



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

STUDIE

(F) 110331-CDC-1050

over

*“de werking van de Belgische
groothandelsmarkt voor elektriciteit –
monitoringrapport 2010”*

gemaakt met toepassing van artikel 23, § 2,
tweede lid, 2° en 19°, van de wet van 29 april 1999
betreffende de organisatie van de
elektriciteitsmarkt.

31 maart 2011

VOORAF

In deze studie onderzoekt de COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) de werking van de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit tijdens de periode van 1 januari 2010 tot en met 31 december 2010. Deze studie is een uitbreiding van de studies die de CREG in het verleden gemaakt heeft over de Belgische kortetermijnmarkt voor elektriciteit Belpex en het gebruik van de interconnectiecapaciteit voor elektriciteit met Frankrijk en Nederland voor de jaren 2007, 2008 en 2009¹.

De bedoeling van de vorige studies was om op een beknopte wijze te informeren over twee belangrijke aspecten van de Belgische elektriciteitsmarkt die sterk met elkaar verbonden zijn, zijnde de interconnecties met het buitenland en de uitwisseling van elektriciteit op de Belgische elektriciteitsbeurs Belpex. De huidige studie heeft hetzelfde objectief, maar bekijkt de volgende bijkomende aspecten: productie, consumptie, langetermijnmarkt en *balancing*. Deze studie handelt over de werking van de groothandelsmarkt voor elektriciteit. Er wordt eveneens een studie gepubliceerd over de werking van de groothandelsmarkt voor gas.

Bovenop het feit dat deze studie in vergelijking met de vorige studies meer aspecten behandelt van de werking van de groothandelsmarkt voor elektriciteit, wordt ook zoveel mogelijk een historiek gegeven van de laatste 4 jaren (2007-2010). Op deze manier kan de lezer een beter begrip krijgen van de evolutie van de werking van de groothandelsmarkt.

Het Directiecomité van de CREG heeft de onderhavige studie goedgekeurd op zijn vergadering van 31 maart 2011.



¹ zie studie (F) 080117-CDC-742, studie (F) 090223-CDC-827 en studie (F)100218-CDC-947, beschikbaar op <http://www.creg.be/>

INHOUDSTAFEL

VOORAF.....	2
SAMENVATTING.....	4
WERKING GROOTHANDELSMARKT ELEKTRICITEIT	7
A Elektriciteitsproductie.....	7
B Elektriciteitsconsumptie	15
C Uitwisseling van elektriciteit	18
C.1 Kortetermijnmarkt	18
C.1.1 Day-ahead markt (DAM).....	18
C.1.2 Intra-day markt	27
C.2 Langetermijnmarkt.....	29
C.2.1 Futures prijs in vergelijking met Belpex DAM.....	29
C.2.2 <i>Bid-ask spread</i>	34
C.3 HUB Elia.....	35
C.3.1 HUB day-ahead.....	36
C.3.2 HUB intra-day.....	37
D Interconnecties	39
D.1 Capaciteit	39
D.1.1 Fysische capaciteit	39
D.1.2 Commerciële capaciteit	40
D.2 Veiling van langetermijncapaciteit.....	43
D.2.1 Veiling van jaarcapaciteit	44
D.2.2 Veiling van maandcapaciteit	45
D.3 Gebruik van interconnectiecapaciteit	50
D.3.1 Fysisch gebruik.....	50
D.3.2 Commercieel gebruik (nominaties)	52
D.3.2 Congestierentes op dagbasis	59
E Balancing.....	62

SAMENVATTING

Deze studie behandelt de werking van de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit in 2010. Om een beter inzicht te geven van de evolutie in 2010 wordt in de studie vaak de periode van 2007 tot 2010 beschouwd.

Het marktaandeel van Electrabel in **de productiemarkt**² is in 2010 gedaald tot 72%, zowel wat capaciteit als productie betreft. In 2007 had Electrabel nog een aandeel van 86% wat capaciteit betreft. Ondanks deze significante daling is de productiemarkt nog **zeer sterk geconcentreerd**.

De nucleaire centrales produceerden in 2010 55% van de elektriciteit, evenveel als in 2007. De gasgestookte centrales produceerden in 2010 34% tegenover 31% in 2007. De steenkoolgestookte centrales 6% in 2010 tegenover 9% in 2007. De andere brandstoftypes produceren minder dan 2%.

In totaal was in 2010 **het elektriciteitsverbruik**³ in de Elia-regelzone 86,5 TWh, een stijging ten opzichte van 2009 met 6%, maar ten opzichte van 2007 nog steeds een daling van 2%.

De elektriciteitsprijs op de **kortetermijnmarkt Belpex Day Ahead Markt** was in 2010 gemiddeld 46,3 €/MWh, tegenover 45,3 €/MWh in Nederland en 47,5 €/MWh in Frankrijk. Daarmee is 2010 het tweede jaar op rij dat België een hogere prijs kent dan Nederland en een lagere prijs dan Frankrijk. Op Belpex DAM werd er 12 TWh verhandeld, wat overeen komt met 14% van het jaarlijkse verbruik in de Elia-regelzone. De marktresiliëntie, een maat voor liquiditeit, van de Belpex DAM is in 2010 nog verbeterd ten opzichte van 2009 en zeker ten opzichte van 2007 en 2008: met een extra vraag van 500 MW zou de prijs in 2010 gemiddeld gestegen zijn met 1,6 €/MWh. Dat wordt ook bevestigd doordat grote prijsspieken op de Belpex DAM nagenoeg achterwege bleven in 2010, net als in 2009, in tegenstelling tot 2007 en 2008. De prijs op de **intra-day markt Belpex CIM** is in 2010 nagegoeg gelijk aan de Belpex DAM prijs, net zoals dat was in 2009.

Op 10 november 2010 werd de marktkoppeling, die tot dan de beurzen van België, Nederland en Frankrijk koppelde, uitgebreid met de Duitse beurs.

² Zie definitie in paragraaf 2

³ Zie definitie in voet noot 10 van paragraaf 12.

De elektriciteitsprijs op de **langetermijnmarkt Endex BE** wordt opgedeeld volgens type contract: voor levering in 2010 werd gemiddeld 45,2 €/MWh betaald voor een *month ahead* contract, gemiddeld 46,4 €/MWh voor een *quarter ahead* contract en 51,0 €/MWh voor een *year ahead* contract. In 2009 was dit 43,6 €/MWh voor *month ahead*, 52,3 €/MWh voor *quarter ahead* en 75,5 €/MWh voor *year ahead*. Voor de gehele periode 2007-2010 was *month ahead*, *quarter ahead* en *year ahead* respectievelijk 7%, 14% en 22% **duurder dan de Belpex DAM**. De *bid-ask spread* van *month ahead* en *quarter ahead* nam gevoelig af in de periode 2007-2010, wat kan wijzen op een toegenomen liquiditeit op deze markten.

Op de **day-ahead HUB van Elia** werd in 2010 42,6 TWh uitgewisseld, waarvan 27% via de beurs en 73% via OTC. Dat is nagenoeg hetzelfde resultaat als in 2009. Wat betreft de **intra-day HUB van Elia** is er wel een duidelijke verschuiving van de OTC-markt naar de beurs: het aandeel van de beurs was in 2009 23% en is in 2010 gestegen naar 35%. Het totaal uitgewisseld volume op de intra-day HUB bleef in 2010 nagenoeg gelijk in vergelijking met 2009 (0.76 TWh).

