the specific note “Split of the capacity between the different timeframes – Synthetic Analyses and Proposals”.

These proposals include, for each direction of the France-Belgium interconnection:

- the definition of the yearly capacity,
- the definition of the minimum capacity guaranteed to the monthly and daily allocation,
- the split rule for the complementary volume.

2.2.3. Further developments

A harmonised analysis and definition of the capacity split rules within the Central West Europe region was not possible within the present delays and constraints.

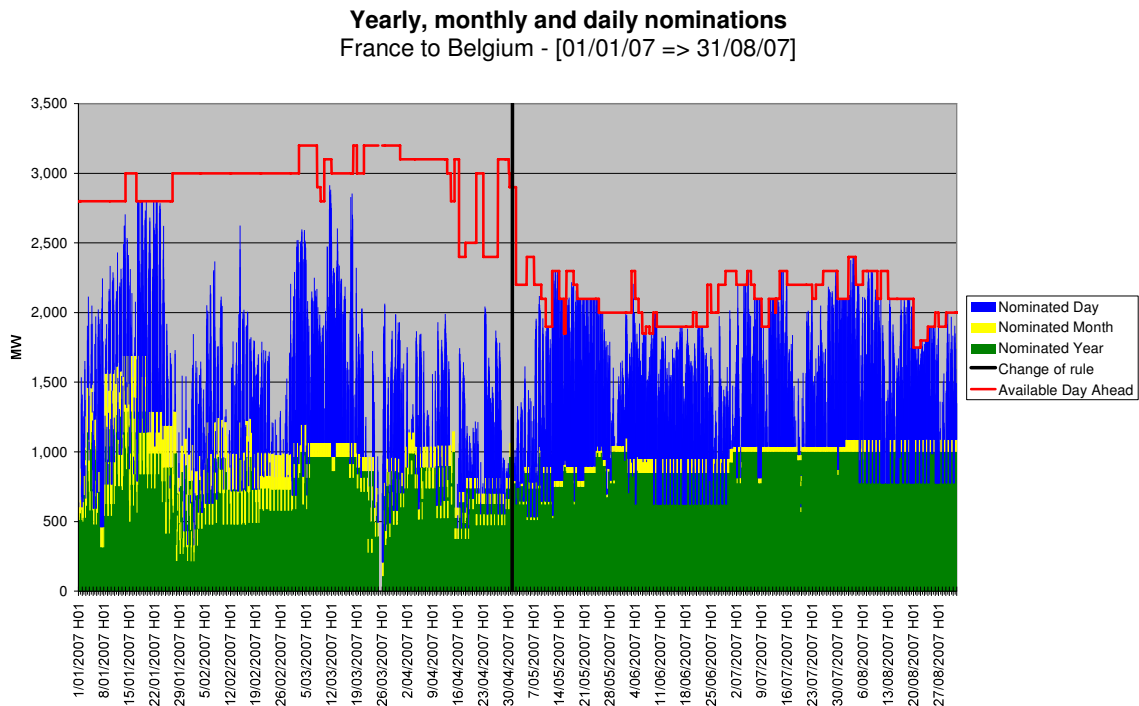
The split rules to be applied from 2009 on will have to be, on the other hand, discussed in the framework of the creation of single auction platform and rules for the Central West Europe region. In this definition, the parallel implementation of a joint flow-based market coupling within the Central West Europe region will be taken into account.

The further studies of the possible evolution to Financial Transmission Rights will have to be considered as a later step in this regional approach.

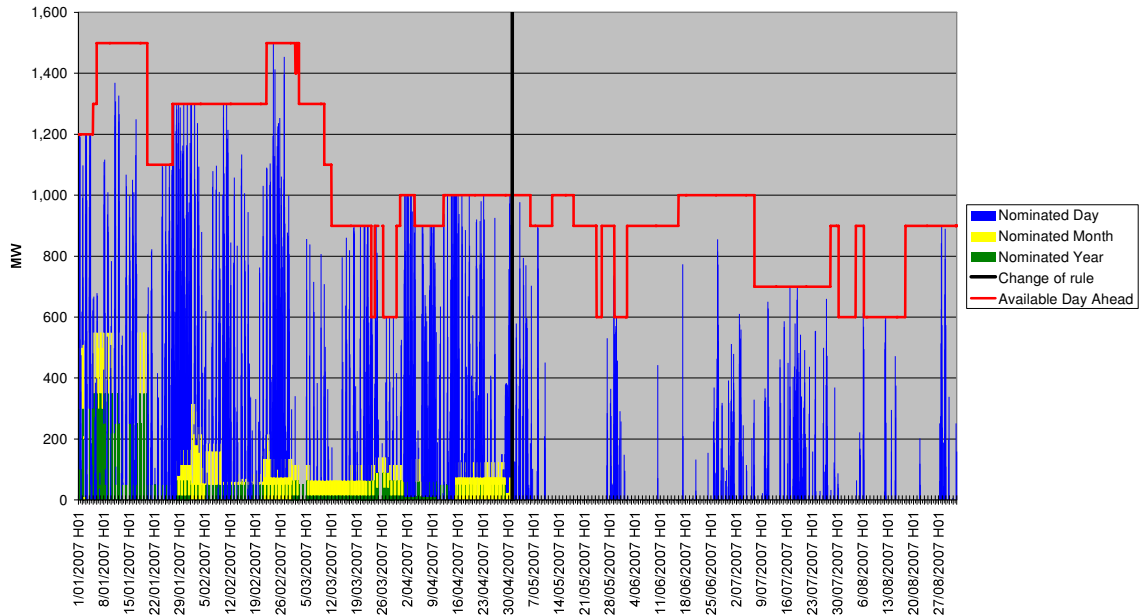
3. Experience within 2007

3.1. Available capacity and use: general view

The following figures present, for each direction, the evolution of the total available capacity (D-2 NTC), and the way it was used in terms of nominations at the different time horizons. The vertical black line identifies the moment where the split rules were changed.



Yearly, monthly and daily nominations
Belgium to France - [01/01/07 => 31/08/07]



These figures illustrate the evolution of the total available capacity, in both directions, within the first eight months of 2007, as well as their utilization. We notice in particular the significantly higher utilization of the direction Belgium to France during the first half of the studied period. This higher utilization is related to the flow resulting from the market coupling within this period.

3.2. Availability and split of the capacity between the different timeframes

In this paragraph, we present, for each direction of the interconnection, the evolution of the available capacity for the monthly and daily allocations and the “origin” of this capacity:

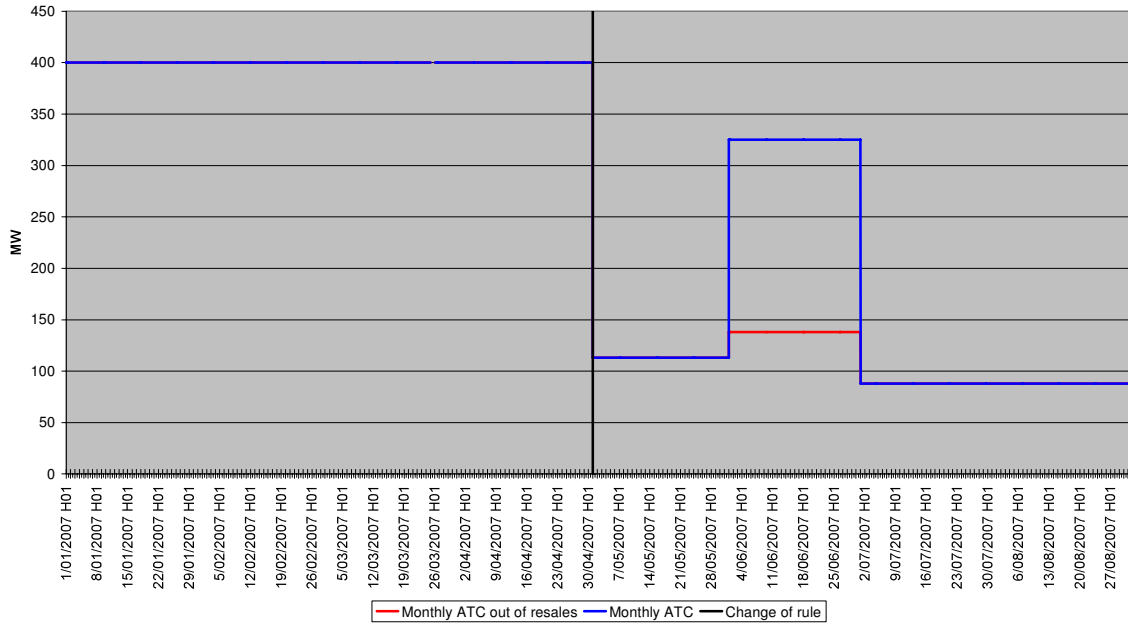
- for the monthly allocation, the available capacity is calculated taking into account :
 - o the part of the NTC value to be proposed at the monthly allocation by application of the “split rules” between monthly and daily allocation,
 - o the volumes coming from resales of yearly capacities to the monthly auction;
- for the daily allocation, the available capacity is calculated taking into account :
 - o the part of the NTC value reserved for the daily allocation by application of the “split rules” between monthly and daily allocation,
 - o the delta between the monthly NTC value and the daily NTC value,
 - o the volumes coming from resales of yearly and monthly capacities to the daily allocation,
 - o the volumes coming from non-nominated yearly and/or monthly capacities, by application of the “use-it-or-lose-it” principle.

For reminder, the available yearly capacity within the same period was:

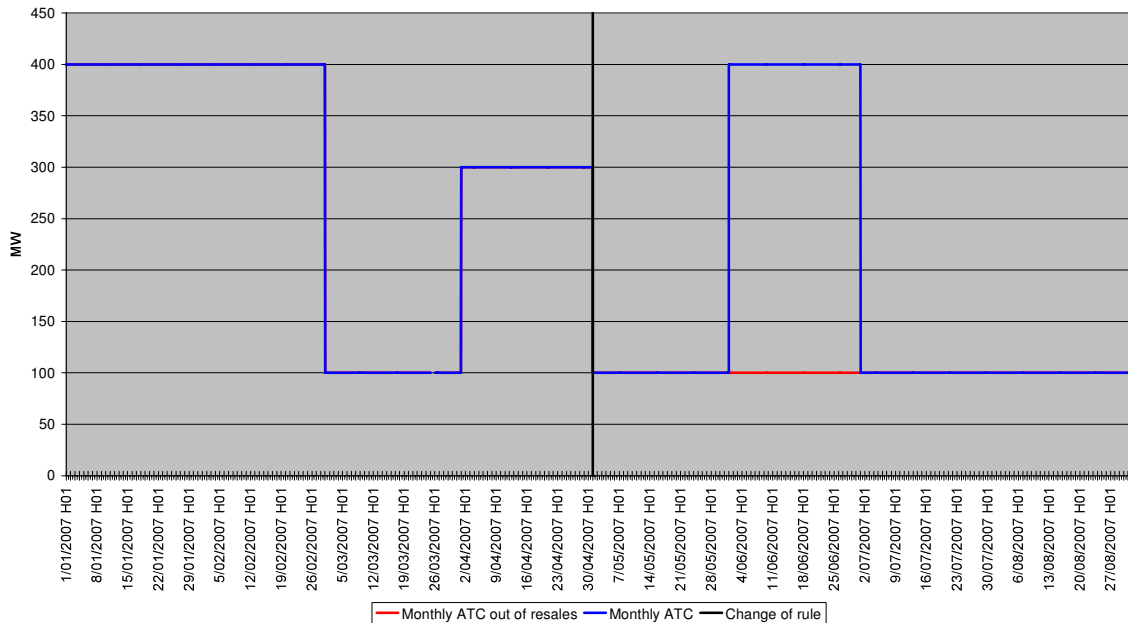
- 1300 MW in the direction France to Belgium,
- 400 MW in the direction Belgium to France.

Monthly available capacity:

Monthly ATC
France to Belgium - [01/01/07 => 31/08/07]



Monthly ATC
Belgium to France - [01/01/07 => 31/08/07]



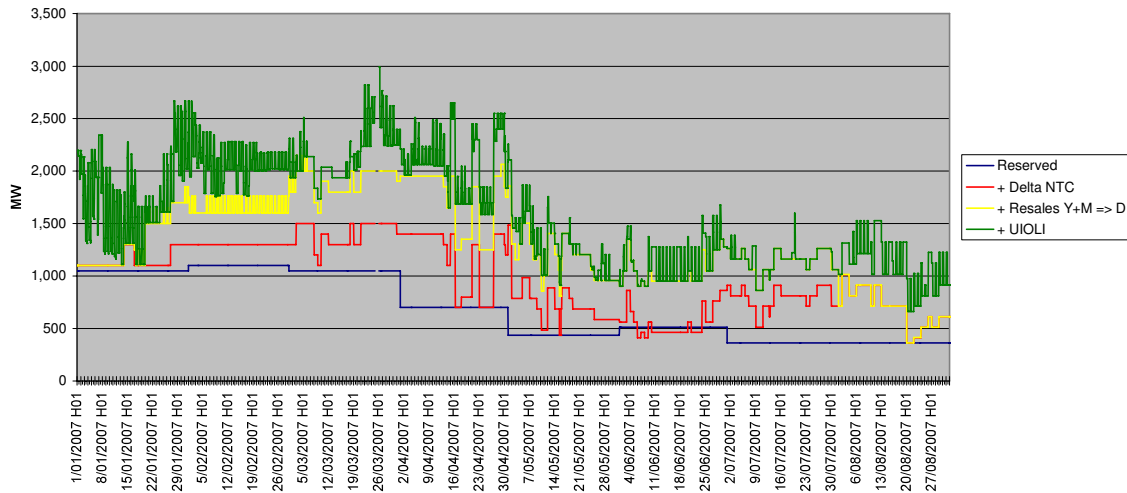
These figures show that for both directions:

- For the first eight months of 2007, monthly capacity values vary between 100 MW (88 in the direction France to Belgium) and 400 MW;

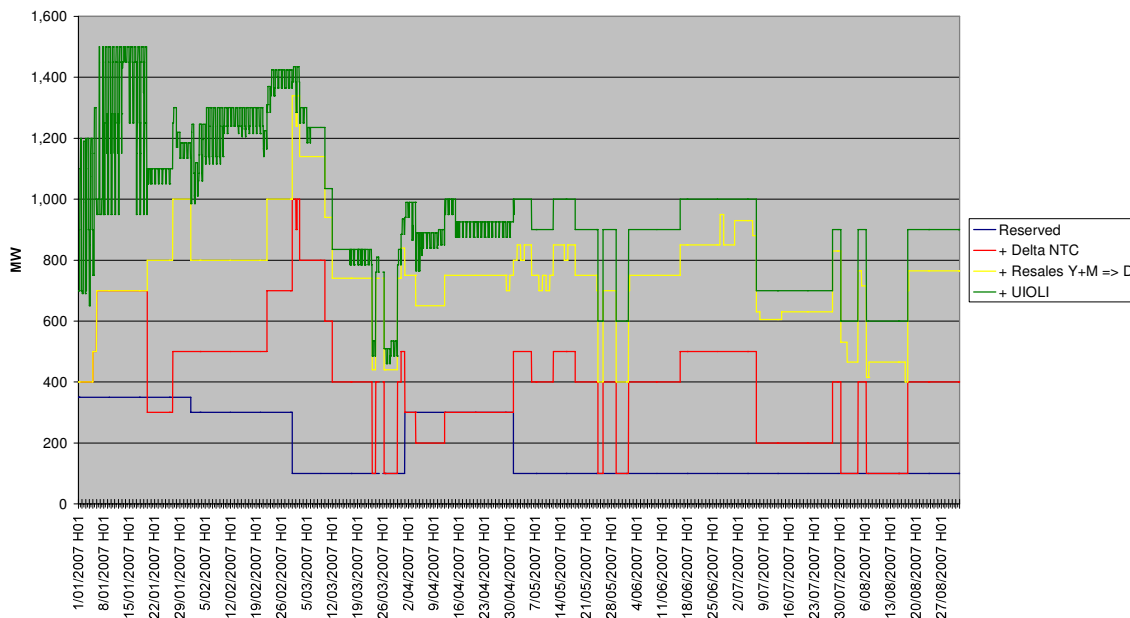
- Resales of yearly capacities to the monthly auctions only occurred once (for the month of June).

Daily available capacity:

Daily ATC (MW)
France to Belgium - [01/01/07 => 31/08/07]



Daily ATC (MW)
Belgium to France - [01/01/07 => 31/08/07]

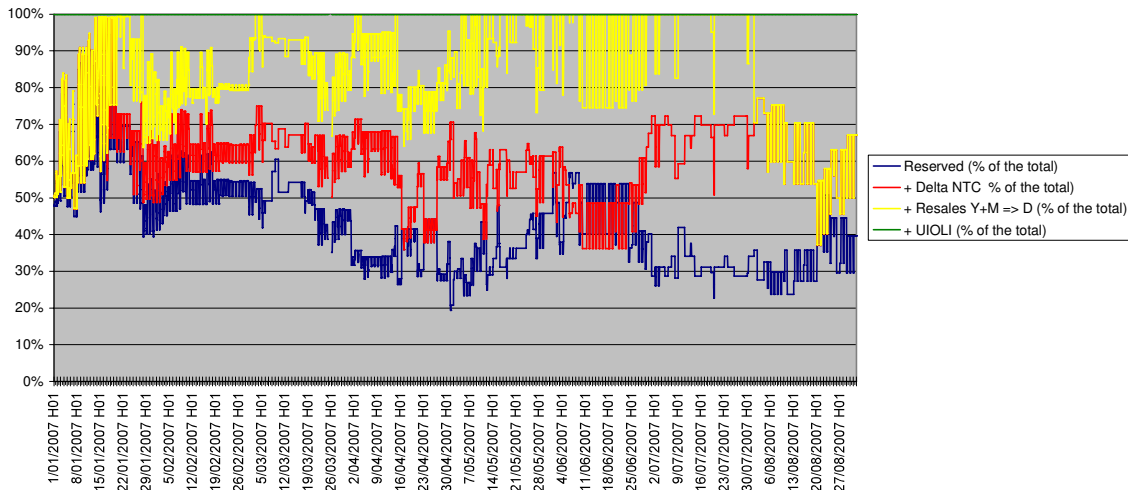


Taking into account the four components as mentioned here above, the daily available capacity, in the direction France to Belgium, was on average of 1584 MW with a minimum of 663 MW and a maximum of 2992 MW.