De gemiddelde beschikbare **commerciële invoercapaciteit** is ongeveer 4.000 MW tegenover gemiddeld 2.400 MW aan **uitvoercapaciteit**. Hiermee is België één van de beste geïnterconnecteerde landen van Europa: de gemiddelde invoercapaciteit komt overeen met 40% van het gemiddelde verbruik en 29% van het piekverbruik in de Elia-regelzone; dat is ver boven de EU-richtwaarde van 10%. De beschikbare commerciële interconnectiecapaciteit wordt voornamelijk door de beurzen in België, Nederland en Frankrijk gebruikt om de day-ahead markten te koppelen.

Uit de expliciete **veilingen van langetermijn capaciteit op de interconnecties** blijkt dat de markt voor 2010 meer heeft betaald voor capaciteit op de richting van noord naar zuid (van Nederland naar België en van België naar Frankrijk) dan voor de richting van zuid naar noord. Dit reflecteert ook het bovenstaande feit dat er lagere prijzen genoteerd worden op de kortetermijnmarkt in Nederland in vergelijking met Frankrijk, met België daartussenin. Deze situatie, die ook al merkbaar was in 2009, is het spiegelbeeld van de situatie in 2007 en 2008 toen interconnectiecapaciteit op de richting van zuid naar noord duurder was. In totaal betaalde de markt op de expliciete veilingen 25 miljoen euro voor de aangeboden interconnectiecapaciteit voor 2010. De **congestierentes op dagbasis**

brachten in 2010 33 miljoen euro op, waarvan 17 miljoen euro voor de marktpartijen die hun langetermijncapaciteit verkochten aan de dagcapaciteit (voor de marktkoppeling) en 16 miljoen euro voor de netbeheerders. Zowel de omzet van de expliciete veilingen als de congestierentes op dagbasis waren voor 2010 gevoelig lager dan in 2007. Dit wijst op een verdere prijsconvergentie tussen België, Nederland en Frankrijk.

In 2010 was de **commerciële netto-export** van de Elia-regelzone naar het buitenland nagenoeg nul. In 2009 werd nog gemiddeld netto 313 MWh per uur uitgevoerd. Het jaar 2008 was een uitschieter met een gemiddelde netto-*import* van 1.200 MWh per uur. In de periode 2007-2010 voerde de Elia-regelzone gemiddeld netto bijna 400 MWh per uur in (ongeveer 4% van het verbruik in België). De interconnectiecapaciteit wordt eveneens voor een belangrijk deel gebruikt door niet-genomineerde stromen, of zogenaamde *loop-flows*.

Wat de **balancing** betreft, wordt geconcludeerd dat de netbeheerder in 2010 gemiddeld een groter onevenwicht moest wegregelen en dat de Elia-regelzone gezamenlijk meer in negatief onevenwicht (tekort) was ten opzichte van de voorgaande jaren. Dat laatste kan te wijten zijn aan de asymmetrische structuur van het onevenwichtstarief dat ertoe leidt dat een positief onevenwicht (een overschot) van een marktspeler veel sterker bestraft wordt dan een negatief onevenwicht (een tekort).



WERKING GROOTHANDELSMARKT ELEKTRICITEIT

1. Bijna alle gegevens uit deze studie heeft de CREG ontvangen van Elia en zijn vervolgens verwerkt door de CREG, soms met toevoeging van bijkomende informatie. Dit wordt aangeduid door als bron 'CREG+ELIA' te vermelden onder de tabel of figuur. Indien de gegevens van een andere bron komen, wordt dit eveneens vermeld onder de tabel of figuur.

A Elektriciteitsproductie

2. In deze sectie worden de productie-eenheden die zich in België bevinden geanalyseerd wat betreft hun capaciteit, het eigenaarschap, het brandstoftype en de geproduceerde energie. Enkel de productiecentrales die op het Elia-net zijn aangesloten worden beschouwd (aangesloten op een spanning van 30kV of hoger). Eerst worden de nucleaire, de gasgestookte centrales en de pompcentrales kort besproken, omdat zij de belangrijkste type eenheden zijn voor de Belgische groothandelsmarkt elektriciteit.
3. België kent zeven kernreactoren op twee sites (Doel en Tihange) met eind 2010 een totale productiecapaciteit van 5.927 MW. De onderstaande tabel geeft een overzicht van de zeven centrales en hun vermogen⁴.

centrale	Doel 1	Doel 2	Doel 3	Doel 4	Tihange 1	Tihange 2	Tihange 3	Totaal
MW	433	433	1.006	1.039	962	1.008	1.046	5.927

Bron: CREG+ELIA

Electrabel is de evenwichtsverantwoordelijke (ARP) voor de 7 centrales, maar heeft niet alle geproduceerde energie tot haar beschikking. De onderstaande tabel geeft een overzicht van het eigenaarschap van de nucleaire geproduceerde energie (inclusief de swap tussen Electrabel en E.ON van begin november 2009). De vermelde productiecapaciteit van 5.927 MW is deze die geldt in december 2010.

⁴ Deze verschilt van de productiecapaciteiten die Elia publiceert, aangezien Elia geen rekening houdt met een capaciteitsverhoging van telkens 40 MW die in de voorbije jaren zijn doorgevoerd op Doel 1, Doel 4 en Tihange 3.

Hieruit blijkt dat het aandeel van Electrabel (EBL) in de nucleaire capaciteit gedaald is van 89% naar 76%.

		vóór 1/03/09			1/03/09 - 1/11/09			na 1/11/2009			
centrale	MW	EBL	EdF	SPE	EBL	EdF	SPE	EBL	EdF	SPE	E.ON
totaal %		89%	8%	3%	85%	8%	7%	76%	8%	7%	8%
totaal MW	5.927	5.282	481	164	5.028	481	418	4.528	481	418	500

Bron: CREG+ELIA

4. In België zijn er twee sites met pompcentrales: Coe met een maximaal productievermogen van 1164 MW en het kleinere Plate Taille met een maximaal productievermogen van 224 MW. Beide centrales zijn ter beschikking van Electrabel. Dit zijn eenheden die elektriciteit produceren door water dat eerder is opgepompt naar een hogergelegen bassin via turbines naar een lagergelegen bassin te laten stromen. De bassins hebben een beperkt volume waardoor de energie die kan geleverd worden eveneens beperkt is. Wanneer het water wordt opgepompt (vaak 's nachts) consumeert de eenheid elektriciteit.

Oorspronkelijk zijn de pompcentrales gebouwd om de veiligheid van het elektriciteitsnet te garanderen met het oog op komst van de grote nucleaire centrales, naast de economische argumenten. De grootste nucleaire centrales hebben immers een capaciteit van ongeveer 1.000 MW en een onverwachte uitval van een dergelijke centrale moet door de Belgische regelzone snel kunnen opgevangen worden. Pompcentrales, die binnen een paar minuten van 0 MW naar maximaal vermogen kunnen gestuurd worden, zijn hiervoor zeer geschikt waardoor de bevoorradingszekerheid op korte termijn van elektriciteit kan verzekerd worden. 's Nachts kunnen de pompcentrales (goedkope) elektriciteit consumeren om de bassins terug te vullen; de pompcentrales kunnen ook de nodige consumptie- en productieflexibiliteit leveren, bijvoorbeeld tijdens het sterk stijgen van de consumptie bij het begin van de dag of voor intermitterende productiemiddelen zoals windenergie.