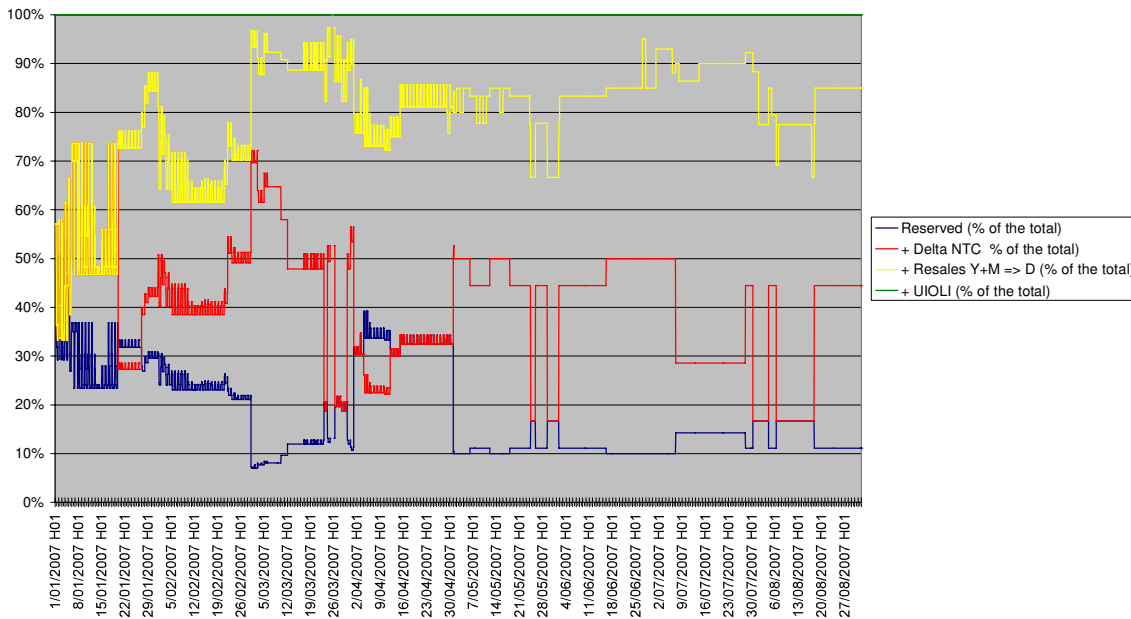
Similarly, in the direction Belgium to France, the daily available capacity was on average of 955 MW with a minimum of 460 MW and a maximum of 1500 MW.

The following figure completes this information with another way to present the origin of the daily available capacity; in this figure, the values are expressed in percentages of the global daily capacity.

Daily ATC (%)
France to Belgium - [01/01/07 => 31/08/07]



Daily ATC (%)
Belgium to France - [01/01/07 => 31/08/07]



For the direction France to Belgium, the part reserved for the daily allocation represents on average 43.4% (minimum value of 19.4% and **maximum value of 94.5%**) of the daily ATC.

When summing it up with the delta between NTC values, it increases to 61.5% on average (minimum value of 35.9% and **maximum value of 99.2%**).

If we exclude the month of January, the starting month of the secondary market on the France-Belgium interconnection, maximum values remain quite high with 62.6 % and 77.1 % of the total available capacity.

For the direction Belgium to France, the part reserved for the daily allocation represents on average 18.5% (minimum value of 7% and maximum value of 53.8%). When summing it up with the delta between NTC values, it increases to 40.2% on average (minimum value of 16.7% and maximum value of 72.2%).

If we exclude the month of January, maximum values are 39.2 % and 72.2 %.

If we wish to focus on the absolute value of the yearly and monthly capacities resold to the daily allocation, within the period February-August, we obtain following numbers:

- In the direction France to Belgium: in average 411.4 MW (with a minimum of 0 MW and a maximum of 675 MW) were resold;
- In the direction Belgium to France: in average 407.4 MW (with a minimum of 300 MW and a maximum of 650 MW) were resold.

Moreover, these resales remain, until now, the activity of a really reduced number of market participants. This means that relying on secondary market effects to ensure sufficient daily ATC would entail serious risk regarding price convergence. To manage this risk, which depends on decisions by very few participants, we refer to the proposals made for the repartition 2008.

The part freed up by the “Use it or lose it” principle remains on certain periods really limited. Most probably, if the “Use it or lose it” principle and the resales of yearly and monthly capacity to the daily allocations were replaced by a “Use it or sell it principle”, the global volume freed up by these two mechanisms would increase.

3.3. Explicit auctions

3.3.1. Explicit auctions results

The following tables show the variation of prices and allocated volumes for the different types of allocations and for both directions of the interconnection.

Prices (€/MWh)

	Jan-07	Feb-07	Mar-07	Apr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Aug-07
<u>From France to Belgium</u>								
Year	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06
Month	0.92	0.60	0.44	0.65	1.84	4.73	3.01	3.50
Day (weighted average)	1.86	0.00	0.00	0.00	18.70	0.72	1.10	1.63
<u>From Belgium to France</u>								
Year	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Month	0.77	0.15	0.27	0.52	0.68	0.33	0.06	0.12
Day (weighted average)	0.81	0.01	1.53	1.01	0.27	0.00	0.23	0.77

Volumes (MW)

	Jan-07	Feb-07	Mar-07	Apr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Aug-07
<u>From France to Belgium</u>								
Year	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299
Month	400	400	400	400	113	325	88	88
Day (average)	359	285	565	238	660	558	527	596
<u>From Belgium to France</u>								
Year	400	400	400	400	400	400	400	400
Month	400	400	100	300	100	400	100	100
Day (average)	231	222	105	243	51	20	55	54

We can observe that the value given by the market participants to the yearly capacity in the direction France to Belgium is higher than for 2006 (0,76 Euros/MWh). As the proposed volume of this capacity did not changed towards 2006, this price variation is most probably linked to the market situation that differs from one year to another based on various elements such as consumption and generation prediction, market facilities in place (the introduction of the secondary market of capacity in January 2007 may be one of the reasons), fuel prices, CO2 prices,...

The reduction of the monthly auction volumes does not seem to have increased the global average value of these capacities. Monthly prices have even reduced in comparison to 2006.

For reminder, the table here below gives, for 2006, the variation of prices and allocated volumes for the different types of auctions and for both directions of the interconnection.

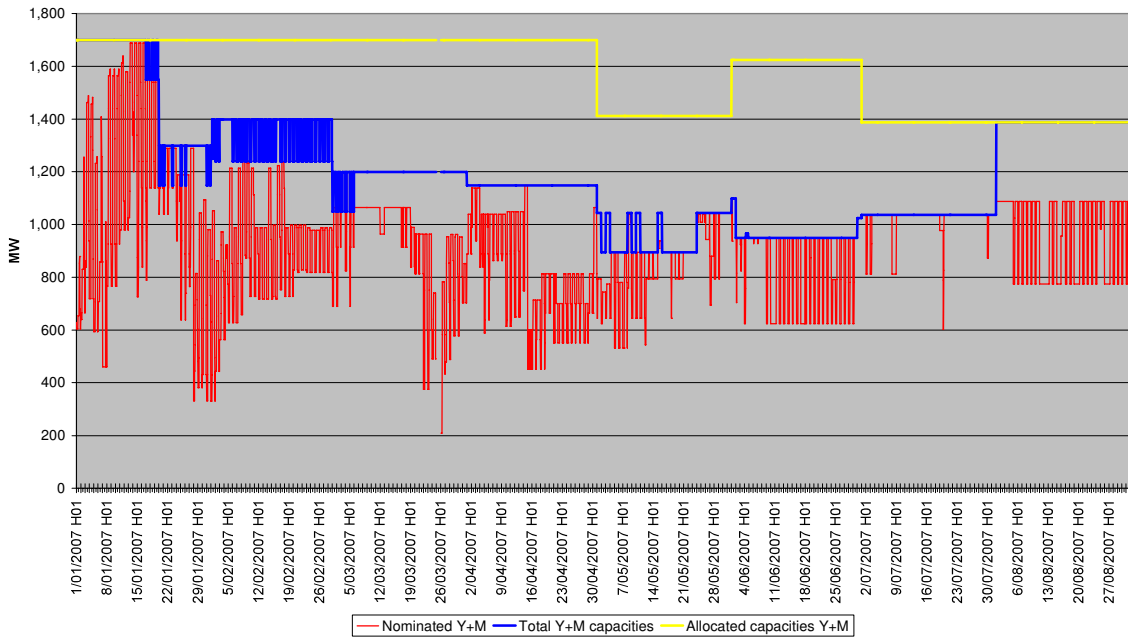
Without Belpex												
Prices (€/MWh)	Jan-06	Feb-06	Mar-06	Apr-06	May-06	Jun-06	Jul-06	Aug-06	Sep-06	Oct-06	Nov-06	Dec-06
From France to Belgium												
Year	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
Month	0.22	0.22	0.31	7.51	8.00	7.50	2.25	3.62	6.14	4.88	8.25	2.53
Day (weighted average)	0.01	0.01	0.45	1.01	3.50	1.52	4.20	3.57	2.94	5.56	8.49	*
From Belgium to France												
Year	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
Month	0.35	0.41	0.33	0.25	0.26	*	*	*	*	0.12	0.20	0.10
Day (weighted average)	0.03	0.26	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	*
Volumes (MW)												
	Jan-06	Feb-06	Mar-06	Apr-06	May-06	Jun-06	Jul-06	Aug-06	Sep-06	Oct-06	Nov-06	Dec-06
From France to Belgium												
Year	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298
Month	1,450	1,450	849	500	400	400	400	450	399	400	550	750
Day (average)	1,458	1,600	1,604	1,302	962	919	361	363	536	543	443	*
From Belgium to France												
Year	799	799	799	799	799	799	799	799	799	799	799	799
Month	520	400	300	100	100	*	*	*	*	100	99	200
Day (average)	1,047	1,055	1,087	1,404	1,283	1,416	1,067	1,301	1,199	1,196	1,150	*

3.3.2. Use of the yearly and monthly capacities

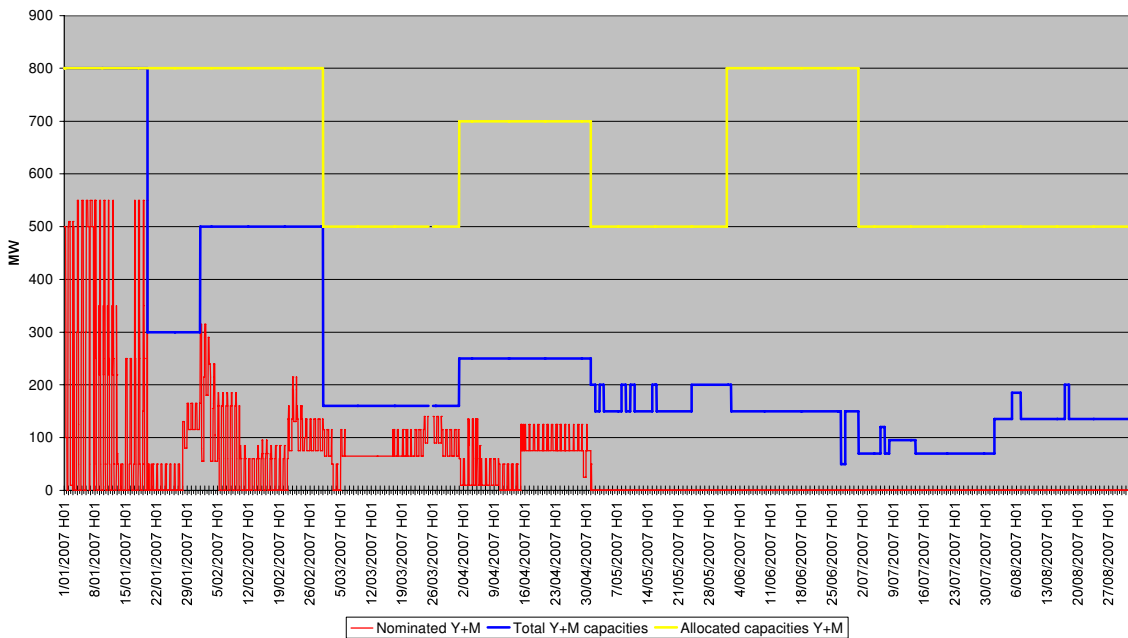
The part of the capacity allocated in yearly and monthly auctions that is not nominated, and put at the disposal of the daily allocation in respect of the “use it or lose it” principle, has been illustrated previously (see paragraph 3.2 – Daily ATC). In complement, the following figure shows:

- the total of yearly and monthly capacities that were allocated,
- the total of yearly and monthly capacities that could be nominated i.e. after resales of yearly and monthly capacities to the daily allocation (this amount equals to the sum of the programming authorizations),
- the total of yearly and monthly nominations.

Yearly and Monthly nominations
France to Belgium - [01/01/07 => 31/08/07]



Yearly and Monthly nominations
Belgium to France - [01/01/07 => 31/08/07]



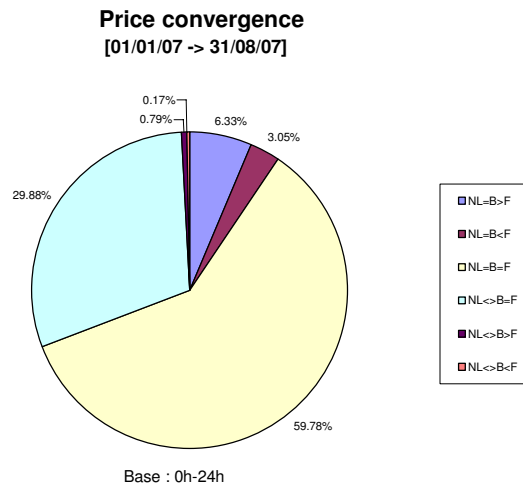
3.4. Market coupling

3.4.1. Market coupling results

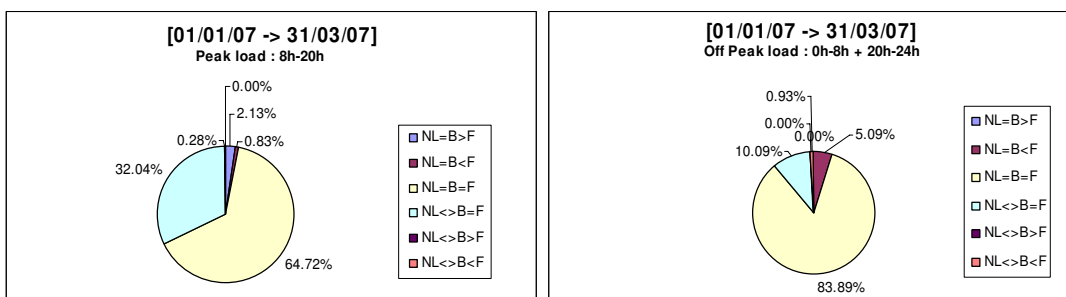
Generally speaking, as was already observed, in the “detailed analyses and observations” related to the previous consultation, for the first three months of operation of the market coupling, this mechanism leads to a good level of prices convergence (the three prices in France, Belgium and The Netherlands are equal in almost 2/3 of the time steps since the beginning of 2007).

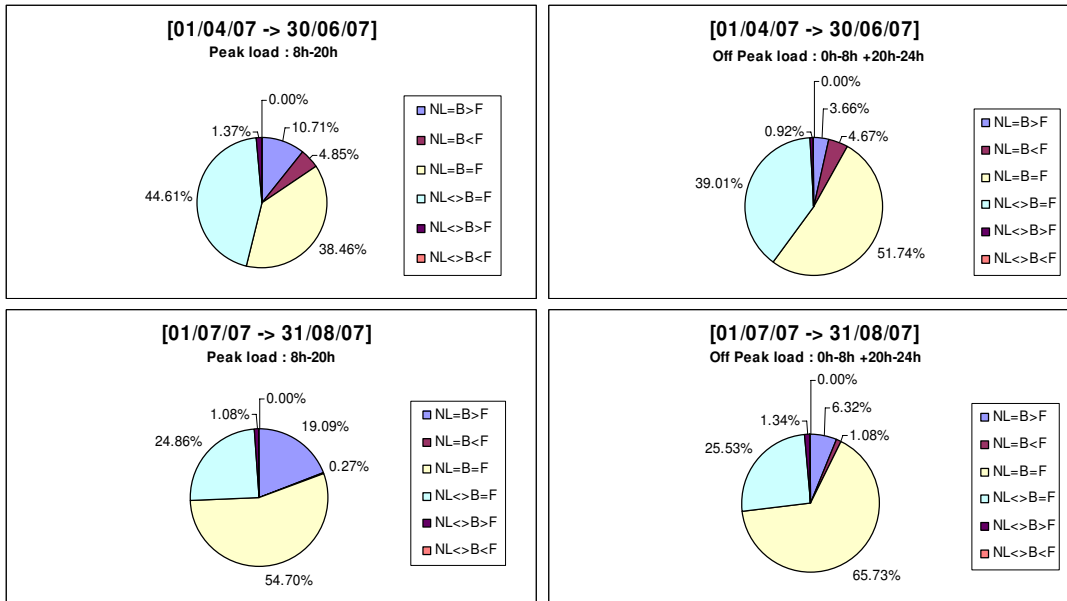
Between January 2007 and August 2007, as illustrated here below:

- The prices have converged between France and Belgium in 89.66 % (= 59.78 % + 29.88 %) of the time,
- Prices were higher in Belgium than in France during 7.12 % (=6.33% + 0.79 %) of the time,
- Prices were higher in France than in Belgium during the last 3.22% (= 3.05 % + 0.17 %) of the time.



For this period, the convergence of prices during the peak and off-peak hours was the following:





These six figures show that, on average:

- Prices are higher in France than in Belgium more often during the off peak hours than the peak hours;
- Convergence of prices between France and Belgium during the peak hours is better in winter than in spring or summer;
- Prices divergence between France and Belgium occurs more in the direction France > Belgium in the winter and Belgium > France in the summer.

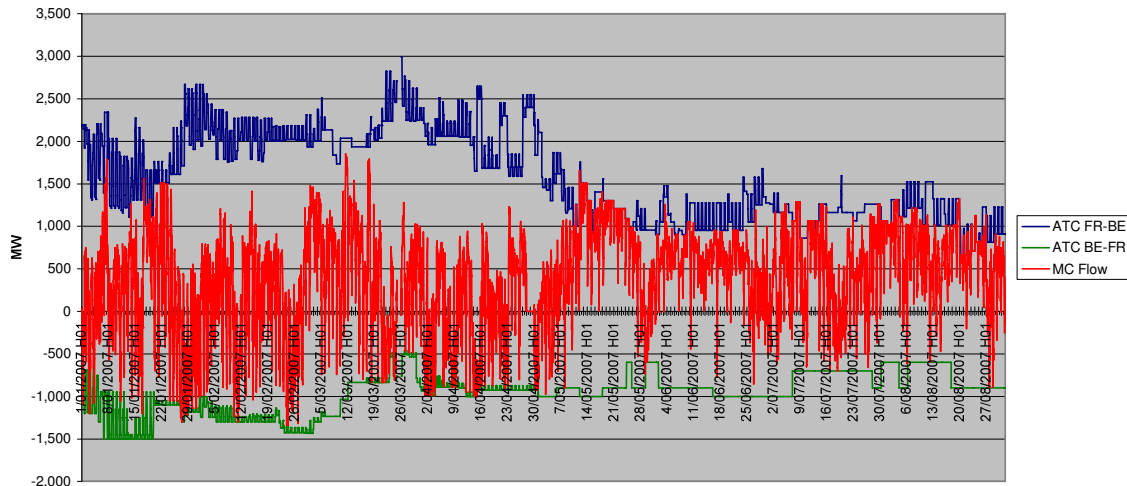
These observations may also be illustrated by following summary table:

		Peak	Off Peak
01/01 01/03	B>F	2.41%	0.00%
	B<F	0.83%	6.02%
	B=F	96.76%	93.98%
01/04 30/06	B>F	12.08%	4.58%
	B<F	4.85%	4.67%
	B=F	83.07%	90.75%
01/07 31/08	B>F	20.17%	7.66%
	B<F	0.27%	1.08%
	B=F	79.56%	91.26%

3.4.2. Use of daily capacities

We present on the following figure the level and usage of daily ATCs. We can observe, in coherence with earlier observations, that the proportion of time steps on which the flows go from Belgium to France was more important in winter than in summer. It can also be noted that, generally speaking, the part of the capacity which is not used by market coupling was smaller during summer. Therefore, we can assume that, if the new split rules favoring a sufficient level of daily capacities were not applied, we would have encountered more congestions during these months (see also simulations here after).

Market coupling flows [01/01/07 => 31/08/07]



To evaluate the dynamic of this utilization, the information here above may be completed by different statistical analyses, as presented below.

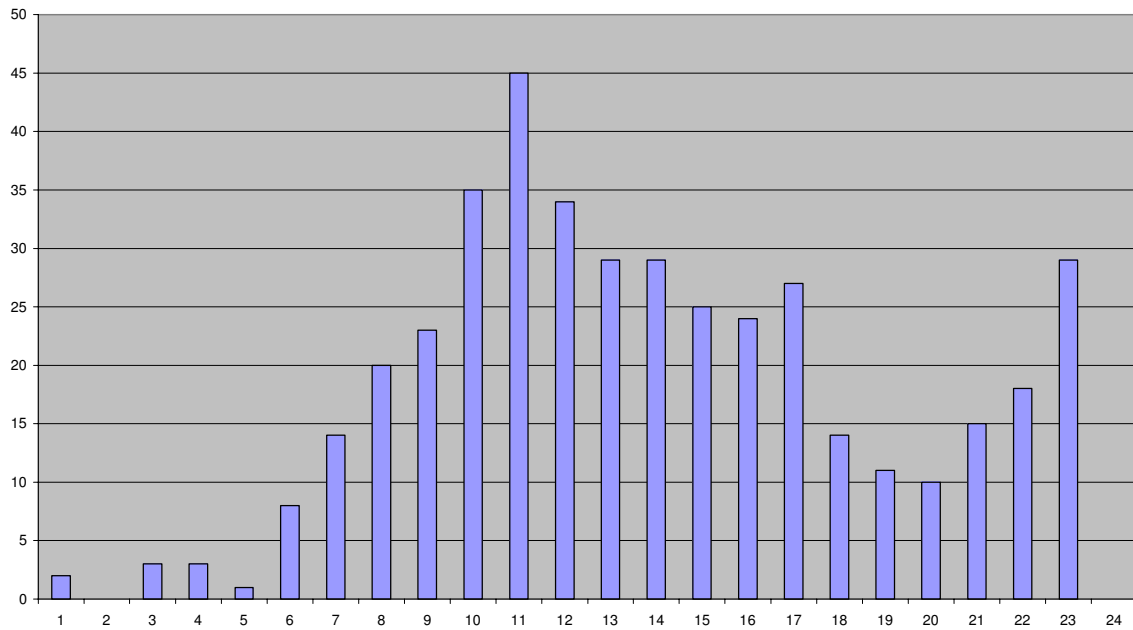
To have a more correct picture, erasing the wrong impression brought on the averages by some specifically not used hours, the following tables give for each direction the number of days without any “congestion” (i.e. the numbers of days for which the 24 hours were not fully used). These tables confirm the general tendency for the direction of the market coupling congestions: in winter, there are more “congested” days in the direction Belgium to France than in the opposite direction. During the summer period, the tendency is the opposite one.

From France to Belgium		From Belgium to France	
January	26	January	21
February	28	February	24
March	30	March	21
April	30	April	14
May	17	May	29
June	23	June	30
July	18	July	29
August	13	August	29

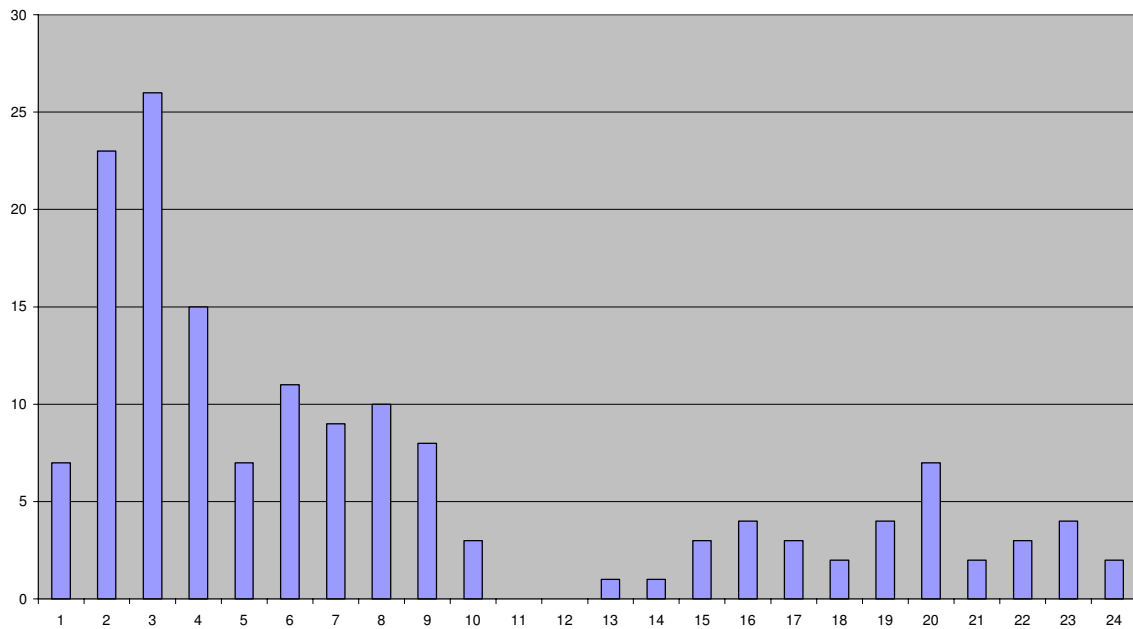
Note: As the day on which the transition is made to or from daylight savings time have been excluded of all statistics to avoid any inappropriate data model effect, March only counts 30 days in these statistics.

We can also see on the following figures, giving the numbers of “congested” days by hour, that the congestions mainly appear in the middle of the day for the France to Belgium direction and in the morning for the Belgium to France direction.

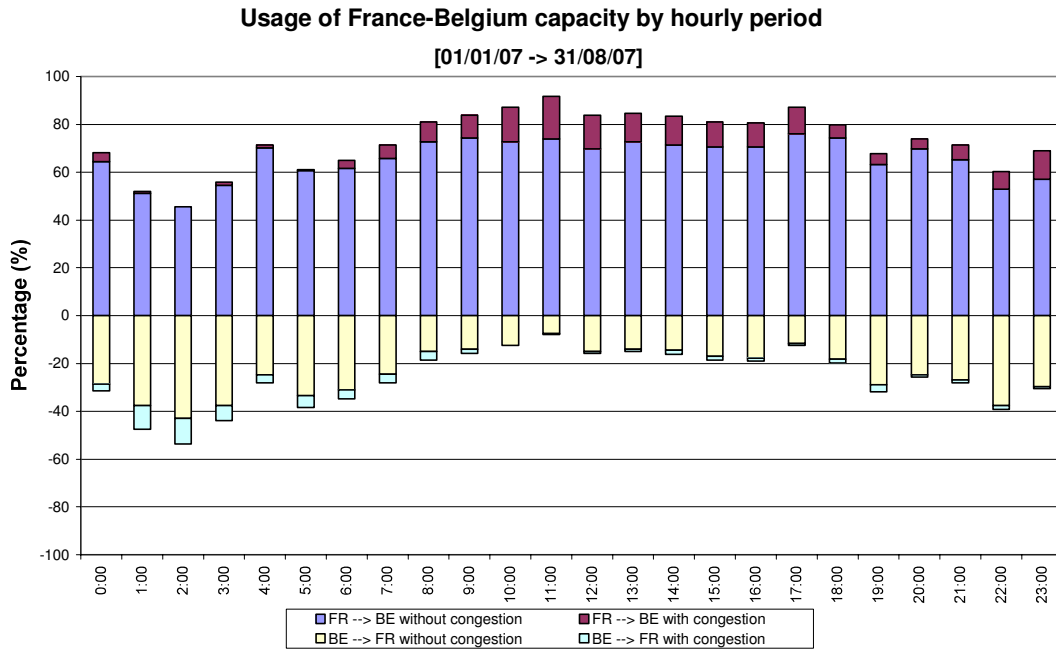
Market coupling congested days
France to Belgium - [01/01/07 -> 31/08/07]



Market coupling congested days
Belgium to France - [01/01/07 -> 31/08/07]



With more detail, the statistical use of the daily capacities, hour by hour, may be illustrated as follows:



3.4.3. Use of daily capacities in comparison to the use of yearly and monthly capacities

The following table gives for each direction the number of days without any “congestion” in the daily allocation, as illustrated here above, completed with the number of days without any “congestion” in the yearly/monthly allocations. In this table, similarly to the principles for the daily allocation, we consider that a day is “congested” for the yearly/monthly allocations if for at least one hour the total nominated equals the total capacity that may be nominated (i.e. the total of programming authorizations after resales).

From France to Belgium			From Belgium to France		
	Daily	Y/M		Daily	Y/M
January	26	31	January	21	31
February	28	28	February	24	28
March	30	28	March	21	30
April	30	29	April	14	30
May	17	11	May	29	31
June	23	3	June	30	30
July	18	2	July	29	31
August	13	31	August	29	31

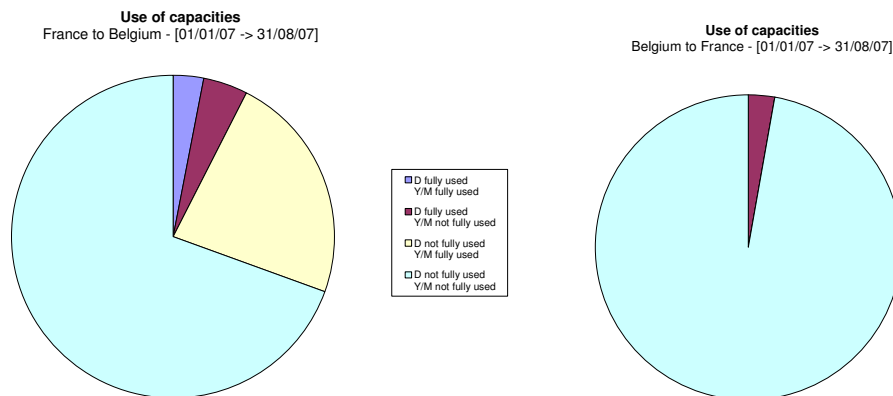
Note: As the day on which the transition is made to or from daylight savings time have been excluded of all statistics to avoid any inappropriate data model effect, March only counts 30 days in these statistics.

We may observe, based on these two tables, different elements:

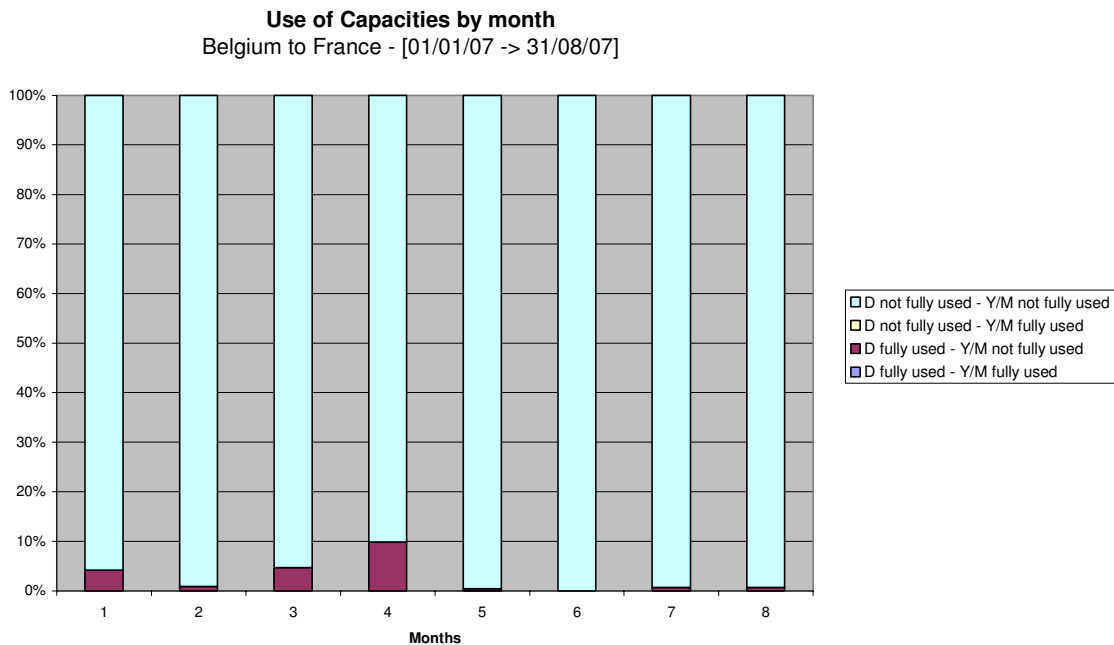
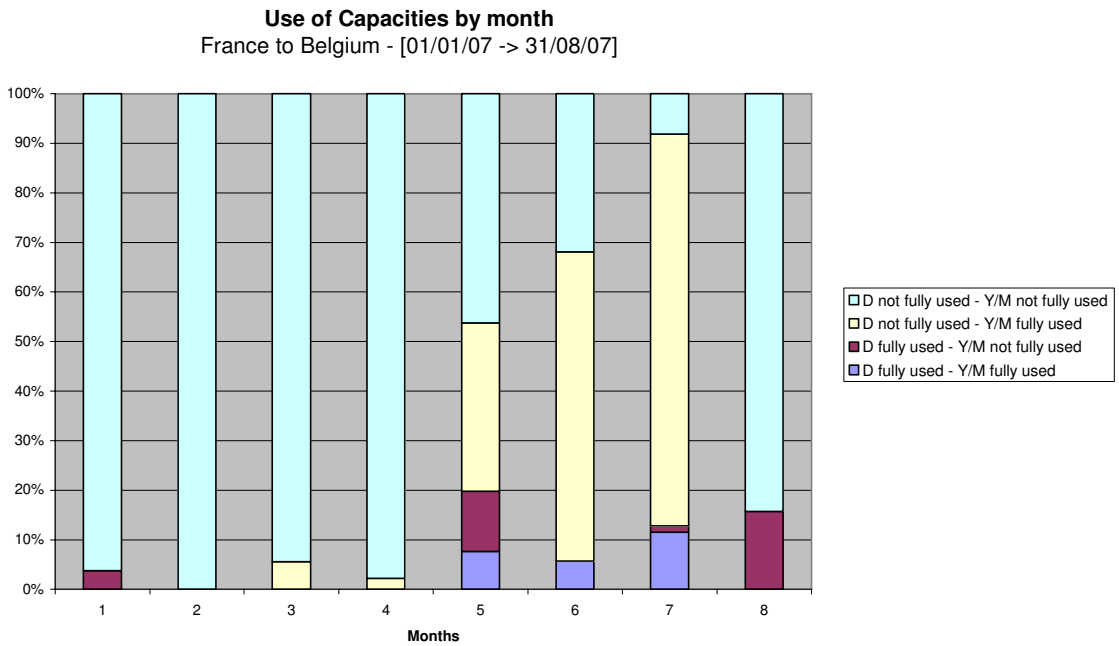
- There are no days, in the direction Belgium to France, for which yearly and monthly capacities are fully used for at least one hour. This is not the case for daily capacities in the same direction;
- During the months January to April, yearly and monthly capacities were almost never “congested” in both directions, just like the daily capacities in the direction France to Belgium. Oppositely, during 40 days within these months (=10+4+10+16), daily capacity was fully used at least during one hour in the direction Belgium to France;
- From May on, the situation changed : both types of capacity were rarely “congested” in the direction Belgium to France whereas in the direction France to Belgium daily and/or yearly and monthly capacities were regularly fully used;
- Within these last four studied months, yearly and monthly capacities have been more “congested” than the daily capacities in May, June and July whereas in August, yearly and monthly capacities were never “congested”.

Following figures precise this information with the repartition between four situations:

- hours where daily and yearly/monthly capacities were fully used,
- hours where daily capacity was fully used but not the yearly/monthly capacity,
- hours where yearly/monthly capacity was fully used but not the daily capacity,
- hours where the daily and the yearly/monthly capacities were not fully used.



Detailed by month, this repartition gives:



3.4.4. Efficiency of the Market Coupling

Since its start, the trilateral market coupling between France, Belgium and the Netherlands has shown its efficiency as allocation mechanism and key element contributing to the well functioning of the liberalized market within this region.

This efficiency could be seen on the use of the daily capacity and the good convergence of prices between the three coupled markets but also on:

- The quality of the economical value given to the daily capacity (this probably explains the higher utilization, by some market participants, of resale on the concerned interconnections);
- The better stability of the market prices (which should allow a diminution of the risk premium in the energy contracts and within the investments).