5. In de Elia-regelzone zijn er op dit ogenblik 9 grote STEG-centrales operationeel met elk een vermogen van circa 400 MW. Een STEG (SToom- En Gascentrale) heeft één of twee gasturbines en een stoomturbine. De gasturbines worden aangedreven door de hete rookgassen die ontstaan door de verbranding van aardgas. Na de aandrijving van de gasturbine wordt de restwarmte uit de rookgassen deels gerecupereerd om

stoom te produceren die de stoomturbine aandrijft. Door de warmterecuperatie kan het gemiddelde rendement van een dergelijke centrale opgedreven worden tot 50-55% en voor de nieuwste STEG's zelfs tot 60%. Deze gemiddelde rendementen worden enkel gehaald wanneer de eenheden rond hun maximaal vermogen draaien. Indien de centrales op een lager vermogen moeten produceren, daalt dit gemiddelde rendement sterk. STEG-centrales zijn flexibele productie-eenheden en worden in de Belgische regelzone ook gebruikt voor het voorzien van secundaire reserves.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de 9 grote STEG-centrales in de Elia-regelzone, hun productiecapaciteit en het eigenaarschap. De totale productiecapaciteit van deze centrales is 3.663 MW. Amercoeur 1, een eenheid van Electrabel, is de nieuwste grote STEG. In juni 2011 wordt verwacht dat de centrale van T-Power (422 MW) in dienst komt; in de loop van 2011 wordt eveneens verwacht dat de STEG van Duferco-Enel (420 MW) in dienst komt.

Grote STEG's (± 400 MW) in de Elia-regelzone		
eigenaar	eenheid	MW
Electrabel	AMERCOEUR 1	420
Electrabel	DROGENBOS	460
Electrabel	ESCH-SUR-ALZETTE ⁵	376
Electrabel	HERDERSBRUG	460
Electrabel	SAINT-GHISLAIN	350
Electrabel 50% / RWE 50%	ZANDVLIET POWER	395
EON Energy Trading SE	VILVOORDE	385
SPE	RINGVAART	357
SPE	SERAING	460
Totaal Electrabel		2.264
Totaal SPE		817
Totaal E.ON		385
Totaal RWE		198
Totaal		3.663

Bron: Elia+CREG

- Hierna volgt een schatting van zowel de capaciteit van de productiecentrales als de geproduceerde energie voor de periode 2007-2010, zowel volgens marktpartij als volgens brandstoftype. Dit levert vier soorten gegevens op:

⁵ De centrale van Esch-sur-Alzette staat in het groothertogdom Luxemburg, maar behoort tot de Elia-regelzone en kan dus ook energie leveren voor de Belpex DAM (zie infra). De centrale is bijgevolg relevant voor de Belgische elektriciteitsmarkt.

- productiecapaciteit per marktspeler
- geproduceerde energie per marktspeler
- productiecapaciteit per brandstoftype
- geproduceerde energie per brandstof type

7. *Productiecapaciteit per marktspeler.* De tabel hieronder geeft een schatting van de productiecapaciteit per marktspeler voor de vier voorbije jaren. Als tijdstip wordt telkens de maand december genomen van het beschouwde jaar.

in GW	2007	2008	2009	2010		2007	2008	2009	2010
Electrabel	13,4	13,7	12,3	11,7		85,8%	85,1%	74,6%	72,1%
SPE	1,4	1,5	1,8	2,4		8,8%	9,5%	10,7%	14,5%
EdF	0,5	0,5	0,5			3,1%	3,0%	2,9%	
EON	0,0	0,0	1,5		1,5		0,0%	0,0%	
RWE/Essent	0,3	0,3	0,3	0,3		2,1%	2,0%	2,1%	2,2%
Andere (<2%)	0,0	0,0	0,1	0,4		0,1%	0,3%	0,9%	2,3%
Totaal	15,6	16,1	16,5	16,2		100%	100%	100%	100%
				HHI		7460	7350	5770	5500

Bron: CREG+ELIA

Uit deze tabel blijkt dat het marktaandeel van Electrabel op drie jaar tijd is afgenomen: van 86% in december 2007 tot 72% in december 2010. Hoewel deze afname significant is, is de afname verre van voldoende om te kunnen spreken van een competitieve marktstructuur. De HHI, een maat voor de marktconcentratie, is immers eind 2010 nog steeds 5500 en men beschouwt een markt reeds als sterk geconcentreerd vanaf een HHI van 2000.

Indien België een competitieve productiemarkt wenst te ontwikkelen, is er nog een hele weg af te leggen. Uit een publicatie op 13 januari 2011 van een rapport⁶ van het Bundeskartellamt, de Duitse mededingingsautoriteit, over de Duitse productie- en groothandelsmarkt blijkt dat 4 grote spelers samen 80% van de Duitse elektriciteitsmarkt in handen hebben. Dit betekent een veel minder geconcentreerde markt dan de Belgische. Toch stelt de Duitse mededingingsautoriteit vast dat deze

⁶ Zie voor de press release:

http://www.bundeskartellamt.de/wEnglisch/News/press/2011_01_13.php

bedrijven nog steeds een prikkel en de mogelijkheid hebben om de marktprijzen te beïnvloeden:

“The inquiry revealed that the competitive situation on the market for the first-time sale of electricity remains unsatisfactory. Just four companies still hold a good 80 % share of the first-time sales market. The analysis of the competition situation would seem to suggest that these providers (RWE, E.ON, Vattenfall and possibly also EnBW) each have a dominant position in Germany. This is clear from the fact that each of them was indispensable for covering electricity demand over a significant number of hours in the period examined.

(...)

the extensive empirical analysis of market activity revealed that the leading producers have the incentive and possibilities to considerably influence the electricity price by abusively holding back capacities.”

Dus ook indien de markt veel minder geconcentreerd is dan de Belgische, is er nog steeds de mogelijkheid en de prikkel om prijzen te beïnvloeden. A fortiori geldt dit voor de Belgische productie- en groothandelsmarkt. Dit betekent niet dat de prijzen daadwerkelijk worden beïnvloed, maar het louter bestaan van de mogelijkheid dat een dominante speler de prijzen significant kan beïnvloeden, is reeds voldoende om nieuwe spelers af te schrikken en een goede marktwerking te belemmeren.

8. *Geproduceerde energie per marktspeler.* De tabel hieronder geeft een schatting van de geproduceerde energie per marktspeler voor de vier voorbije jaren. Hiervoor wordt het volledige jaar beschouwd; wanneer het eigenaarschap verandert in de loop van dat jaar, wordt hiermee rekening gehouden.