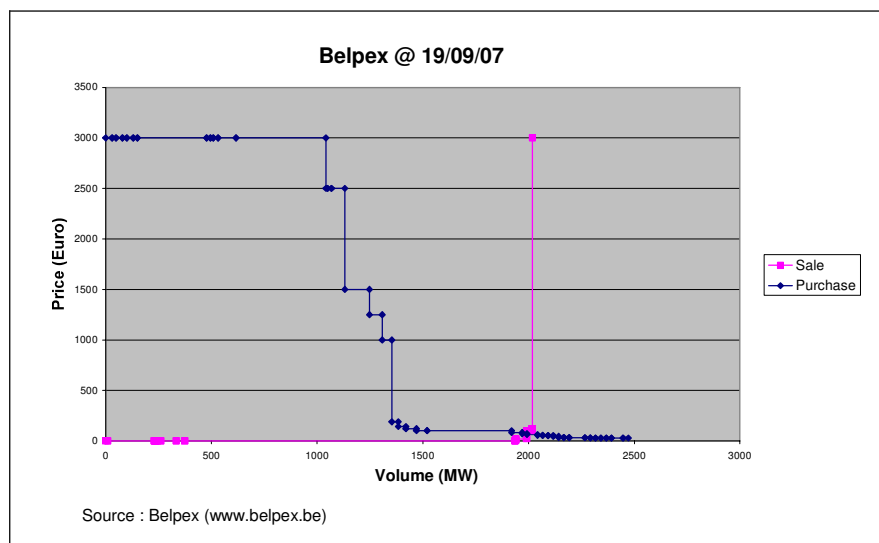
The good convergence of market prices as a result of market coupling functioning has acquired a large impact on the liberalized electricity market of the concerned region. Indeed, the expectations about the power exchange prices and, related to this, about the convergence between these prices are impacting the purchase of energy on longer term as well as the purchase of longer term capacities (if the market expects a good convergence between the spot market prices, yearly and monthly capacities will have a lower value).

Therefore, the importance of the well-functioning of the market coupling, its good convergence and impact on the level and stability of the prices, guaranteed by a sufficient daily capacity volume, become primordial.

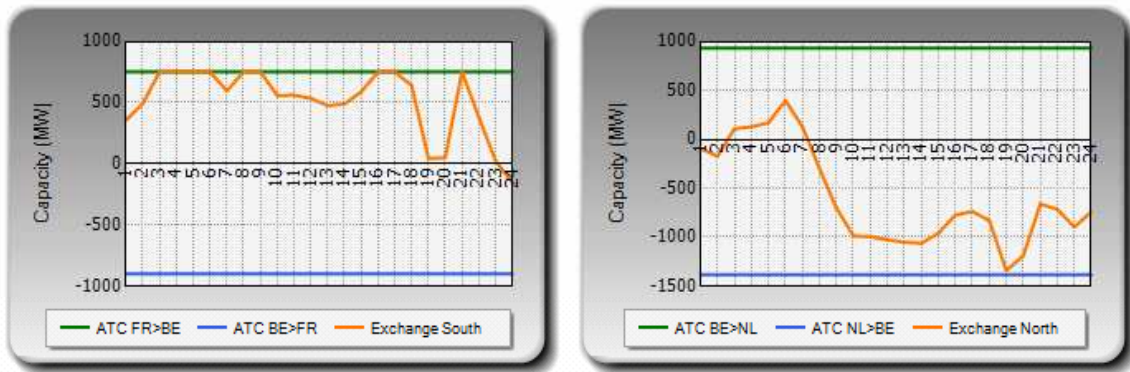
This sufficient minimum daily capacity volume allows in particular to assure an independence of each local market to the absence of one power plant within this local market. This independence is essential if we want to:

- Avoid price spikes each time a single power plants is out; and
- Allow new producers to find, in case of unexpected events in day-ahead, a reasonable last resource on the spot market prices instead of having to negotiate it bilaterally with the local incumbent producer (secondary capacity market stops two or three days in advance).

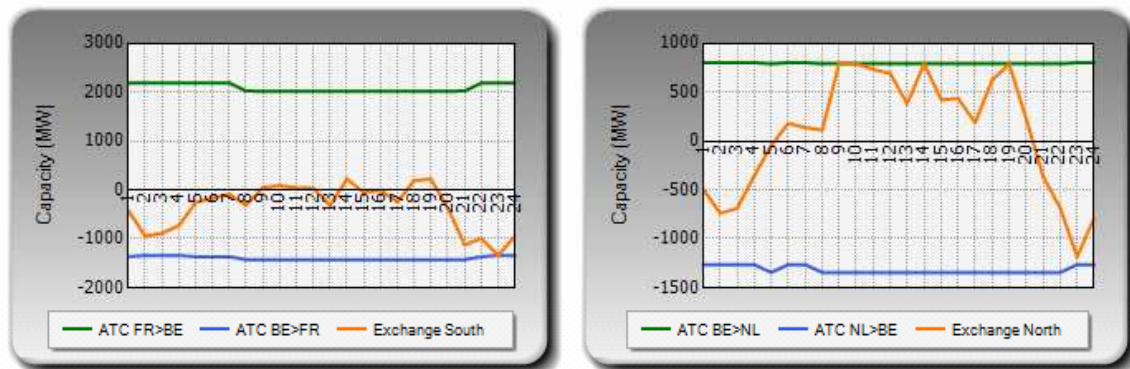
So, for example, on the 19th of September 2007, in a period of lower production availability in Belgium due to revisions, the market clearing volume on Belpex reached 37372.6 MWh (instead of 17000 to 18000 in average). However, in spite of this significant increase in volume, there was no significant increase in prices thanks to the available daily capacity.



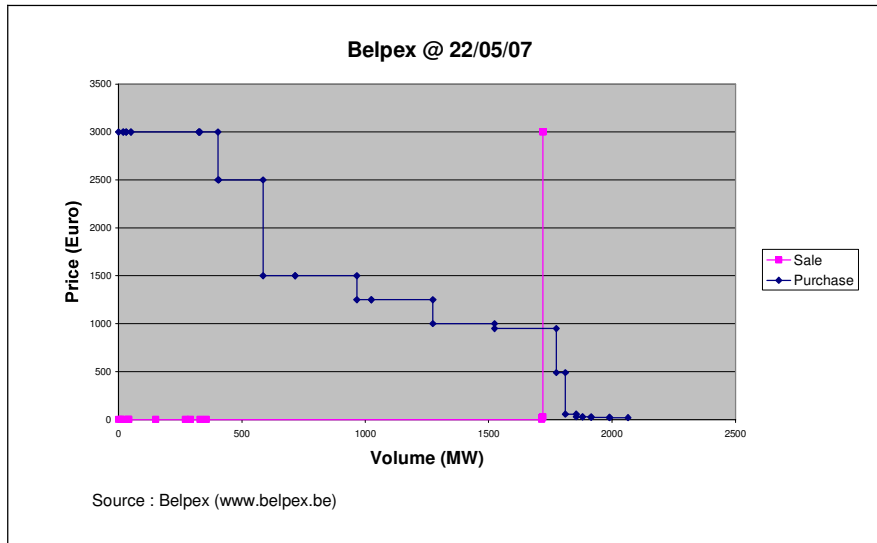
On this day, total import in Belgium through the market coupling (from France and the Netherlands) exceeded 1500 MW at noon.



Similarly, on the 23rd of February, import from Belgium into France reached 1340 MW with no major impact on the prices convergence and level.



Out of the impact on market prices, the available daily capacity for the market coupling is also, for countries with limited generation park and important power plants, as Belgium, an important element of the security of supply to face unexpected events, as illustrated on the 22nd of May 2007, where the total import in Belgium through the market coupling reached 1700 MW.



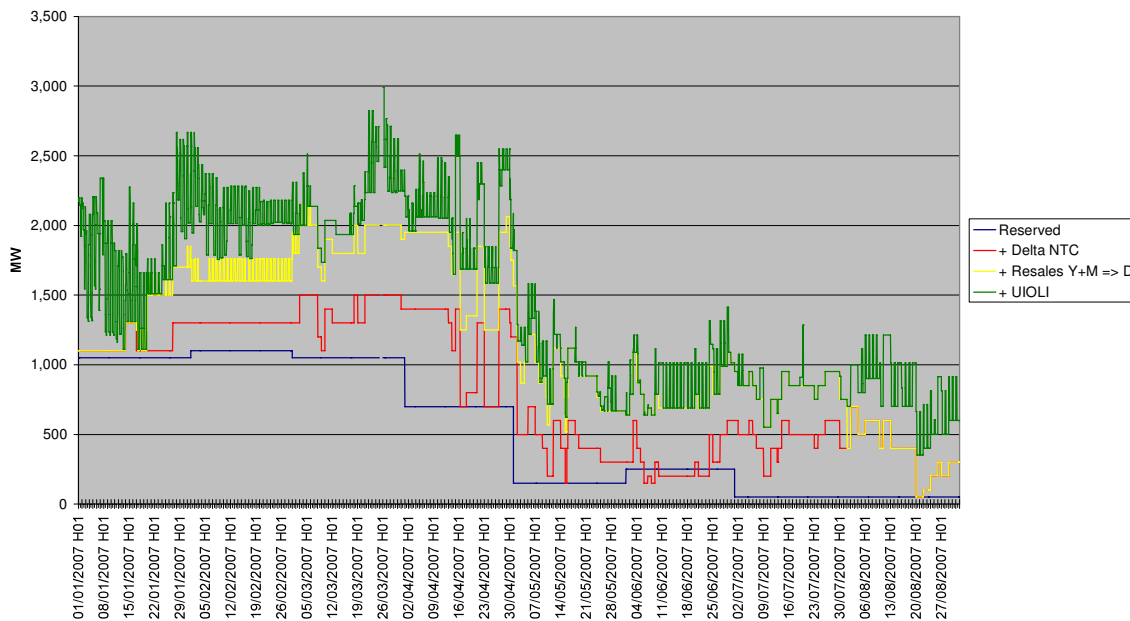
4. Simulations

4.1. Daily ATCs

The following figures show, for the direction France to Belgium, what would have been the daily ATCs if we had applied other split rules between month and daily capacities. In these simulations, the values of the yearly ATCs were not changed.

In the first figure, we applied a split rule that guarantees, in the direction France to Belgium, a fix value of 400 MW to the monthly allocations.

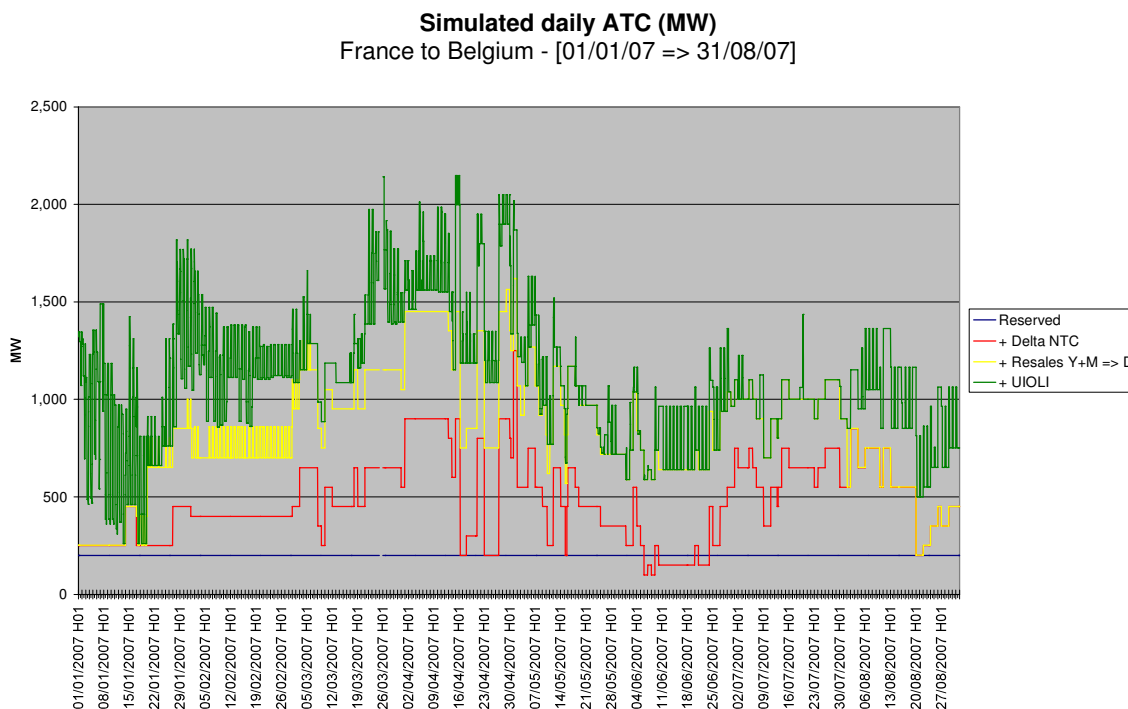
Simulated daily ATC (MW)
France to Belgium - [01/01/07 => 31/08/07]



Such modification would probably also have effects on other data such as the volume of resales or the volume of UIOLI, but these other effects may unfortunately not be simulated.

Within these hypotheses, the consequence of the split rules change would be a reduction of the minimum daily ATC from 663 MW to 351 MW. For the period May to August, the daily ATC would have been reduced on average by 25.9 % (47.1 % at the maximum).

In the second figure, we applied a split rule by which available capacity, in the direction France to Belgium, is fully allocated at the monthly allocations, out of a fix minimum capacity of 200 MW reserved to the daily allocation.

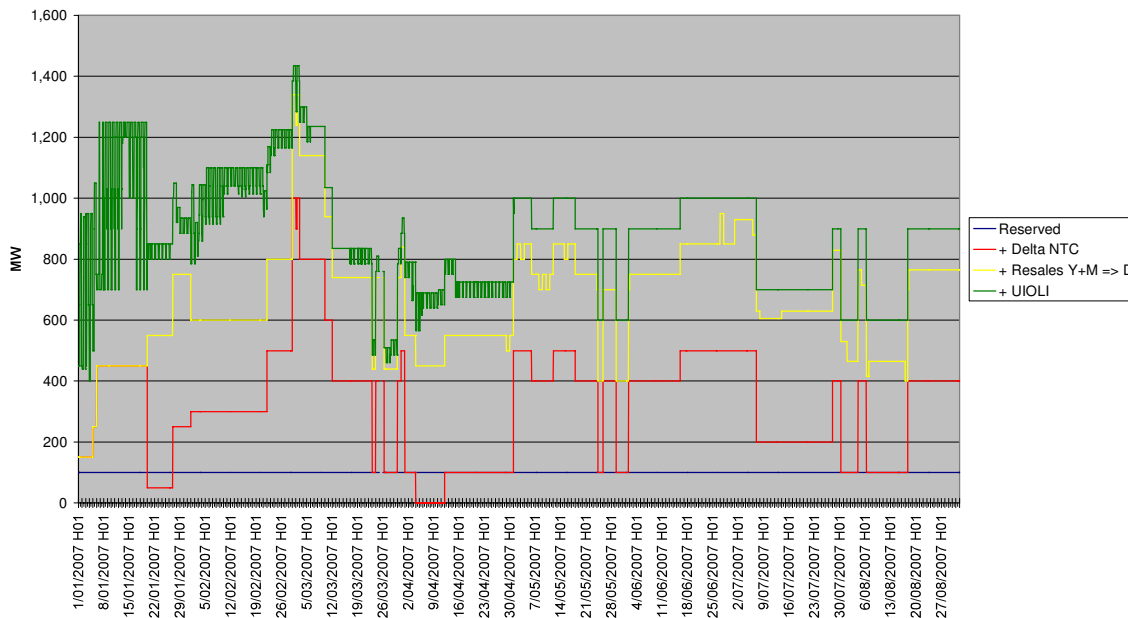


Similarly to the first simulation, such modification would probably also have effects on other data such as the volume of resales or the volume of UIOLI, but these other effects may unfortunately not be simulated. Within these hypotheses, the consequence of the split rules change would be a reduction of the minimum daily ATC from 663 MW to 261 MW. On average, the daily ATC would have been reduced on average by 29.4 % (76.5 % at the maximum) with following repartition:

- from January till April : average reduction of 39.9 %
- from May to August : average reduction of 19.2 %

If, based on the same principles, a split rule by which available capacity is fully allocated at the monthly allocations, out of a minimum fix capacity of 100 MW reserved to the daily allocation, was applied in the direction Belgium to France, following figure would be obtained:

Simulated daily ATC (MW)
Belgium to France - [01/01/07 => 31/08/07]



With the hypothesis that other effects are not taken into account, the consequence of the split rules change would be a reduction of the minimum daily ATC from MW 460 to 400 MW. For the period January to April, the daily ATC would have been reduced on average by 14.9 % (38.5 % at the maximum).

4.2. Market coupling

An analysis has been done in which the available day-ahead capacity over the France-Belgium interconnection was reduced in both direction with 10, 20 and 40%, for the months January, May and July 2007.

The simulation consists of four different scenarios in which the first is the reference case containing the original historical input. In the other scenarios, all data is the same as the reference case, except for the available capacities on the France-Belgium interconnection. These are reduced for both directions (F->B as well as B->F) by the defined percentages.

Scenario	0	1	2	3
Reduction	0%	10%	20%	40%

Such modification would probably also have effects on other data such as the bidding behavior or impact on the monthly or yearly allocations and their use but these other effects may unfortunately not be simulated.

4.2.1. Impact on prices

The impact of the ATC reduction for the different average market prices is shown in the table below for the different scenarios.

	0%	10%	20%	40%
Powernext	31,441	31,373	31,304	31,149
Belpex	35,22	36,61	37,41	39,97
APX	36,38	37,63	38,31	40,63

The average price in Belgium would thus increase with 13.5% in case of a reduction of 40 % of the daily available capacities on the France-Belgium interconnection in both directions. The global impact on the average French price would be a small decrease of 1% (as illustrated here below, prices however increase for certain hours).

Following tables give the different average values for peak and off-peak hours:

<u>Peak hours</u>					<u>Off-Peak hours</u>				
	0%	10%	20%	40%		0%	10%	20%	40%
Powernext	37,568	37,467	37,366	37,140	Powernext	19,186	19,184	19,179	19,169
Belpex	43,20	45,26	46,45	50,22	Belpex	19,25	19,30	19,34	19,45
APX	44,85	46,71	47,71	51,15	APX	19,44	19,48	19,53	19,60

These tables show that the impact within the peak hours is higher: Belpex average price would, during the peak hours, increase with 16.2 % in case of a reduction of 40 % of the available capacities in both direction.