Marktspeler	Geproduceerde energie (TWh)				Marktaandeel (%)			
	2007	2008	2009	2010	2007	2008	2009	2010
Electrabel	72,6	67,1	66,9	60,0	86,6%	85,4%	81,0%	71,7%
SPE	5,6	5,6	7,9	12,1	6,7%	7,2%	9,5%	14,5%
EDF	3,5	3,6	4,1		4,2%	4,6%	5,0%	
EON	0,0	0,0	1,4	8,8	0,0%	0,0%	1,7%	10,6%
RWE/Essent	2,1	2,2	2,2	2,4	2,5%	2,8%	2,7%	2,9%
spelers < 2%	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%
totaal	83,8	78,5	82,6	83,7	100%	100%	100%	100%
				HHI	7.570	7.380	6.680	5.380

Bron: CREG+ELIA

Uit deze tabel blijkt dat het marktaandeel van Electrabel in de geproduceerde energie 71,7 % bedraagt, wat nagenoeg hetzelfde is als het marktaandeel van Electrabel in de productiecapaciteit (72,1%). De centrales die Electrabel bezit hebben dus een benuttingsgraad⁷ die gemiddeld gelijk is aan die van de regelzone. Dat geldt niet voor kleine spelers: eind 2010 hebben de kleine spelers een marktaandeel van 2,3% in termen van capaciteit, maar hebben ze slechts 0,4% van de markt wat betreft geproduceerde energie. Dat is deels te verklaren doordat productiecapaciteit slechts in de loop van het jaar in dienst werd genomen, maar wordt ook deels verklaard door de lagere benuttingsgraad van de specifieke eenheden. Zo bijvoorbeeld heeft windcapaciteit op zee een gemiddelde benuttingsgraad van rond 40%, terwijl een nucleaire centrale een gemiddelde benuttingsgraad heeft van ongeveer 90%.

9. *Productiecapaciteit per brandstoftype*. De tabel hieronder geeft een schatting van de productiecapaciteit per brandstoftype voor de vier voorbije jaren. Hiervoor wordt telkens de maand december genomen van het beschouwde jaar.

Brandstoftype	Capaciteit (GW)				Marktaandeel (%)			
	2007	2008	2009	2010	2007	2008	2009	2010
Aardgas	5,7	6,5	6,4	6,2	36,4%	40,1%	38,5%	38,1%
Nucleair	5,8	5,8	5,9	5,9	37,4%	36,1%	35,7%	36,6%
Pompcentrales	1,4	1,4	1,4	1,4	8,9%	8,6%	8,4%	8,6%
Steenkool	1,5	1,5	1,5	1,2	9,9%	9,0%	8,8%	7,3%
Hoogovengas	0,0	0,1	0,4	0,4	0,3%	0,4%	2,2%	2,3%
Wind	0,0	0,1	0,1	0,3	0,2%	0,4%	0,9%	1,9%
Afvalrecuperatie	0,1	0,1	0,2	0,3	0,9%	0,8%	1,1%	1,7%
Turbojets	0,3	0,3	0,2	0,2	2,0%	1,7%	1,4%	1,5%
Andere	0,6	0,5	0,5	0,3	4,1%	2,9%	2,9%	2,1%
Totaal	15,6	16,1	16,5	16,2	100%	100%	100%	100%

Bron: CREG+ELIA

Uit deze tabel blijkt dat gasgestookte eenheden ongeveer 38% van de productiecapaciteit uitmaken. Zoals hierboven reeds beschreven, zijn 9 grote STEG's goed voor 3.663 MW, dus ruim de helft van de gasgestookte eenheden. De rest van de gasgestookte eenheden zijn een twintigtal kleinere WKK's (tussen 6 en 140 MW),

⁷ De benuttingsgraad van een productiecentrale is de effectief geproduceerde energie gedeeld door de energie die de centrale zou leveren indien ze gedurende elk uur van het jaar op maximaal vermogen zou produceren.

zes gasturbines (tussen 30 en 78 MW) en drie grote klassieke eenheden⁸ (rond 280 MW).

De nucleaire eenheden vertegenwoordigen 36% van de capaciteit. Samen met de gasgestookte eenheden is dit 77% van de productiecapaciteit in België. Steenkool en de pompcentrales hebben elk nog eens 7-8%. De top vier is dus goed voor meer dan 90% van de productiecapaciteit. De rest, waaronder hernieuwbare energie, is marginaal, met een aandeel van 2% of lager.

10. *Geproduceerde energie per brandstoftype*. De tabel hieronder geeft een schatting van de productiecapaciteit per brandstoftype voor de vier voorbije jaren. Hiervoor wordt het volledige jaar beschouwd.

Brandstoftype	Productie (TWh)				Marktaandeel (%)			
	2007	2008	2009	2010	2007	2008	2009	2010
Aardgas	26,2	24,1	27,1	28,6	31,3%	30,7%	32,8%	34,2%
Nucleair	45,8	43,4	44,9	45,7	54,7%	55,2%	54,4%	54,6%
Pompcentrales	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5%	1,7%	1,7%	1,6%
Steenkool	7,6	6,9	6,4	5,2	9,1%	8,7%	7,7%	6,2%
Hoogovengas	0,2	0,2	0,0	0,3	0,2%	0,2%	0,0%	0,4%
Wind	0,0	0,0	0,1	0,3	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%
Afvalrecuperatie	0,9	0,8	1,0	1,3	1,0%	1,1%	1,2%	1,6%
Turbojets	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Andere	1,7	1,8	1,7	1,0	2,1%	2,3%	2,0%	1,2%
Totaal	83,8	78,5	82,6	83,7	100%	100%	100%	100%

Bron: CREG+ELIA

De geproduceerde energie schommelde de voorbije jaren rond de 80 TWh. Daarvan neemt de nucleaire capaciteit een stabiele 55% voor haar rekening. Dat is opmerkelijk, omdat het aandeel van de nucleaire productiecapaciteit slechts 36% is. Dit toont het belang aan om marktaandelen niet enkel in capaciteit, maar ook en misschien zelfs eerder in geproduceerde energie te berekenen. Tevens toont dit het belang van de nucleaire capaciteit aan.

De gasgestookte centrales, met een aandeel in de productiecapaciteit van 38% in 2010, produceren in 2010 ongeveer 34% van de totale geproduceerde energie.

⁸ Een aantal van deze centrales kan op meerdere types brandstof draaien, maar is de dominante brandstof aardgas.

Samen met de nucleaire productie staan ze in voor 89% van de totale geproduceerde energie. Steenkoolcentrales produceren ongeveer 6% van de energie. De top drie produceert bijgevolg 95% van de totale elektriciteit. In de loop van de periode van 2007 tot 2010 produceerden steenkoolcentrales 3 procentpunt minder, terwijl de gascentrales 3 procentpunt meer elektriciteit produceerden.

De productie door andere brandstoftypes is kleiner dan 2% van het totaal.

11. *Decentrale productie.* In het begin van deze sectie werd aangegeven dat enkel de eenheden aangesloten op het Elia-net worden beschouwd. Dit betekent dat er geen rekening gehouden wordt met de productie op een spanningsniveau lager dan 30kV. De CREG heeft in deze studie geen cijfers verwerkt wat betreft de productiecapaciteit en de geproduceerde energie op dit spanningsniveau; dit zal het voorwerp zijn van een andere studie die dit jaar nog door de CREG wordt uitgevoerd. Een realistische aanname is dat het vooral om hernieuwbare energie gaat (photovoltaïsch, biomassa en wind *on shore*) en WKK's (in onder meer de glas- en tuinbouw). Dit zou betekenen dat de hernieuwbare en de gasgestookte capaciteit en productie onderschat wordt voor België⁹.

⁹ Tijdens de windenergieconferentie van EWEA van 15 maart 2011 werd bekendgemaakt dat er in België eind 2010 voor 901 MW aan windcapaciteit geïnstalleerd is: 442 MW in Wallonië, 264 MW in Vlaanderen en 195 MW *off-shore*.

B Elektriciteitsconsumptie

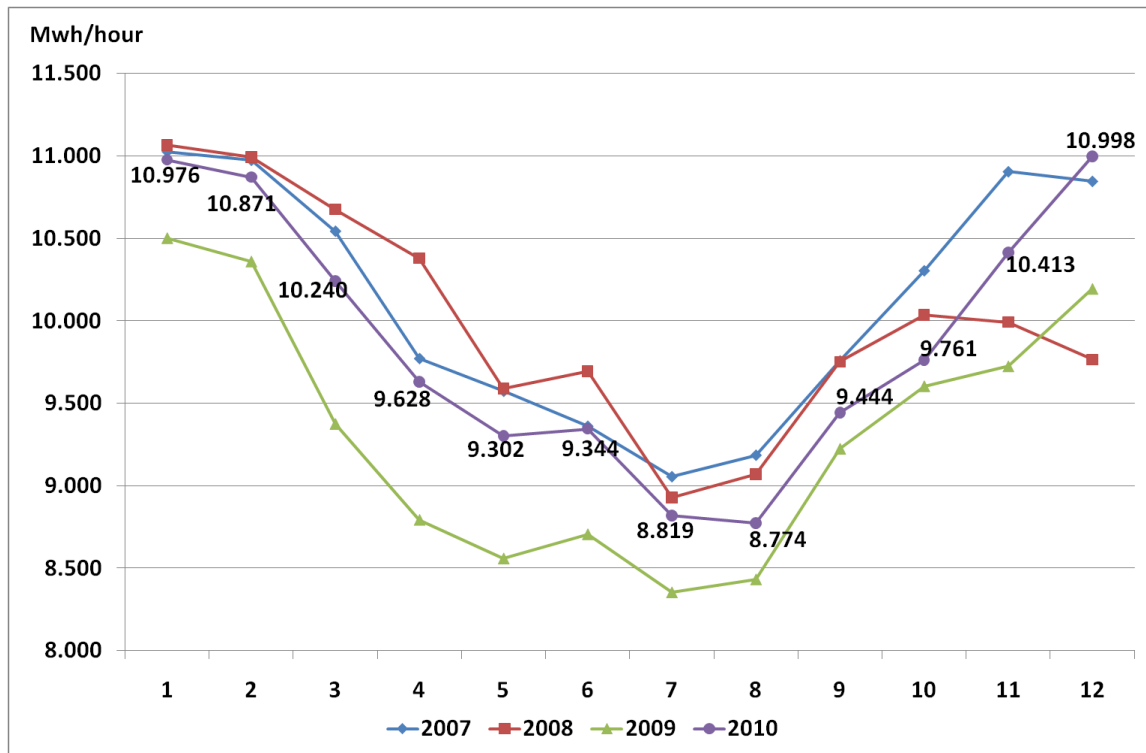
12. In deze sectie wordt de evolutie van de elektriciteitsconsumptie in de Belgische regelzone geanalyseerd op basis van de gegevens van Elia¹⁰. Dit betekent dat niet al het elektriciteitsverbruik in België gemeten wordt, maar het geeft een goede benadering.
13. De onderstaande tabel geeft de totale elektriciteitsconsumptie voor de jaren 2007 tot en met 2010, evenals het maximale en minimale opgevraagde vermogen tijdens deze jaren. In totaal was in 2010 het elektriciteitsverbruik in de Elia-regelzone 86,5 TWh, een stijging ten opzichte van 2009 met 6%, maar ten opzichte van 2007 nog steeds een daling van 2%. Het opgevraagde vermogen is in 2010 maximaal 13.845 MW, hoger dan in 2008 en 2009, maar nog steeds lager dan in 2007.

consumptie	2007	2008	2009	2010
totaal (TWh)	88,6	87,8	81,6	86,5
maximaal opgevraagd vermogen (MW)	14.033	13.431	13.513	13.845
minimaal opgevraagd vermogen (MW)	6.378	6.330	5.895	6.278

Bron: CREG+ELIA

14. De onderstaande figuur geeft het verloop van het maandelijks gemiddelde verbruik per uur in de Elia-regelzone. Hieruit blijkt dat de afname van het verbruik, dat onder invloed van de economische crisis al in 2008 was ingezet, in 2009 gehandhaafd bleef. In 2010 was er duidelijk een herstel te zien van het verbruik en in december 2010 komt het gemiddelde verbruik hoger uit dan in het pre-crisis jaar 2007. Er wordt geen correctie doorgevoerd voor de temperatuur.

¹⁰ De definitie van Elia van het verbruik is de volgende: “De verbruiksindicator is gebaseerd op de injecties van elektrische energie in de regelzone van Elia en geeft een benaderend beeld van het elektriciteitsverbruik in België. De injecties van decentrale productie zoals windmolens, waterturbines of kleinere warmtekrachtkoppelinginstallaties die injecteren op een spanning lager dan 30kV zijn niet in de verbruiksindicator inbegrepen. Hoewel klein ten opzichte van het totale verbruik, neemt het belang van dit laatste segment in de elektriciteitsproductie gestaag toe. De indicator omvat de nettoproductie van de centrales en de lokale productiecentrales die injecteren op een spanning van minstens 30kV en de in- en uitvoerbalans. Productie-installaties die zijn aangesloten op een spanning lager dan 30kV worden alleen meegeteld voor zover er een netto-injectie op het Elia-net wordt gemeten. Het grootste deel van de netverliezen is bijgevolg inbegrepen. De energie gebruikt voor het oppompen van water in de opslagreservoirs van de pompcentrales wordt afgetrokken. De regelzone van Elia omvat België plus het Sotel-net in het zuiden van het Groothertogdom Luxemburg. Een klant met lokale productie neemt op hetzelfde punt elektrische energie af van het net als waar de lokale productie in het net injecteert.”



maandelijks gemiddeld verbruik per uur in de Elia-zone.

Bron: CREG+ELIA

15. Elia doet dagelijks een voorspelling van het gebruik voor elk half uur van de volgende dag. De voorspelling van het verbruik is belangrijk, aangezien de Belpex DAM prijs sterk afhankelijk is van het verbruik. De onderstaande tabel geeft een analyse van de voorspellingsfout per dag. De voorspellingsfout per dag wordt berekend door het gemiddelde reële dagverbruik af te trekken van het gemiddelde voorspelde dagverbruik (beide in MW). Indien voor een bepaalde dag dit verschil positief is, was de voorspelling hoger dan het reële verbruik. Deze berekeningswijze impliceert een ondergrens voor de werkelijke voorspellingsfout, aangezien binnen de dag de voorspellingsfouten kunnen gecompenseerd worden¹¹.