If we differentiate the three simulated months, the results are:

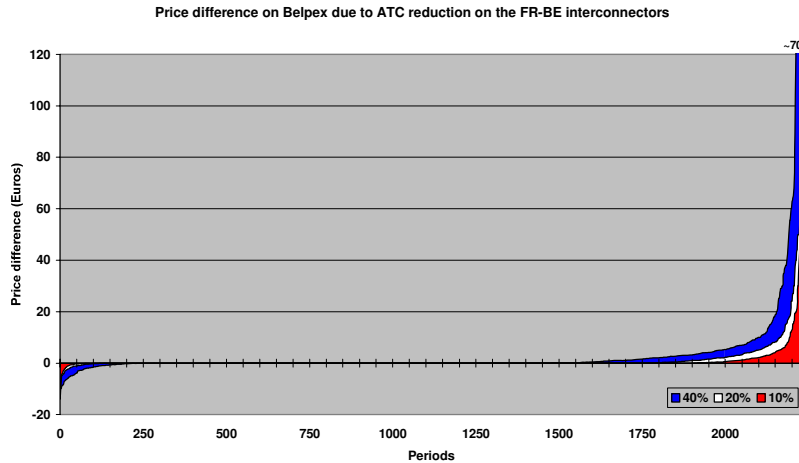
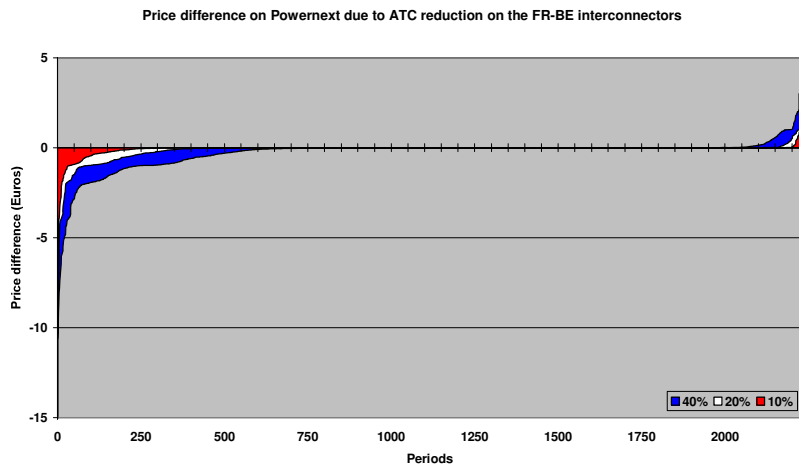
		<u>Powernext</u>				<u>Belpex</u>				<u>APX</u>			
		0%	10%	20%	40%	0%	10%	20%	40%	0%	10%	20%	40%
Base	January	34,343	34,328	34,303	34,290	34,756	34,978	35,267	36,247	35,836	36,014	36,271	37,097
	May	30,190	30,050	29,920	29,604	40,610	44,321	46,175	52,416	42,711	46,172	47,749	53,452
	July	29,789	29,739	29,689	29,554	30,294	30,521	30,797	31,239	30,593	30,713	30,921	31,351
Peak	January	40,908	40,869	40,813	40,725	41,757	42,182	42,730	44,521	43,778	44,093	44,525	45,985
	May	36,093	35,893	35,706	35,282	51,495	56,935	59,572	68,566	53,986	59,090	61,375	69,726
	July	35,703	35,640	35,580	35,412	36,358	36,671	37,042	37,584	36,787	36,942	37,218	37,743
Off-P.	January	21,214	21,248	21,283	21,420	20,755	20,570	20,341	19,697	19,951	19,856	19,764	19,321
	May	18,386	18,365	18,347	18,248	18,839	19,095	19,380	20,116	20,161	20,338	20,496	20,905
	July	17,959	17,937	17,908	17,838	18,166	18,221	18,307	18,548	18,205	18,256	18,328	18,566

These average prices correspond to an evolution (in comparison to the equivalent price in scenario 0) as illustrated in the table here below. Green cells identify a reduction of price, orange ones an augmentation.

		<u>Powernext</u>				<u>Belpex</u>				<u>APX</u>			
		0%	10%	20%	40%	0%	10%	20%	40%	0%	10%	20%	40%
Base	January	0%	0.0%	-0.1%	-0.2%	0%	0.6%	1.5%	4.3%	0%	0.5%	1.2%	3.5%
	May	0%	-0.5%	-0.9%	-1.9%	0%	9.1%	13.7%	29.1%	0%	8.1%	11.8%	25.1%
	July	0%	-0.2%	-0.3%	-0.8%	0%	0.7%	1.7%	3.1%	0%	0.4%	1.1%	2.5%
Peak	January	0%	-0.1%	-0.2%	-0.4%	0%	1.0%	2.3%	6.6%	0%	0.7%	1.7%	5.0%
	May	0%	-0.6%	-1.1%	-2.2%	0%	10.6%	15.7%	33.2%	0%	9.5%	13.7%	29.2%
	July	0%	-0.2%	-0.3%	-0.8%	0%	0.9%	1.9%	3.4%	0%	0.4%	1.2%	2.6%
Off-P.	January	0%	0.2%	0.3%	1.0%	0%	-0.9%	-2.0%	-5.1%	0%	-0.5%	-0.9%	-3.2%
	May	0%	-0.1%	-0.2%	-0.8%	0%	1.4%	2.9%	6.8%	0%	0.9%	1.7%	3.7%
	July	0%	-0.1%	-0.3%	-0.7%	0%	0.3%	0.8%	2.1%	0%	0.3%	0.7%	2.0%

This shows that a sufficient minimum value of capacity is necessary to avoid high value of prices and divergence, in particular when the market faces specific situations as it occurs in May 2007.

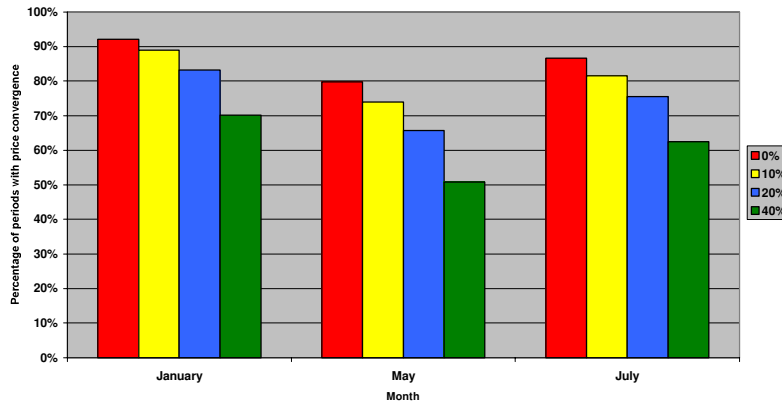
To have a better idea on the distribution of these prices impacts and on the highest resulting values, following figures give, for France and Belgium, what would be the distribution of the prices differences. In particular, these figures show the high values of price differences on Belpex that could occur, with a maximum around **700 euros**.



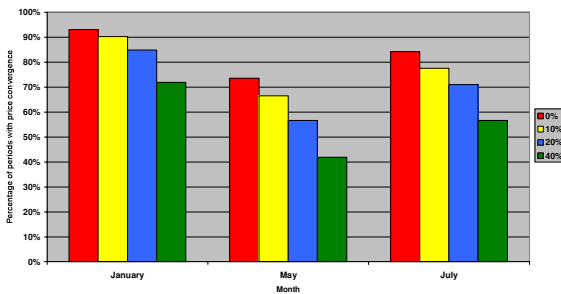
4.2.2. Impact on convergence

These impacts on the prices are, of course, reflected similarly on the convergence. The following figures illustrate the level of the prices convergence on the France-Belgium interconnection by month for each of the three studied months. The first figure gives the global average by month in each scenario. The two next figures give the values for the peak and off-peak hours.

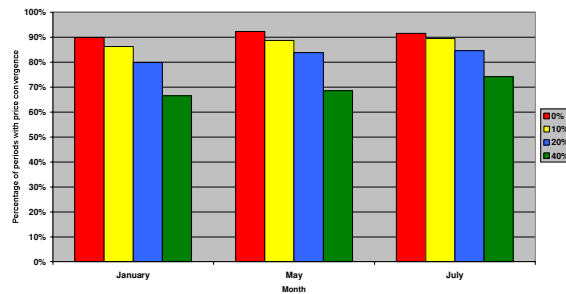
Price convergence between Powernext and Belpex



Price convergence between Powernext and Belpex (Peak hours)



Price convergence between Powernext and Belpex (Off Peak hours)



The effect of the capacity reduction has opposite effects on the number of congested periods. The France-Belgium interconnection would have more congestion, which is as expected, as the available capacities are decreased. However, on the Belgium-Netherlands interconnection, the number of congested periods would have decreased, as illustrated in the table here below. The latter effect could be explained by the fact that less cheap electricity from France can be exported to Belgium and the Netherlands and hence causes a lower congestion pattern on the Belgium-Netherlands interconnection.

Percentage of congested periods for all three months

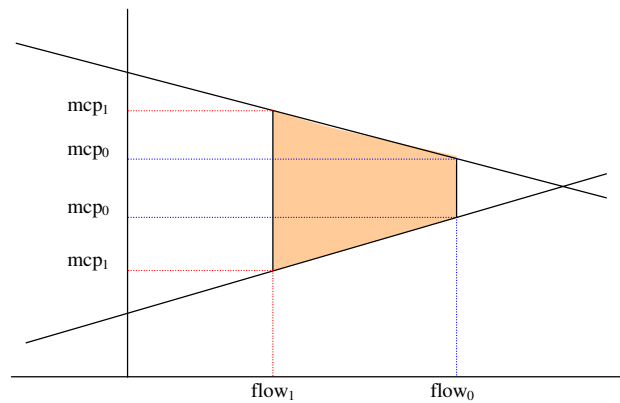
		0%	10%	20%	40%
FR-BE	Baseload	13.8%	18.5%	25.2%	38.8%
	Peak	16.3%	21.8%	29.2%	43.1%
	Off-Peak	8.7%	11.8%	17.2%	30.2%
BE-NL	Baseload	22.0%	19.1%	15.7%	10.6%
	Peak	22.7%	19.3%	15.5%	10.6%
	Off-Peak	20.4%	18.7%	16.0%	10.8%

These percentages correspond to an evolution in comparison to scenario 0 as illustrated in the table here below. Green cells identify a reduction of congestion periods, orange ones an augmentation.

		0%	10%	20%	40%
FR-BE	Baseload	0%	34.1%	82.6%	181.2%
	Peak	0%	33.7%	79.1%	164.4%
	Off-Peak	0%	35.6%	97.7%	247.1%
BE-NL	Baseload	0%	-13.2%	-28.6%	-51.8%
	Peak	0%	-15.0%	-31.7%	-53.3%
	Off-Peak	0%	-8.3%	-21.6%	-47.1%

4.2.3. Impact on net utility

Net utility comprises congestion revenue, consumer surplus and producer surplus. Total utility is the surface area between the import curve (downward sloping line), export curve (upward sloping line) and the realized flow (potentially limited by the ATC).



Initially the flow equaled $flow_0$, but due to the ATC reduction it now becomes $flow_1$. The highlighted area corresponds to the loss in utility. If, in practice the curves are not the smooth linear lines in the picture², to get an indication of the loss in utility, an approximate method was applied, which considers the decrease in flow and the increase in price difference and computes exactly the highlighted area (neglecting the exact shape of the curves).

Following table contains an overview of the decreases in net utility accrued over the simulation period for each of the scenarios.

Net utility loss (x €1000)

	10%	20%	40%
FR-BE	1,226	2,671	6,754
BE-NL	-6	-31	-152
Total	1,220	2,640	6,602

² They consist in practice of breakpoints, which are either connected in a step-wise fashion (APX and Belpex), or by linear interpolation (Powernext).



**BELGIUM-FRANCE INTERCONNECTION
SPLIT OF THE CAPACITY BETWEEN THE DIFFERENT TIMEFRAMES**

**MINUTES OF THE CONSULTATION MEETING
1 OCTOBER 2007**

Presents :

M. Erwin GUIZOUARN	AIR LIQUIDE
M. James MATTHYS-DONNADIEU	BELPEX
M. Christophe GENGE-CREUX	CRE
M. Alain MARIEN	CREG
M. Vincent BASLÉ	EDF TRADING
M. Didier GRALL	EGL
Mme Marieke PIETERS	ELECTRABEL
M. Bruno MARQUES	ENDESA TRADING
M. Simone TRIPEPI	ENEL TRADE
M. René Pierre JACCARD	EOS
M. Jean-Pierre BÉCRET	GABE
M. Briec RASKIN	MORGAN STANLEY
M. Benjamin AMSELLEM	MORGAN STANLEY
M. Geert MEYNCKENS	NYRSTAR BELGIUM NV
M. Gilles MICHEL	NUON
M. Brahim HABEDDINE	POWEO
Mme Audrey MAHUET	POWERNEXT
M. Thomas ULRICH	RWE
M. Ryan STUTZKE	SEMPRA ENERGY TRADING
M. Bruno BLANCHARD	SPE
M. Frank SCHOONACKER	SPE
M. Raphael MORCOM	TOTAL GAS & POWER
M. FENN	VATTENFALL

ELIA :

Frank VANDENBERGHE, Walter AERSTENS, Cécile PELLEGRIN, Erik DE SCHRIJVER

RTE :

Jean VERSEILLE, Jean-Gabriel VALENTIN, Sabine BOURDON, Nicolas BARBANNAUD, Bruno VINTENAT, Nathalie DELACROIX-VAUBOIS



1. Introduction

Mr Jean Verseille (RTE) introduces the meeting and sets its objective: to consult the market participants about RTE and Elia's joint proposal concerning the split of capacity between the different timeframes for 2008. In the first part of the meeting, RTE and Elia will present the experience gathered on the different allocations (yearly, monthly and daily) for the first eight months of 2007 and their proposals concerning the split of capacity between the different timeframes for 2008. In a second part, the objective is to discuss these proposals and collect the opinion of the participants in the aim to decide the rules to be applied for 2008.

N.Barbannaud (RTE) reminds that in the consultation invitation, RTE and Elia have opened the possibility for written contributions, to be sent before the meeting, and informs that contributions to the present meeting have been sent by Energiened (Federation of Energy Companies in the Netherlands) and by EFET (European Federation of Energy Traders). These two contributions defend the same point of view; a short presentation of EFET will illustrate their position to open the discussion.

2. Presentation by Elia and RTE

Mrs Pellegrin (Elia) and Mrs Bourdon (RTE) present the detailed results of the analyses jointly made by Elia and RTE, and explain the proposals for capacity split in 2008 (see the presentation in appendix and the documents sent in preparation of the consultation meeting). This presentation also introduces further developments such as Financial Transmission Rights.

3. Discussions

3.1. Presentation by EFET

The slides presented by EFET are available in appendix of the present minutes.

When presenting these slides, EFET points out that they share the final common objective of a flow based market coupling associated with Financial Transmission Rights. On the other side, in the meantime, they do not share the point of view concerning the need of guaranteeing a sufficient minimum daily ATC by the reservation of capacities for market coupling, since they consider that only an increase of the global NTC will have an impact on prices convergence and stability. Their "ideal" split of capacity transmission rights is presented in their slide 3.

3.2. Factual comments on the first part of the presentation: "analyses and observations"

A participant asks some questions about the realized simulations and gives its wondering about their relevance. He also points out the short duration of the studied period and the special conditions of markets within 2007.



3.3. Opinion of the assembly and discussion on further developments and on the proposed scenarios

Before starting the discussion, the Belgian regulator (CREG) wishes to point out the importance to maximize the total capacity and insists on the fact that TSOs should publish as soon as possible the minimum volumes that will be guaranteed for 2008. He also expresses its wish that the discussion within the present consultation meeting, as already illustrated by EFET's presentation, takes into account more possibilities than the two presented scenarios.

In complement, he indicates that, in opposition of Elia News, the auction rules on the Belgium-Netherlands interconnection for 2008 have not been approved: their use for 2008 has been authorized but some amendments will still be needed in the future. It appears that this error in Elia's communication comes from a translation problem from Dutch to French. A correction will be done.

Similarly, the French regulator (CRE) indicates that the present split rules have not been approved by the regulators: the implementation of these split rules have been authorized since no counter-proposal had been submitted by the market participants during the previous consultation meeting.

A participant (representing Belgian industrial electricity consumers) indicates that NTC values are a critical information for the market and that he's therefore surprised not to find in the communicated documents more information and studies on this subject. RTE indicates that capacity calculations are still on-going and involve other stakeholders than TSOs. The results of these calculations should be communicated at the latest by end November.

Another participant indicates that a maximum of long term products, in complement of day-ahead markets, are necessary to increase competition and allow risk hedging. He requests the start of studies to implement Financial Transmission Rights (FTRs) and would wish their implementation before 2011. In the meanwhile, the application of the "Use it or sell it (UIOSI)" rule would be an important improvement.

The French regulator (CRE) observes that contrary to the first consultation in March 2007, market participants propose this time other scenarios than the ones presented by Elia and RTE; these counter-propositions have to be considered. He shares the view that total capacity (NTC) is the main means to bring more competition. He also indicates that the application of the UIOSI rule in 2009 would be an improvement but strongly suggests that studies concerning FTRs are started as soon as possible.

Elia indicates that they are actively working with RTE to increase the total capacity (NTC) on the France-Belgium interconnection. The placement of phase shifters transformers (PST) should probably allow increasing the capacity for 2008 based on a learning process and out of a maintenance period. However, due to the imperfection of the market, allocating a too large part of this capacity in the long term horizons includes the risk, based on individual decisions, that the market convergence will be lower. A participant indicates that their will be no risk when netting will be implemented as it would correct the possible market participants mistakes.

The TSOs acknowledge the importance of FTR that would, in particular, solve the dilemma between yearly and daily capacities but indicates that, since this issue was not mentioned in the regulator action plan or the MOU, the TSOs resources have been put in priority on other issues up to now.



Another participant says that he is also in favor of a maximum of yearly capacities and considers that with secondary market, we are already very near to UIOSI. He's surprised therefore that resales of capacities to the daily allocation is not used more.

Elia points out the risk that these UIOLI and resales volumes could reduce in the context of a real winter or summer, what would constitute a significant volatility risk for a small market.

In this context, a participant insists on the implementation of FTR or, as a first step UIOSI.

Elia reminds that the present situation results from a compromise between the positions of the different market participants. RTE completes that UIOSI was proposed in April 2006 but that explicit resales to the daily allocations, which has been implemented, was preferred at that time. At the present, the discussion needs to be made within CWE coordination. RTE also points out that the experience of Nordic countries has shown the necessity for TSOs to get actively involved in FTRs (FTR volumes have to be based on physical underlying) and that confusion can be made between Financial Transmission Rights and Firm Transmission Rights.

A participant confirms that majority of the capacity should be allocated to the yearly and monthly products. He would like a confirmation of NTC values in comparison with other sources. He also indicates that consumers are not in favor of FTRs and would rather like that the introduction of products such as Obligatory Use, associated with anticipated netting, would be studied.

In answer to the NTC question, Elia indicates that different data are considered: value on one interconnection vs. global impact for Belgium, daily NTC values vs. medium NTC values. Elia also points out that Obligatory use product would only bring a reduction of flexibility on the actual products and that FTR would have a positive impact on the price convergence. Finally, Elia indicates that netting of yearly and monthly nominations will be done next year and that netting of daily nominations is already implicitly done through Market Coupling. This netting of yearly and monthly nominations will only have an influence in the atypical situations where long term and daily nominations do not go in the same direction.

The difference between PTR (Physical Transmission Right) and FTR (Financial Transmission Right) is further discussed. The Belgian regulator (CREG) concludes that the design of FTRs should be discussed as soon as possible.

A participant suggests that the TSOs should give the advantage to the more useful products (such as yearly products) and that the TSOs should consider splitting the yearly allocation into different slices on different dates. RTE replies that split of yearly auction in several rounds have been refused by the stakeholders in the past. Elia adds that during a recent meeting in the CWE-framework, the market parties took a formal position against the two rounds yearly auctions at the borders of the Netherlands.

Finally, the question of the monthly capacity volume is discussed. A participant points out that monthly capacities should not be suppressed, since this would introduce a non-acceptable gap between yearly and daily allocation. Regarding the volume to be allocated at the monthly auction, different positions are expressed. However, the majority of them are in favor of allocating the majority of the capacity to the yearly and daily allocation.

All participants confirm that the yearly capacity should not be reduced in comparison to 2007.



3.4. Proposals for 2008 and conclusion

After a short interruption, based on the active debate that took place, RTE and Elia summarize following proposals:

- The implementation of the netting of yearly and monthly nominations before the calculation of daily ATC is foreseen and should be introduced by mid-2008;
- UIOSI should be put in place for 2009;
- The possibility to introduce FTRs will be studied and promoted by RTE and Elia in the context of CWE;
- Concerning the split of capacities between the different timeframes, it's proposed to apply the current split rules for 2008.

Different participants give explicitly their agreement on this proposition. The consultation meeting is therefore concluded by the agreement to apply the present rules for the split of capacities between the different timeframes within 2008. It is reminded that the minimum guaranteed capacity for 2008 is not yet fixed (which means that it can be higher or lower than 1700 MW).

In complement to this conclusion, the French regulator (CRE) insists that studies and discussions on FTRs are started as soon as possible as they'll have probably to face a lot of inertia. Elia indicates that RTE and Elia will make a proposal on FTR in the CWE platform framework and do not exclude, if necessary and possible, the creation of a pilot project on one interconnection. However, no engagement can be taken in this meeting, before consultation of the CWE partners. Regulators' support is also needed.

Concerning multi-year products, the interest of their study is reminded. It is pointed out that a well-functioning centralized anonymous secondary market is, in this case, necessary and that the opinion of EU on this product should be considered. The link with the regional assessment of capacity is also pointed out.



Appendix : Presentations

1. Presentation by Elia and RTE

Slide 1

RTE **elia**

France-Belgium Interconnection

Split of the capacity between the different timeframes

Consultation of 1st of October 2007

Slide 2

RTE **Agenda** **elia**

- Introduction
- Analyses and observations
- Proposals
- Further developments

2

Slide 3

Introduction

- **1st consultation on March 2007**
 - New split rules applicable from May 2007 on

- **New consultation on split rules**
 - For 2008 : France-Belgium interconnection
 - Target : discussions in the framework of CWE

- **Observations and analyses on the first 8 months of 2007**

- **Proposition of new rules for 2008 to be discussed today**

3

Slide 4

Introduction

- **Current applied rules:**
 - In the direction F->B:
 - Guaranteed : 1700 MW
 - Y : 1300 MW
 - M : 100 MW +/- 25% of complementary volume
 - D : 400 MW +/- 75% of complementary volume

 - In the direction B->F:
 - Guaranteed: 600 MW
 - Y : 400 MW
 - M : 100 MW + 50% of complementary volume
 - D : 100 MW + 50% of complementary volume

Split rules applied for the direction France to Belgium

Legend: D (Dark grey) M (Medium grey) Y (Light grey)

Split rules applied for the direction Belgium to France

Legend: D (Dark grey) M (Medium grey) Y (Light grey)

4

Slide 5

Agenda

- Introduction
- Analyses and observations
 - Allocations within 2007
 - Simulations
 - Conclusions
- Proposals
- Further developments

5

Slide 6

Analyses and observations

Available capacity and use

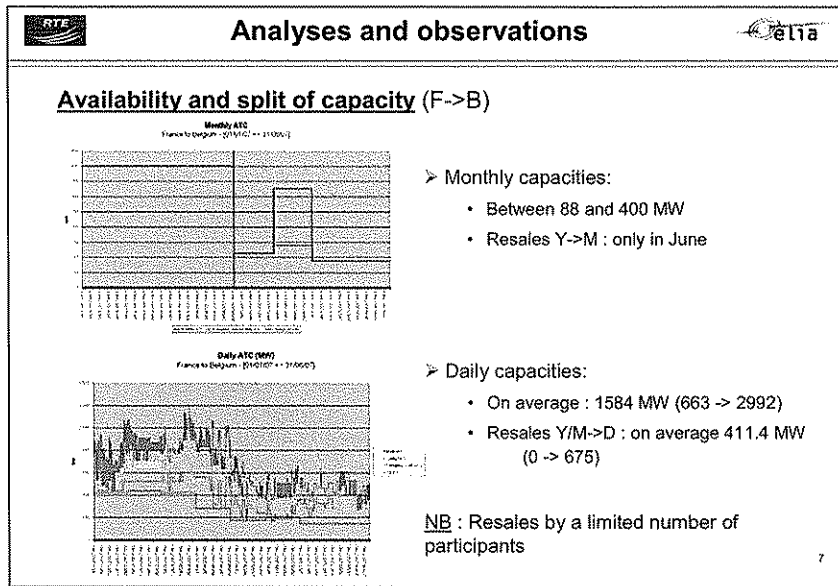
Yearly, monthly and daily nominations
France to Belgium - [1/1/07 ↔ 31/03/07]

Yearly, monthly and daily nominations
Belgium to France - [1/1/07 ↔ 31/03/07]

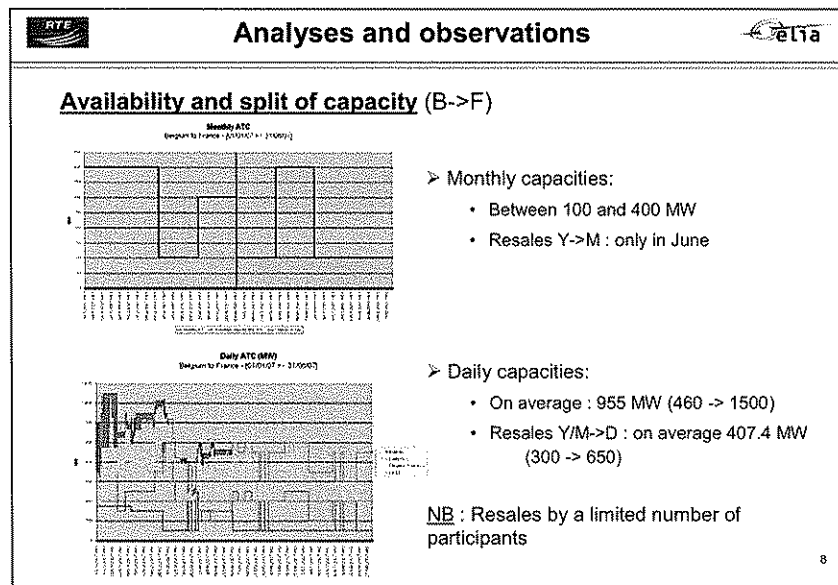
- ⇒ Total available capacity and nomination by types
- ⇒ In particular in the direction B->F : higher utilization in the 1st part of the studied period

6

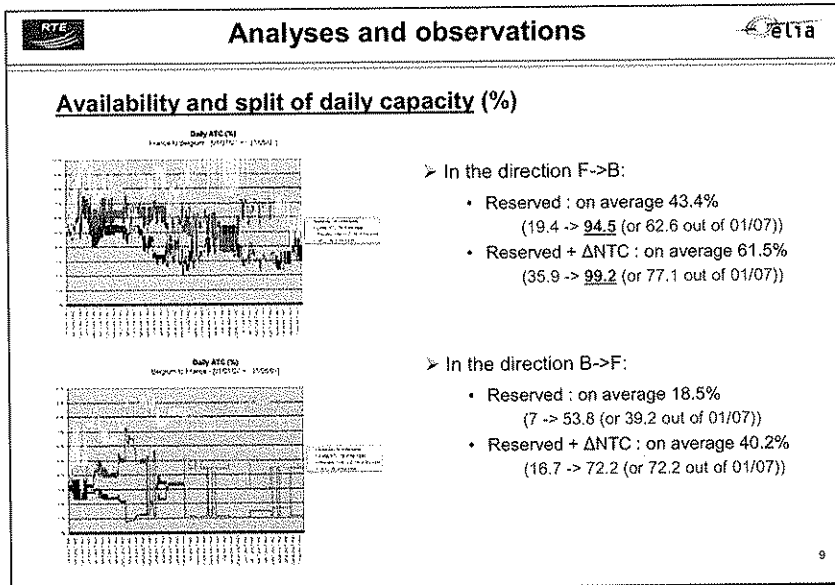
Slide 7



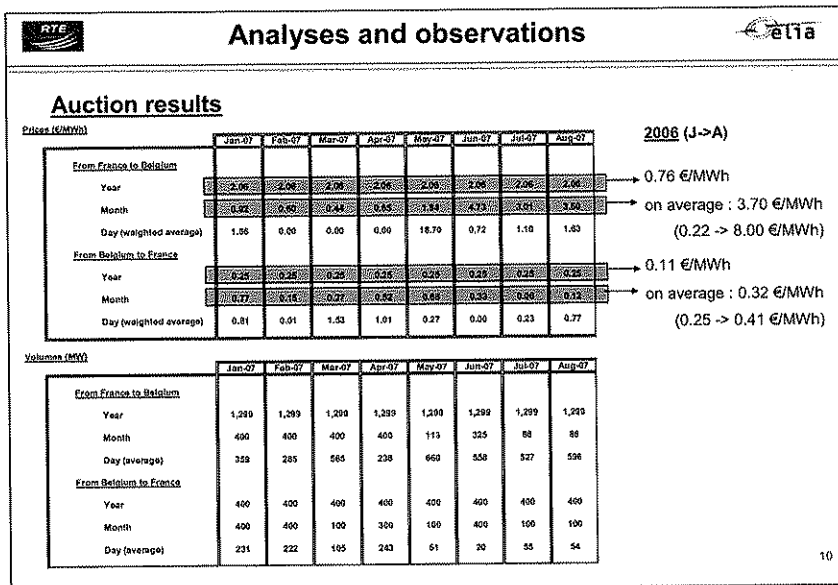
Slide 8



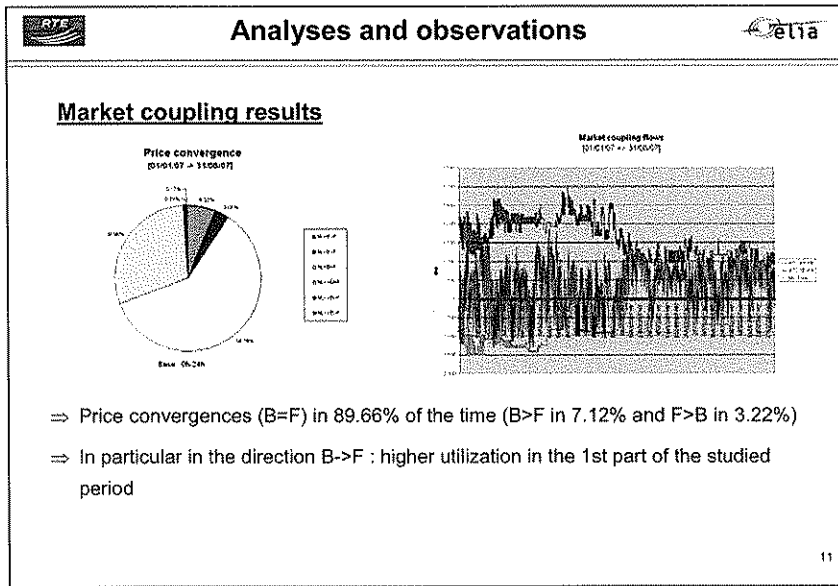
Slide 9



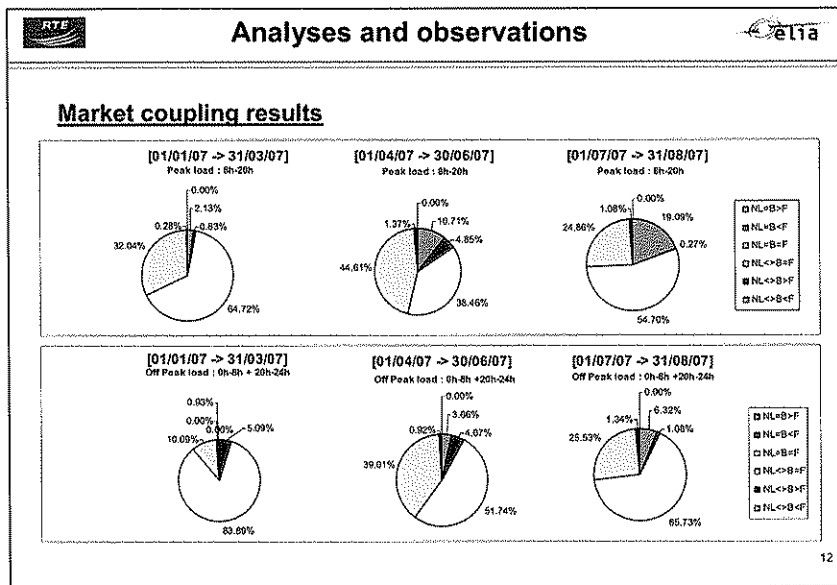
Slide 10



Slide 11

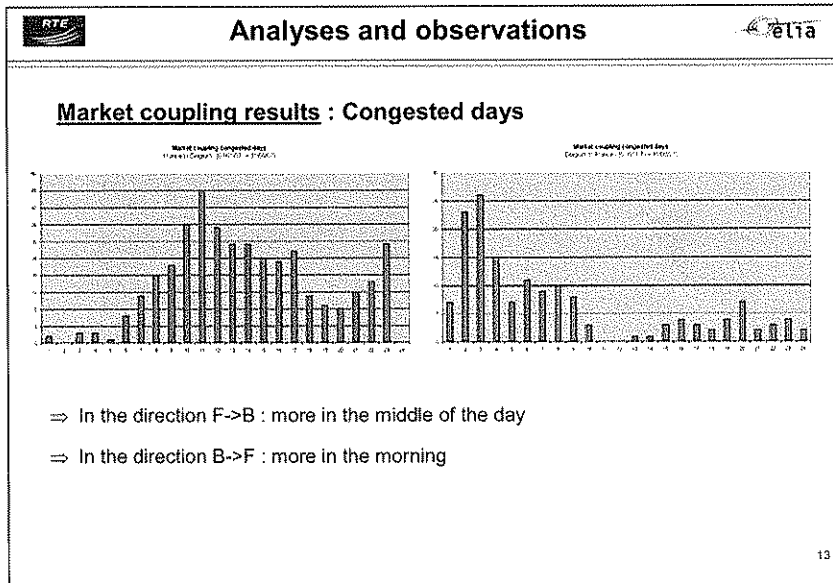


Slide 12

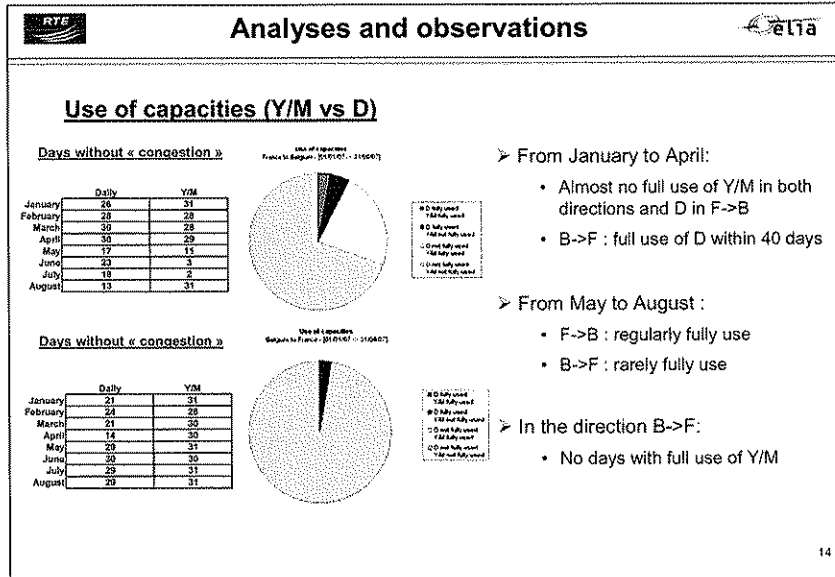





Slide 13




Slide 14



Slide 15



Analyses and observations



Efficiency of the Market coupling:


- Efficiency of the Market Coupling could be seen in the use of daily capacities and good convergence as in:
 - The quality of the economical value of the daily capacity
 - The better stability of the market prices

- The well functioning of market coupling has acquired a large impact on:
 - Purchase of energy
 - Purchase of explicit capacity


- Sufficient minimum daily capacity allows an independance of each local market that enables to avoid prices spikes and to find reasonable last resource. As illustration, import reached :
 - 1500 MW to Belgium on 19/09/07
 - 1340 MW to France on 23/02/07

15

Slide 16



Agenda



- Introduction

- Analyses and observations
 - Allocations within 2007
 - Simulations
 - Conclusions

- Proposals

- Further developments

16

Slide 17

Analyses and observations

Simulated daily ATC (MW)

Only ATC (MW)
France to Belgium - [31/01/07 - 31/03/07]

Simulated daily ATC (MW)
France to Belgium - [31/01/07 - 31/03/07]

Simulated daily ATC (MW)
France to Belgium - [31/01/07 - 31/03/07]

- ⇒ With a fix value of 400 MW for the monthly allocations : reduction of the daily ATC of 25.9% on average (47.1% at the maximum)
- ⇒ With a fix value of 200 MW for the daily allocations : reduction of the daily ATC of 29.4% on average (76.5% at the maximum)