16. De gemiddelde foute voorspelling voor een bepaald jaar is het gemiddelde van alle voorspellingsfouten per dag van dat jaar en geeft aan of Elia een vertekende voorspelling voor dat jaar doet. Als dit gemiddelde rond 0 MW zit, dan is er geen vertekening: Elia voorspelt dan soms eens teveel, dan eens te weinig verbruik. Als dit

¹¹ Stel bijvoorbeeld dat de consumptie voor elk uur exact 10.000 MW was en dat Elia de consumptie steeds correct voorspeld had, behalve tijdens uur x voorspelt Elia 9.000 MW (een fout van -1.000 MW) en tijdens uur y 11.000 MW (een fout van +1.000 MW), dan is de voorspellingsfout volgens onze berekening 0MW, aangezien de twee voorspellingsfouten elkaar over de dag opheffen.

gemiddelde positief is, dan heeft Elia voor dat jaar gemiddeld gezien een overschatting van het verbruik voorspeld. Dit was het geval in 2007 en 2008 met een gemiddelde fout van respectievelijk 263 MW en 144 MW. In 2009 en 2010 voorspelde Elia gemiddeld te weinig verbruik. Met de berekening van de gemiddelde foute voorspelling in absolute waarde kan de algemene kwaliteit van de voorspelling berekend worden. De fout in absolute waarde is in 2010 het hoogste van de voorbije vier jaren, en bijgevolg is de kwaliteit van de voorspelling het slechtst in 2010 in vergelijking met de drie voorgaande jaren.

17. Relatief gezien was in 2010 de gemiddelde absolute fout 3.5% van het gemiddelde verbruik. De maximale fout kan echter oplopen tot 15%-19%, wat overeenkomt met een maximale verkeerde voorspelling van 1500-1900 MW.

18. De onderstaande tabel geeft ook het aantal dagen dat de gemiddelde voorspellingsfout hoger was dan 500 MW en 1000 MW. Uit deze cijfers blijkt dat het aantal dagen met een voorspellingsfout groter dan 500 MW min of meer constant gebleven is (60 in 2007, 57 in 2010), maar dat het aantal voorspellingsfouten groter dan 1.000 MW sterk gestegen is: van 5 in 2007 tot 14 in 2010. Uit deze tabel blijkt ook dat de gemiddelde en extreme voorspellingsfouten (> 500 MW en > 1000 MW) in 2008 gevoelig lager zijn dan tijdens de drie andere beschouwde jaren.

voorspellingsfout (positief, als voorspelling > reële consumptie)				
MW	2007	2008	2009	2010
Gemiddelde reële consumptie	9.740	9.646	8.961	9.867
Gemiddelde voorspelde consumptie	10.003	9.790	8.826	9.599
Gemiddelde foute voorspelling	263	144	-134	-268
Gemiddelde foute voorspelling in absolute waarde	292	231	266	342
Maximaal te weinig voorspeld	-480	-1.758	-1.848	-1.559
Maximaal te veel voorspeld	1.233	786	1.143	1.862
Ten opzichte van reële consumptie				
Gemiddelde relatieve foute voorspelling	2,7%	1,5%	-1,5%	-2,7%
Gemiddelde relatieve foute voorspelling in abs. waarde	3,0%	2,4%	3,0%	3,5%
Relatief maximaal te weinig voorspeld	-4,9%	-18,2%	-20,6%	-15,8%
Relatief maximaal te veel voorspeld	12,7%	8,1%	12,8%	18,9%
aantal dagen voorspellingsfout > 500/1000 MW				
# dagen > 500 MW te weinig voorspeld	0	8	44	49
# dagen > 500 MW te veel voorspeld	60	15	6	8
# dagen > 1.000 MW te weinig voorspeld	0	3	6	8
# dagen > 1.000 MW te veel voorspeld	5	0	1	6

Bron: CREG+ELIA

C Uitwisseling van elektriciteit

19. In deze sectie wordt de uitwisseling van elektriciteit in België geanalyseerd. Hierbij wordt vooral de elektriciteitsbeurs Belpex behandeld, zowel de day-ahead markt (DAM) als de intra-day markt (CIM). Deze sectie behoudt dan ook grotendeels de inhoud van de vorige studies over Belpex¹². Ten opzichte van deze studies wordt de sectie uitgebreid met een deel over de langetermijnmarkt Endex BE en een deel over de uitwisselingen van elektriciteit op de HUB van Elia. Door dit laatste wordt ook een aspect van de OTC-markt belicht.

C.1 Kortetermijnmarkt

C.1.1 Day-ahead markt (DAM)

Marktkoppeling

20. Sinds de start van de Belpex DAM op 22 november 2006 en tot 9 november 2010 was de Belpex DAM impliciet gekoppeld met de twee day-ahead markten in Nederland (APX DAM) en Frankrijk (voorheen Powernext DAM, nu EPEX FR DAM). Deze zogenaamde tri-laterale marktkoppeling impliceert dat interconnectiecapaciteit en elektrische energie samen worden verkocht, wat een optimaal gebruik van de beschikbare commerciële capaciteit toelaat. Vanaf 10 november 2010 is de Belpex DAM nog steeds impliciet gekoppeld met deze twee buurmarkten, maar werd ook de Duitse beurs (EPEX GE DAM) opgenomen in de impliciete marktkoppeling. Deze zogenaamde CWE¹³-koppeling wordt vanaf die dag ook uitgebreid met een volumekoppeling (ITVC) via een aantal interconnectielijnen met Denemarken en Zweden¹⁴.

21. Gezien de korte periode dat de CWE-koppeling in 2010 in werking is, kunnen nog geen conclusies getrokken worden en bijgevolg wordt in deze studie nog steeds de focus gelegd op de trilaterale marktkoppeling tussen België, Frankrijk en Nederland.

¹² zie studies (F) 080117-CDC-742, (F) 090223-CDC-827 en (F)100218-CDC-947, beschikbaar op <http://www.creg.be/>

¹³ CWE staat voor Centraal-Westelijk Europees en omvat de Benelux, Frankrijk en Duitsland

¹⁴ Op 13 januari 2011 werd ook de NorNed-kabel tussen Noorwegen en Nederland opgenomen in deze volumekoppeling.

22. De onderstaande tabel geeft de gemiddelde procentuele incidentie van het resultaat van de marktkoppeling tijdens de jaren 2007 tot 2010. Twee markten hebben dezelfde prijs indien de interconnectie tussen de markten niet verzadigd is. Er kunnen zich de volgende vier situaties voordoen:

- –Be– : de twee interconnecties zijn verzadigd => op de drie markten drie verschillende prijzen
- –Be–NL : de interconnectie met Frankrijk is verzadigd => België en Nederland zelfde prijs, Frankrijk verschillende prijs
- Fr–Be– :de interconnectie met Nederland is verzadigd => België en Frankrijk zelfde prijs, Nederland verschillende prijs
- Fr–Be–NL : de interconnecties zijn niet verzadigd (geen congestie) => op de drie markten dezelfde prijs

23. De tabel geeft in de twee rechtse kolommen ook de procentuele incidentie dat de prijs in Frankrijk, respectievelijk in Nederland, gelijk is aan die in België (FR=BE en NL=BE). In 2010 is het aantal uren dat de Franse en Belgische prijzen gelijk waren gestegen ten opzichte van 2009 en komt daarmee terug op het niveau van 2007 en 2008. Wat de Nederlandse en Belgische markt betreft zien we daarentegen een daling van het aantal uren dat de prijzen gelijk waren in vergelijking met 2008 en 2009, en komt dit terug op het niveau van 2007. Gemiddeld gezien hebben de drie markten zeer vaak een gelijke prijs (en is er dus relatief weinig congestie).

	-Be-	-Be-NL	Fr-Be-	Fr-Be-NL	FR=BE	NL=BE
2007	1,7 %	9,9 %	26,3 %	62,1 %	88,4 %	72,1 %
2008	0,8 %	15,2 %	15,4 %	68,6 %	83,9 %	83,8 %
2009	1,6 %	28,4 %	13,2 %	56,8 %	70,0 %	85,2 %
2010	1,2 %	11,9 %	26,1 %	60,8 %	86,8 %	72,7 %

Bron: CREG, ELIA, BELPEX, APX, POWERNEXT

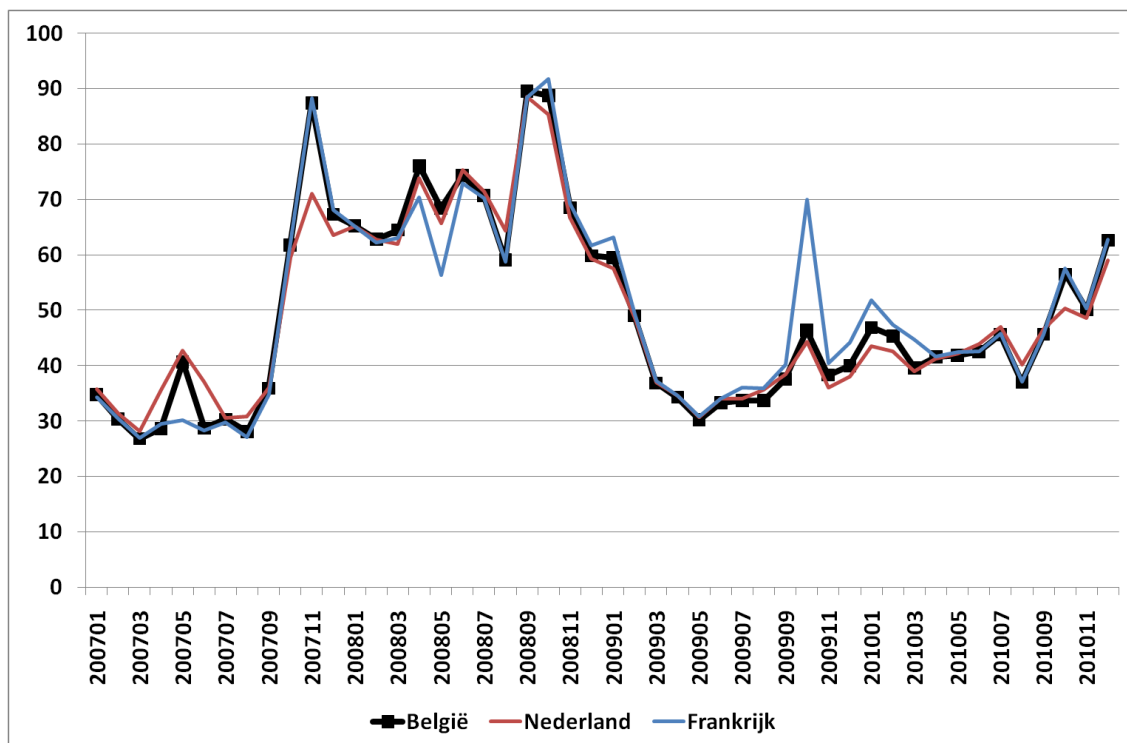
Prijzen

24. Door de relatief lage graad van verzadiging van de interconnecties liggen de prijzen vrij dicht bij elkaar. De evolutie van de gemiddelde maandprijs op de drie beurzen van België, Nederland en Frankrijk is te zien op onderstaande figuur. Deze figuur geeft de gemiddelde prijzen per maand voor de drie beurzen voor de periode 2007 tot 2010. De duurste maand in 2010 op de Belpex DAM was december (62,6 €/MWh); de goedkoopste was augustus (37,0 €/MWh).

25. De gemiddelde jaarprijs op de Belpex DAM in 2010 is 46,3 €/MWh; dat is 1 €/MWh hoger dan de gemiddelde jaarprijs op de APX DAM (45,3 €/MWh) en 1,2 €/MWh lager dan op de Epex FR DAM (47,5 €/MWh). Daarmee is de Belpex DAM voor het tweede jaar op rij goedkoper dan Frankrijk en (iets) duurder dan Nederland. Voor de volledige periode van 2007 tot 2010 lagen de DAM-prijzen in België gemiddeld op 49,5 €/MWh, tussen Nederland en Frankrijk in.

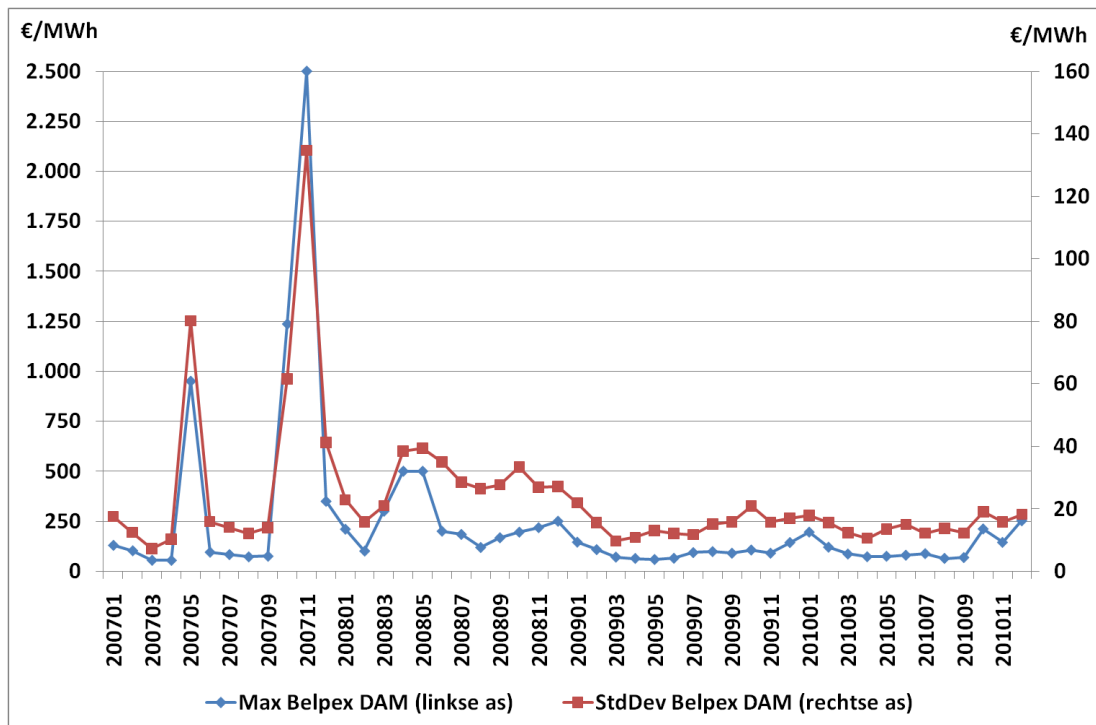
Day ahead elektriciteitsprijzen			
	België	Nederland	Frankrijk
2007	41,7	41,9	40,8
2008	70,6	70,0	69,2
2009	39,4	39,1	43,0
2010	46,3	45,3	47,5
2007-2010	49,5	49,1	50,1

Bron: CREG, ELIA, BELPEX, APX, POWERNEXT



maandelijke gemiddelde prijzen op de drie beurzen in de TLC-regio voor de periode 2007 tot 2010.
Bron: CREG, ELIA, BELPEX, APX, POWERNEXT

26. Uit de bovenstaande figuur blijkt dat de gemiddelde prijzen in 2009 en 2010 op de drie beurzen gematigd zijn ten opzichte van 2007 en 2008. Dat blijkt ook zo te zijn voor de prijsspieken en de volatiliteit, zoals te zien op de onderstaande figuur: in 2007 waren er verschillende prijsspieken tot ver boven 500 €/MWh en in 2008 nog een aantal tot 500 €/MWh. In 2009 was de maximale Belpex DAM prijs 143 €/MWh en in 2010 was dit 252 €/MWh. Ook de volatiliteit, gemeten met behulp van de standaarddeviatie van de prijs, is in 2009 en 2010 lager dan in 2008 en 2007. Let wel, een prijsspiek is op zich niet onwenselijk op voorwaarde dat deze correct en transparant tot stand komt: het wijst dan immers op een productietekort en geeft een signaal naar investeerders.