17

Slide 18

Analyses and observations

Market coupling simulations : Impact on prices

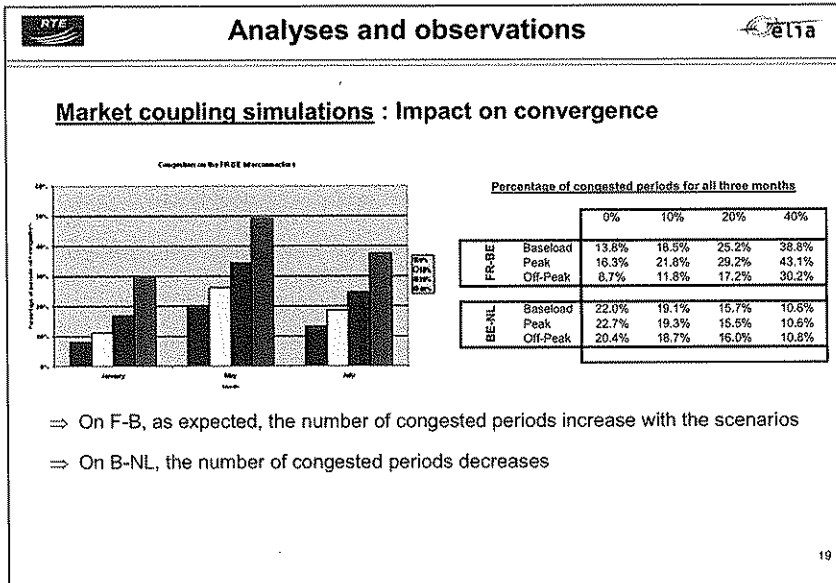
		Powermax				Euripax				APX			
		0%	10%	20%	40%	0%	10%	20%	40%	0%	10%	20%	40%
Bise	January	0%	0.6%	-0.1%	-0.2%	0%	0.6%	1.6%	-4.3%	0%	0.6%	1.2%	3.5%
	May	0%	-0.5%	-0.9%	-1.9%	0%	9.1%	13.7%	28.1%	0%	8.1%	11.8%	25.1%
	July	0%	-0.2%	-0.3%	-0.8%	0%	0.7%	1.7%	-3.1%	0%	0.4%	1.1%	2.8%
Peak	January	0%	-0.1%	-0.2%	-0.4%	0%	1.0%	2.3%	-6.6%	0%	0.7%	1.7%	5.0%
	May	0%	-0.6%	-1.1%	-2.2%	0%	10.8%	15.7%	33.2%	0%	9.5%	13.7%	29.2%
	July	0%	-0.2%	-0.3%	-0.8%	0%	0.9%	1.9%	-3.4%	0%	0.4%	1.2%	2.6%
OHP	January	0%	0.2%	0.3%	1.0%	0%	-0.9%	-2.0%	-3.1%	0%	-0.5%	-0.9%	-3.2%
	May	0%	-0.1%	-0.2%	-0.8%	0%	1.4%	2.9%	6.8%	0%	0.5%	1.7%	3.7%
	July	0%	-0.1%	-0.3%	-0.7%	0%	0.3%	0.8%	2.1%	0%	0.3%	0.7%	2.0%

Plot of the price difference between the two markets for the different timeframes

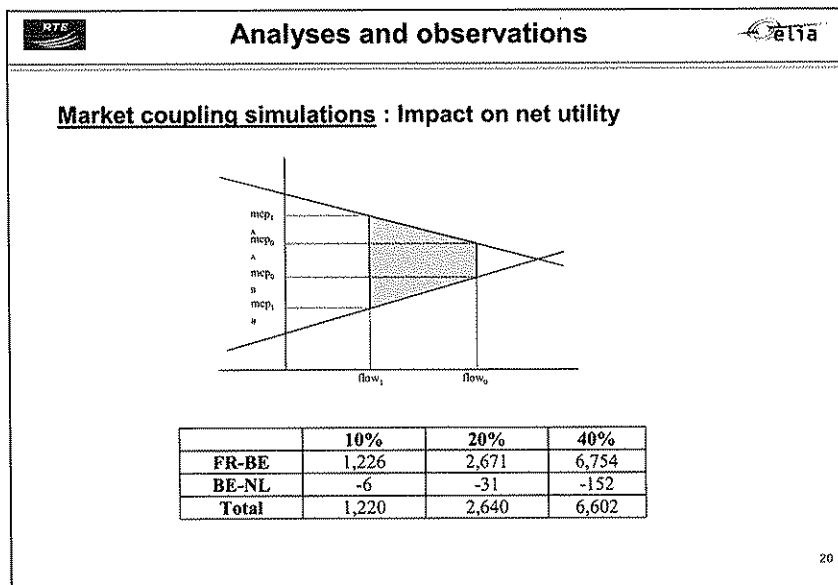
Plot of the price difference between the two markets for the different timeframes

18



Slide 19



Slide 20



Slide 21





Analyses and observations

Conclusions from these analyses :

- Monthly auctions seems not to be badly impacted by the new split rules.
- The minimum level of daily capacity contributed to ensure the good functioning of market coupling.
 - There has been a good convergence in 2007 thanks to sufficient daily ATCs, including in the summer.
 - Simulations of reduction of daily ATC show important impacts on prices.
- The present split rules have not been experimented within the winter.
- Volume of resales and UIOLI remains insufficient to count only on it; resales depend on a limited number of participants.

21

Slide 22





Agenda



- Introduction
- Analyses and observations
- **Proposals**
 - Basic principles
 - Proposals for 2008
- Further developments

22

Slide 23

	Proposals	
<p><u>Basic principles :</u></p> <ul style="list-style-type: none">● As in the current applied rules:<ul style="list-style-type: none">➢ A certain volume will be guaranteed all year long, without prejudice of the way this volume is split between the different timeframes➢ Splitting is applied on this guaranteed volume and on the complementary volume calculated each month● Minimum volume for 2008 will be known later on● Proposed adaptations:<ul style="list-style-type: none">➢ Part reserved for the daily allocation : Slight re-inforcement of the minimum (in MW) and reduction of the % of the complementary volume➢ In complement, possibility of a better equilibrium between yearly and monthly capacity		
23		

Slide 24

	Proposals	
<p><u>Proposals for 2008 (F->B) :</u></p> <ul style="list-style-type: none">● Scenario 1 :<ul style="list-style-type: none">➢ Yearly auction : 1100 MW➢ Expected guaranteed volume : 50 MW for M & 450 MW for D➢ Complementary volume : 50% for M & 50% for D● Scenario 2 :<ul style="list-style-type: none">➢ Yearly auction : 900 MW➢ Expected guaranteed volume : 250 MW for M & 450 MW for D➢ Complementary volume split : 60% for M & 40% for D		
24		

Slide 25

Proposals

● **F→B : scenario 1**

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y-M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
1600	1700	50	450	72%	28%
1700	1100	100	500	71%	29%
1900	1100	200	600	68%	32%
2100	1100	300	700	67%	33%
2300	1100	400	800	65%	35%

Split rates to be applied for the direction France to Belgium

● **F→B : scenario 2**

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y-M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
1600	900	250	450	72%	28%
1700	900	310	490	71%	29%
1900	900	420	570	70%	30%
2100	900	530	650	69%	31%
2300	900	630	730	68%	32%

Split rates to be applied for the direction France to Belgium

25

Slide 26

Proposals

Proposals for 2008 (B->F) :

- Scenario 1 :
 - Yearly auction : 400 MW
 - Expected guaranteed volume : 50 MW for M & 150 MW for D
 - Complementary volume : 50% for M & 50% for D

- Scenario 2 :
 - Yearly auction : 300 MW
 - Expected guaranteed volume : 150 MW for M & 150 MW for D
 - Complementary volume : 50% for M & 50% for D

26

Slide 27

Proposals

● **B→F : scenario 1**

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
600	400	50	150	75%	25%
800	400	150	250	69%	31%
1000	400	250	350	65%	35%

● **B→F : scenario 2**

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
600	300	150	150	75%	25%
800	300	250	250	69%	31%
1000	300	350	350	65%	35%

Split rules to be applied for the direction Belgium to France

Split rules to be applied for the direction Belgium to France

27



Slide 28

Agenda



- Introduction
- Analyses and observations
- Proposals
- Further developments

28

Slide 29



	Further developments	
<ul style="list-style-type: none">● Split rules for 2009 will have to be discussed in the CWE context:<ul style="list-style-type: none">➢ Flow-based market coupling➢ Single CWE regional auction platform➢ Single CWE regional set of rules (UIOSI ?)➢ Regional assessment of capacities ● Financial Transmission Rights (FTR) are to be considered as a forthcoming step in this regional approach<ul style="list-style-type: none">➢ FTR replaces Long Term auctioned PTR (Physical Transmission Rights)➢ All physical capacity is attributed to the daily allocation➢ They will maximize daily capacity and price convergence➢ They have in any case to be based on a physical underlying corresponding to Transmission capacity		
		29

Slide 30

	Further developments	
<ul style="list-style-type: none">➢ Different questions yet to be treated:<ul style="list-style-type: none">• Product characteristics (option vs. obligation, firmness, ...)• Legal and Regulatory aspects (interaction with the financial authorities, impact on accountability, ...)• Impacts on the stakeholders• ... ➢ In the mean time, UIOSI could be considered as an intermediate step in the transition between PTR and FTR		
		30



Slide 31

 **Proposals** 

Thank you
for your attention


31

1. Presentation by EFET

Slide 1

ELIA & RTE consultation meeting
1st Oct 2007 – PARIS

Split of capacity between the different time-frames
on the France-Belgium interconnection


European Federation
of Energy Traders

Slide 2

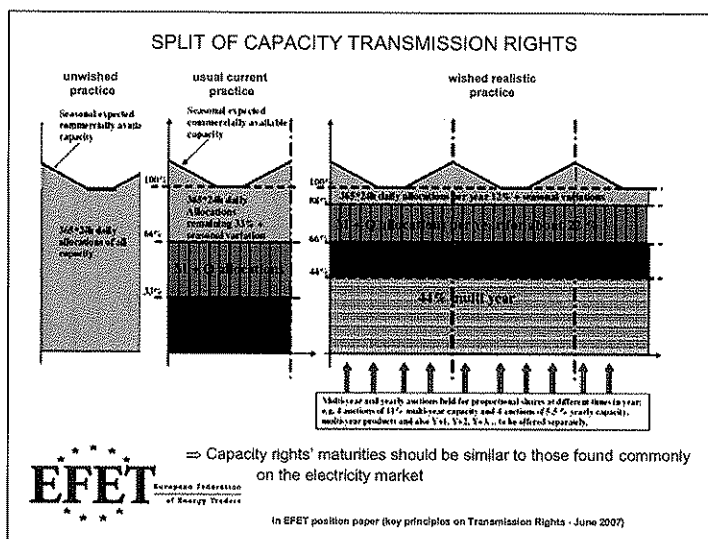
2008: DECISION NOW

- yearly capacity F->B should at least be equal to current levels of 1300 MW, but preferably higher since 1700 MW can be guaranteed
- The monthly capacity allocation should be going back to the higher levels seen before May 2007
- TSOs should already now allocate capacity for 2009, 2010, 2011, etc.

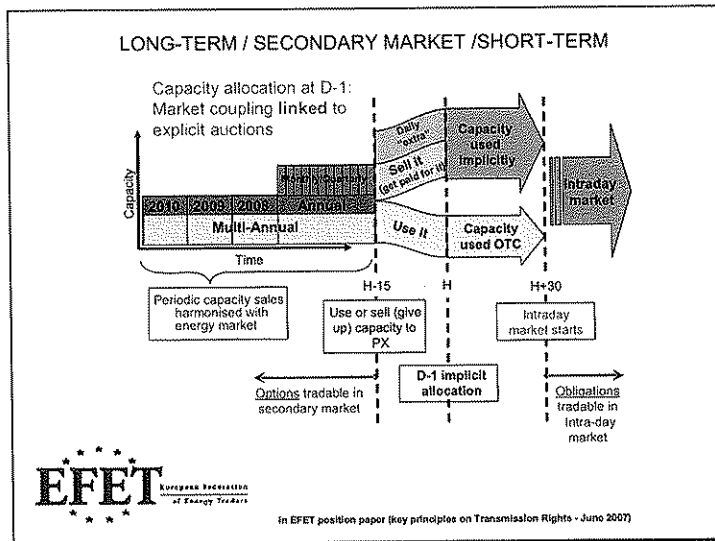
2009: START DISCUSSION

- Flow-based
- FTR'S

Slide 3



Slide 4



Slide 5

WHY ALLOCATE MORE LONG-TERM CAPACITY

Evolution of cross-border Prices Belgium

F->D
€/MWh

	2006	2007
Y	0.76	2.06
M	4.29	2.27
D	3.36	1.48

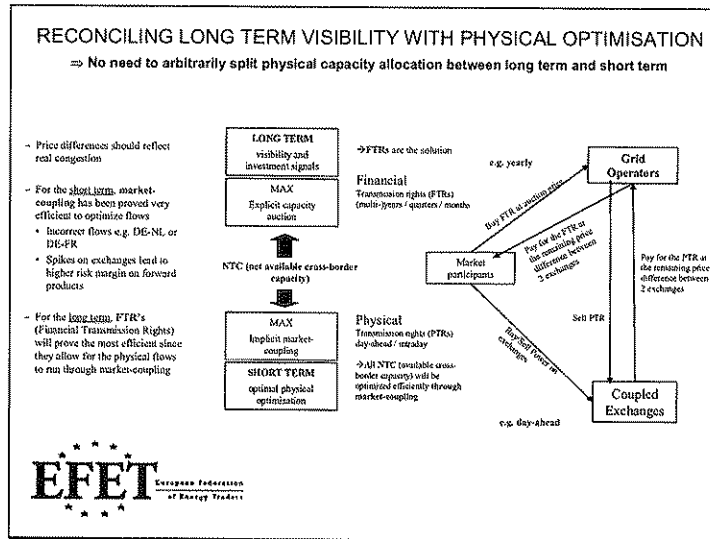
B->NL
€/MWh

	2006	2007
Y	4.70	3.46
M	5.42	4.61
D	3.90	2.70

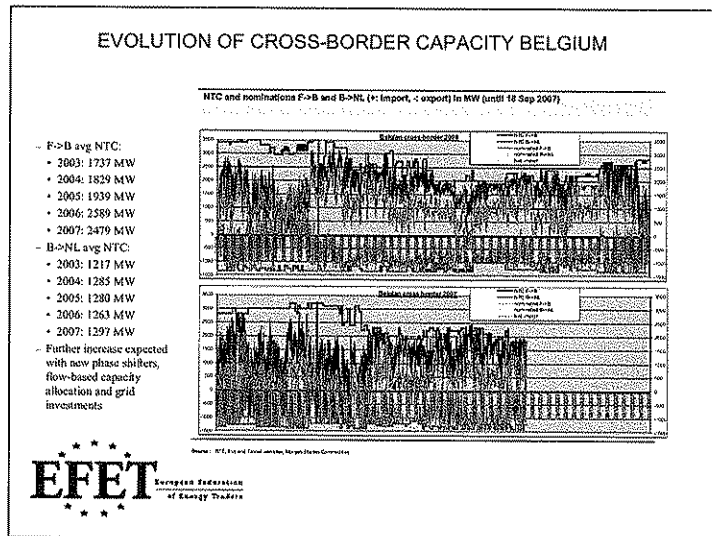
- Increase of amount + stability of available cross-border capacity expected
- Cross-border capacity is an asset, similarly to generation capacity
 - increases competition, particularly in less liquid markets
 - creates markets relative to more liquid trading hubs
 - allows producers and consumers to hedge their exposures
- Why limit capacity allocation to 1 year? - e.g. to 2012-2020
- Long term capacity allocation leads to:
 - competition enhancement
 - correct price signals and visibility
 - liquidity for hedging risks
 - LT investment signals and security of supply

EFET
 European Federation
 of Energy Traders

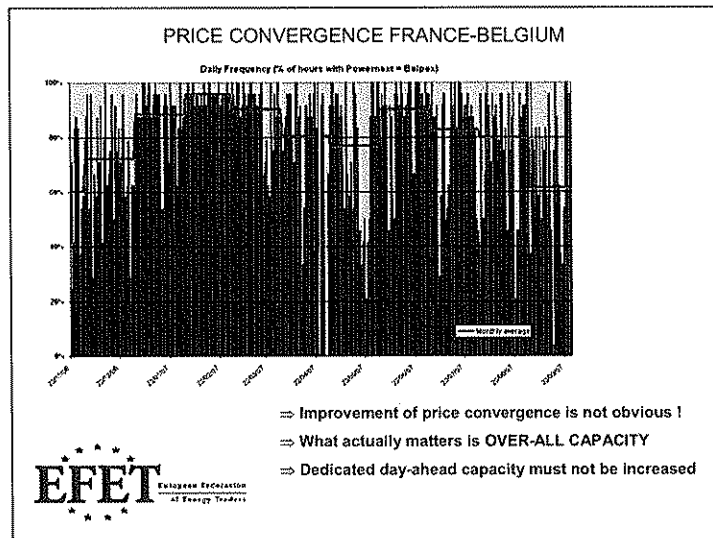
Slide 6



Slide 7

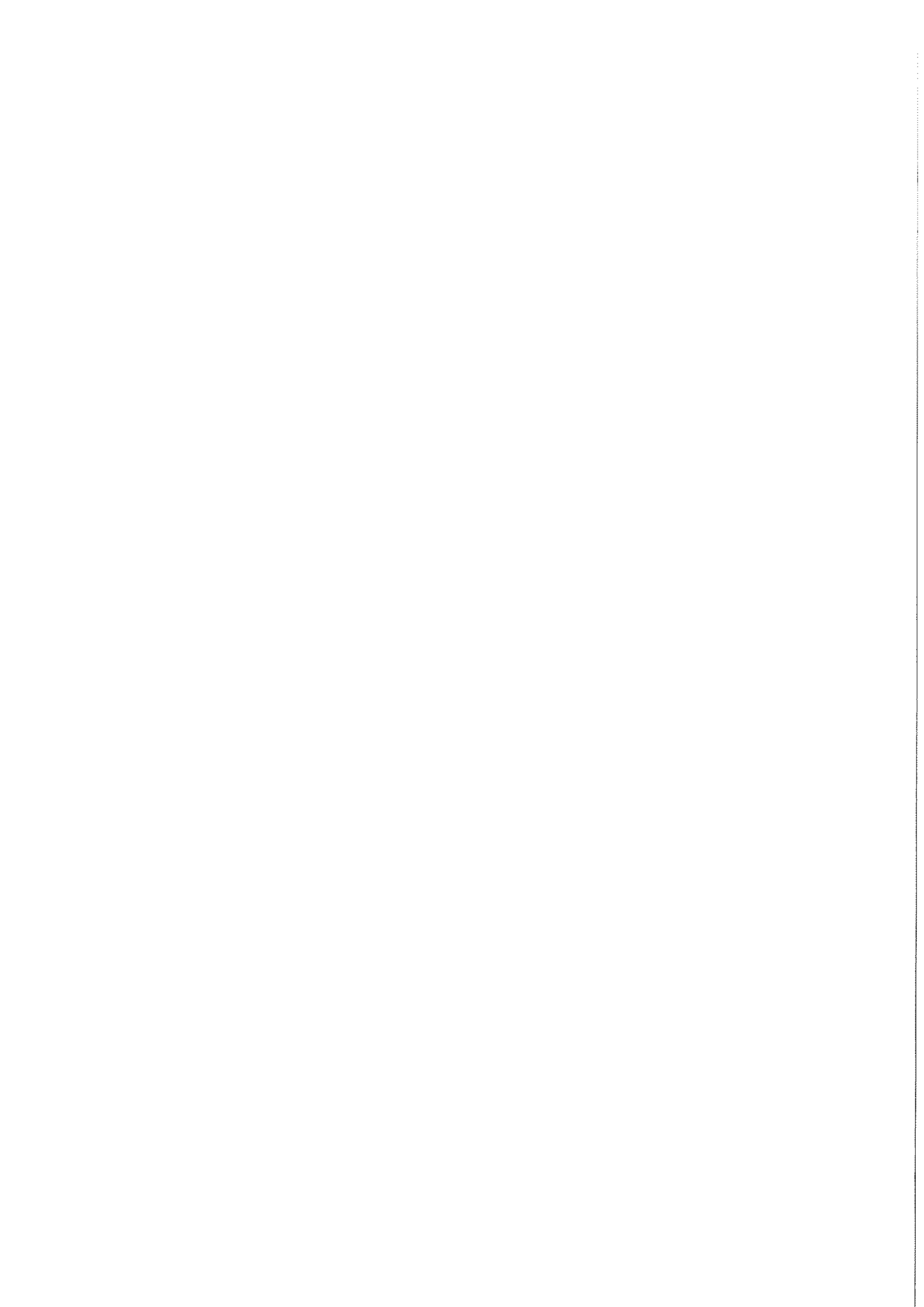


Slide 8



(

(





**INTERCONNEXION FRANCE-BELGIQUE
REPARTITION DE LA CAPACITE ENTRE LES DIFFERENTS HORIZONS DE TEMPS**

**COMMENTAIRES RECUS PREALABLEMENT
A LA REUNION DE CONSULTATION**

Lors de l'envoi des documents préparatoires à la réunion de consultation, Elia et RTE ont invité les clients qui ne pouvaient pas être présents à la réunion du 1^{er} octobre 2007 mais souhaitaient réagir à ces documents préparatoires, à envoyer leur remarques par écrit préalablement à la réunion.

Le présent document rassemble les commentaires reçus.

-----Original Message-----

From: Vincent.Basle@edftrading.com [mailto:Vincent.Basle@edftrading.com]

Sent: vrijdag 28 september 2007 15:49

To: De Schrijver Erik; nicolas.barbannaud@RTE-FRANCE.COM; bruno.vintenat@rte-france.com;
sylvain.guyomarch@rte-france.com

Cc: brieuc.raskin@morganstanley.com; Cailliau Marcel /EBL; hartmuth.fenn%vattenfall@Edftrading.com;
pascale.jost@rte-france.com; laurent.rosseel@rte-france.com

Subject: ELIA & RTE consultation meeting - 01 Oct 07

Dear Sirs,

I would like to inform you again that I will be attending the consultation meeting in Paris this Monday, with several other delegates, on behalf of EFET.

We look forward to taking this opportunity to discuss with you the split of capacity volumes between the different timeframes. We have read with interest your joint analysis and proposals, however we fear not to exactly share the views expressed in those documents.

EFET has been fostering for a long time a series of key principles in cross-border issues, most of which were highlighted in our position paper released last June 2007 ("Key principles on electricity transmission capacity rights"). In this perspective, you will find attached a series of five Powerpoint slides, which we would appreciate to present briefly during the meeting on Monday. In those slides we recall our general views on transmission rights, and the specific steps we would like to be implemented on the French-Belgium border. We also include some back-up slides (hidden mode) for illustrating purposes if necessary.

We remain at your disposal in case you need any supplementary information, and we look forward to meeting you in Paris this Monday,

Best regards,



Vincent Baslé
Transmission & Regulation
EDF Trading Markets Ltd
71 High Holborn - London WC1V 6ED
Phone +44 (0)207 061 43 75
Fax +44 (0)207 061 53 75
Mobile +44 (0)779 507 21 82
(See attached file: Consultation ELIA-RTE 01Oct07 (3).ppt)

Les transparents référencés ont été présentés lors de la réunion de consultation et sont à ce titre joint au compte-rendu de cette réunion.

-----Original Message-----

From: Otter, Ruud (EnergieNed) [mailto:rotter@energiened.nl]
Sent: vrijdag 28 september 2007 16:04
To: nicolas.barbannaud@rte-france.com; De Schrijver Erik
Cc: Vliet, Eric van (EnergieNed); Haaster, Gerrie van (EnergieNed)
Subject: consultation on the split of capacity on the B-F border

Dear Mr. Barbannaud and Mr. Deschrijver,

Attached please find the response of the NWE MPP to your consultation on the split of capacity on the B-F border.

Kind regards,
<<98_1 consultation cap split B-F.pdf>>

Ruud L. Otter

Issue Manager Market Affairs
T +31 26 - 356 94 54
F +31 26 - 442 83 20
E rotter@energiened.nl

EnergieNed

Federation of Energy Companies in the Netherlands
Utrechtseweg 310
P.O. Box 9042
6800 GD Arnhem
The Netherlands
www.energiened.nl

Le document référencé est joint ci-dessous.



Veldu 12
1000 Brussels Belgium - Union des entreprises de l'Electricité



Organisation des
Entreprises d'Electricité
Du Luxembourg



FEBEG
Fédération Belge
des Entreprises
d'Electricité

EnergieNed



RTE
Mr. N. Barbanneud
1, Terrasse Blini-TSA 41000
F-92919 LA DEFENSE CEDEX

Federation of
Energy Companies in the
Netherlands

Utrechtseweg 310
6812 AR Arnhem
P.O. box 9042
6800 CD Arnhem
The Netherlands
Telephone +31 26 - 356 0444
Fax +31 26 - 448 01 48
E-mail ened@energiened.nl
Internet www.energiened.nl

Subject consultation on capacity allocation on the F-B border
Our reference 2007-98
Handled by Ruud Otter
Dial-direct +31 26 - 356 94 54
Faxnumber +31 26 - 442 83 20
E-mail rotter@energiened.nl
Date September 28, 2007

Dear Mr. Barbanneud,

North-West European
Market Parties Platform

Thank you very much for the opportunity to respond to the joint ELIA/RTE proposal on split of capacities in different time frames on the French-Belgium border. As you may know the North-West European Market Parties Platform, a cooperation of market parties' associations, strives for a regional market integration that is most suitable to the parties acting in that market.

General

From your proposal we understand that the general idea is to move more capacity from the long term (year ahead) auctions to the day ahead auctions. However, this is not in line with the strong preference of market parties. These parties need a maximum allocation of long term transmission rights in combination with a use-it-or-sell-it principle.

This is of high importance as a high percentage of contracts with consumers is related to forward market prices. The better the possibility to hedge cross-border prices on a yearly basis, the lower the risk premium for consumer prices should be. Moreover, the number of market participants who do cross-border trading and selling to customers can increase if parties can obtain more of these rights. I.e. a high amount of capacity offered in the forward market is a prerequisite to develop liquid forward markets for consumers, traders, for retailers and for generators.

For a proper functioning of the market, market parties need long-term transmission rights that are allocated on a firm basis. Due to uncertainties in the forecast, we understand it is not possible to allocate all capacity firm on a longer term basis. The attached figure that has been shown in the course of the CWE Electricity Regional Initiative however, shows that when TSOs

ASN-AMRO bank Acc.no. 53.52.71.867
ING Bank Acc.no. 65.33.12.725
Postbank Acc.no. 2387258
Reg.no. 40124517



do not offer any long term (firm) capacity rights, they do not bear any risks and in fact transfer risks to market parties. Only a minimum part of the capacity should be allocated on a daily basis.

Regarding the simulations

The argumentation of the shift in allocation in the analysis document gives the effect of a 10%, 20% or 40% reduction in day-ahead capacity. Logically this would lead to more congestion, higher prices in Belgium (and slightly lower in France) and a loss in producer and consumer surplus. However, we do not understand the relevance of these simulations.

The simulation omits the fact that with equal NTC's, the yearly and monthly capacity would increase. They would either be used in the right direction of the spread or would (with the UIOLI or UIOSI principle) be allocated to the day ahead market. In both cases the use of the rights goes in the right direction of the spread, and the price difference and the producer and consumer surplus will not be affected at all.

Please do not hesitate to contact us for any questions on the subject.

Kind regards,

mr. E.W.O. van Vliet
Chairman North-West European Market Parties Platform

-----Original Message-----

From: Gerhard.Engbersen@nok.ch [mailto:Gerhard.Engbersen@nok.ch]

Sent: vrijdag 28 september 2007 18:14

To: De Schrijver Erik

Subject: Protest tegen nieuwe split

Geachte Heer de Schrijver,

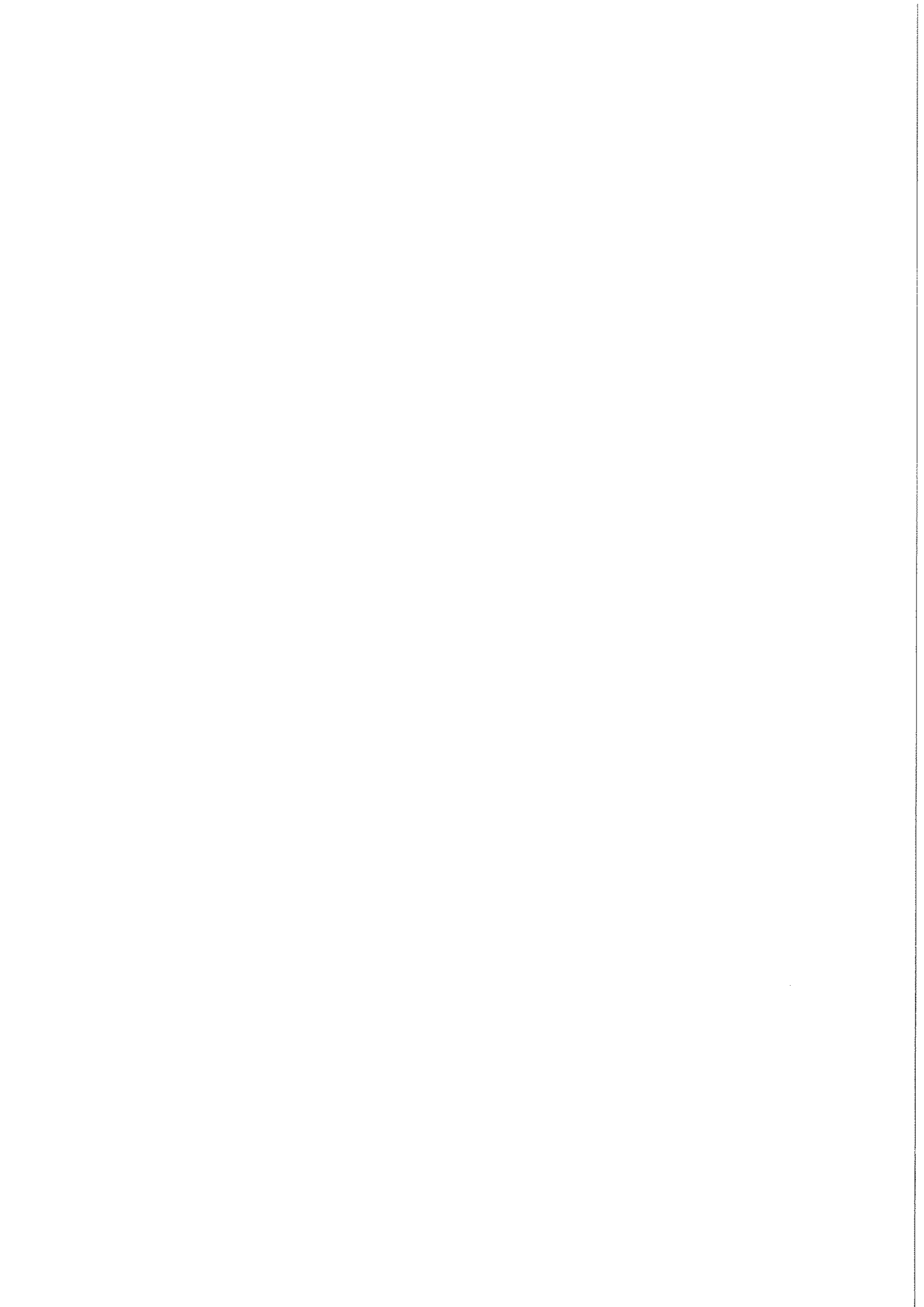
Wij zijn het niet eens met de nieuwe split tussen dag en maand capaciteit. Wij menen, dat voor een goede marktwerking het aandeel van de maand veel groter moet zijn dan voorgesteld.

Met vr. groet

Gerhard Engbersen

NOK

Zwitserland





INTERCONNEXION FRANCE-BELGIQUE REPARTITION DE LA CAPACITE ENTRE LES DIFFERENTS HORIZONS DE TEMPS

PROPOSITION 2008

Conformément aux conclusions de la réunion de consultation organisée par Elia et RTE ce lundi 1^{er} octobre 2007, les règles suivantes de répartition de la capacité entre les différents horizons de temps sont proposées pour application pour les enchères annuelle et mensuelles portant sur 2008. Le compte-rendu de la réunion de consultation est joint en annexe.

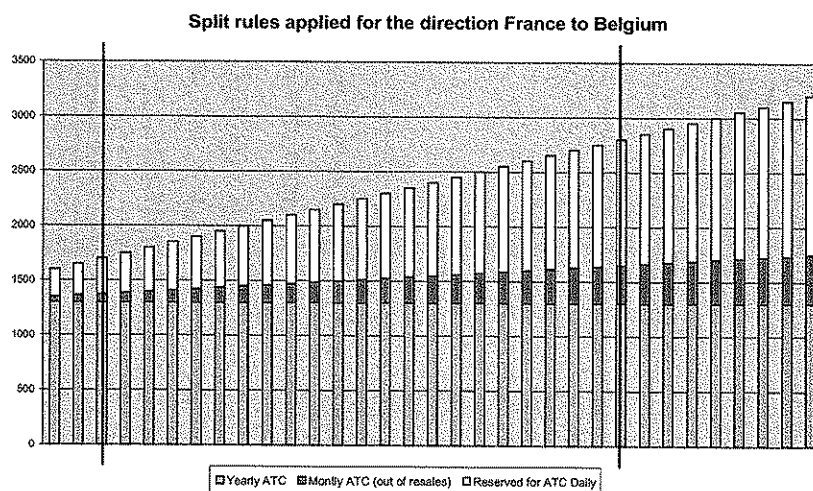
Comme précisé lors de la réunion de consultation et dans les documents préparatoires à celle-ci, la valeur définitive des capacités minimales pouvant être garanties, tous horizons confondus, pour 2008, n'est pas encore connue aujourd'hui. Elia et RTE s'engagent toutefois à publier conjointement cette valeur, pour chaque sens de l'interconnexion France-Belgique, sur leurs sites Internet, au plus tard lors de la publication des spécifications d'enchères annuelles, soit, conformément aux Règles IFB 1.4, au plus tard dix jours ouvrables avant la session d'enchère annuelle.

Dans la direction France-Belgique:

- 1300 MW seront proposés lors de l'enchère annuelle;
- Dans la mesure du possible, un minimum de 100 MW sera réservé pour l'enchère mensuelle et un minimum de 400 MW pour l'allocation journalière via le couplage des marchés;
- Si ces 500 MW ne peuvent pas être garantis, la réduction sera appliquée 25% sur la capacité mensuelle et 75% sur la capacité journalière;
- Du volume complémentaire calculé chaque mois au-delà de ces premiers 500 MW, 25% seront attribués à l'enchère mensuelle et 75% à l'allocation journalière via le couplage des marchés, ce volume complémentaire étant calculé avant intégration des reventes de capacité annuelle vers les enchères mensuelles.

Cette répartition peut être illustrée de la manière suivante¹ :

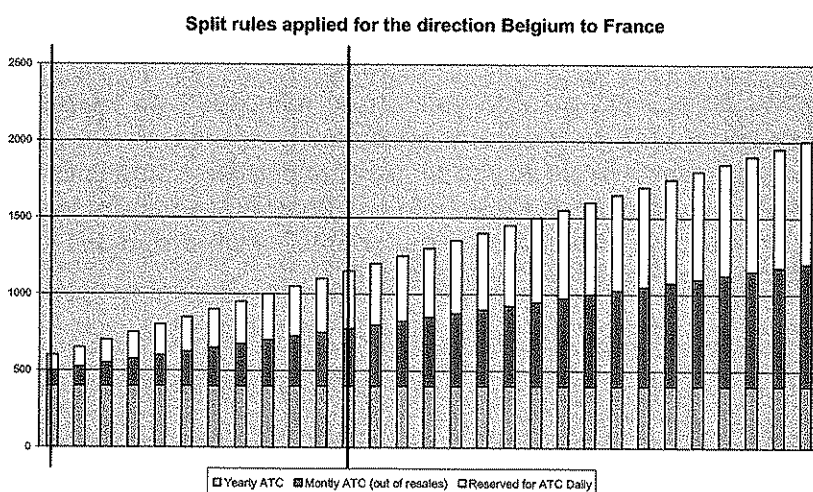
¹ Dans ce diagramme, les lignes noires verticales identifient le minimum et le maximum de la NTC mensuelle lors des dix premiers mois de 2007.



Dans la direction Belgique-France:

- 400 MW seront proposés lors de l'enchère annuelle;
- Dans la mesure du possible, un minimum de 100 MW sera réservé pour l'enchère mensuelle et un minimum de 100 MW pour l'allocation journalière via le couplage des marchés;
- Si ces 200 MW ne peuvent pas être garantis, la réduction sera appliquée 50% sur la capacité mensuelle et 50% sur la capacité journalière;
- Du volume complémentaire calculé chaque mois au-delà de ces premiers 200 MW, 50% seront attribués à l'enchère mensuelle et 50% à l'allocation journalière via le couplage des marchés, ce volume complémentaire étant calculé avant intégration des reventes de capacité annuelle vers les enchères mensuelles.

Cette répartition peut être illustrée de la manière suivante² :



² Dans ce diagramme, les lignes noires verticales identifient le minimum et le maximum de la NTC mensuelle lors des dix premiers mois de 2007.