Maandelijkse maximumprijs en standaarddeviatie op Belpex DAM
Bron: CREG+BELPEX

27. De onderstaande tabel geeft voor de periode 2007-2010 het aantal uren dat er zich een prijs vormde tijdens een bepaald prijsinterval en bevestigt bovenstaande analyse dat het aantal prijsspieken in 2009 en 2010 gevoelig lager is dan in 2007 en 2008.

aantal uren	2007	2008	2009	2010
0-100 €/MWh	8396	7601	8716	8705
100-200	305	1164	43	52
200-300	25	13		2
300-500	15	2		
500-1000	14	3		
1000-3000	4			

Bron: CREG+BELPEX

Volumes

28. Onderstaande tabel geeft de totale jaarlijkse verhandelde, aangekochte en verkochte energie op Belpex DAM (in TWh) voor de periode 2007-2010, evenals een vergelijking van het verhandelde volume met het Elia-verbruik ('%Verbruik'). Uit deze gegevens blijkt dat er tijdens 2010 op de Belpex DAM 11,8 TWh verhandeld werd, een stijging ten opzichte van 2009. Het verhandelde volume komt overeen met 13,7% van het jaarlijkse verbruik in de Elia-regelzone.

29. Tevens blijkt dat de spelers die actief zijn op de Belpex DAM in 2010 9,6 TWh aangekocht hebben, tegenover 8,9 TWh dat verkocht werd. Bijgevolg werd er via Belpex DAM netto 0,7 TWh ingevoerd naar de Elia-regelzone.

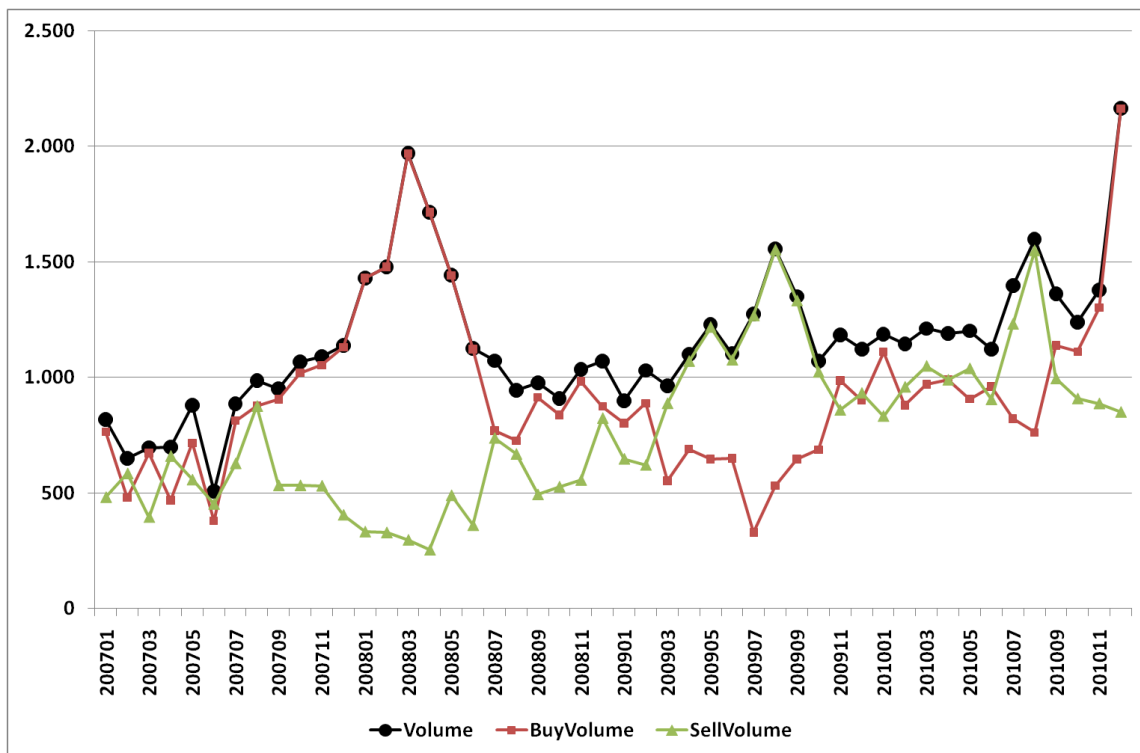
TWh	Volume	BuyVolume	SellVolume	%Verbruik
2007	7,59	6,80	4,84	8,6%
2008	11,10	10,42	4,31	12,6%
2009	10,14	6,05	9,14	12,4%
2010	11,84	9,59	8,91	13,7%
2007-2010	40,66	32,86	27,21	11,8%

Bron: CREG+BELPEX

30. De onderstaande figuur geeft het maandelijkse verloop van de gemiddelde volumes op de Belpex DAM voor de periode 2007-2010. Uit de figuur blijkt dat in december 2010 een recordvolume (2164 MWh/h) werd verhandeld. Tijdens deze maand werd er veel ingevoerd: dat is te zien doordat het volume dat verkocht werd door spelers op Belpex ('SellVolume' – groene lijn) gemiddeld minder dan 1.000 MWh/h was,

terwijl het volume aangekocht door de spelers op Belpex ('BuyVolume' – rode lijn) samenvalt met het verhandelde volume. Het verschil tussen het verkochte en aangekochte volume werd via Belpex geïmporteerd vanuit Frankrijk en/of Nederland. In augustus 2010 is de situatie net omgekeerd: ook dan wordt er relatief veel verhandeld (gemiddeld 1.500 MWh/h), maar wordt dit volume voor een groot deel geëxporteerd naar Frankrijk en/of Nederland.

31. In de periode van september 2007 tot juni 2008 heeft de Elia-regelzone via de Belpex DAM heel wat energie geïmporteerd (net zoals in december 2010). In de periode van april 2009 tot oktober 2009 was dit net omgekeerd en heeft de Elia-regelzone veel energie geëxporteerd via de Belpex DAM, net zoals in augustus 2010.



verhandelde, aangekochte en verkochte volumes op Belpex DAM (in MWh/h)

Bron: CREG+BELPEX

Waarde van de contracten die op Belpex verhandeld worden

32. De onderstaande tabel geeft een beknopt overzicht van de waarde van de contracten die op de Belpex DAM gedurende de periode 2007-2010 verhandeld werden. In 2008 was de waarde met 802 miljoen euro het hoogst, omdat er toen gemiddeld ook de hoogste prijs te noteren viel. In 2010 werd er op de Belpex DAM voor 561 miljoen euro verhandeld.

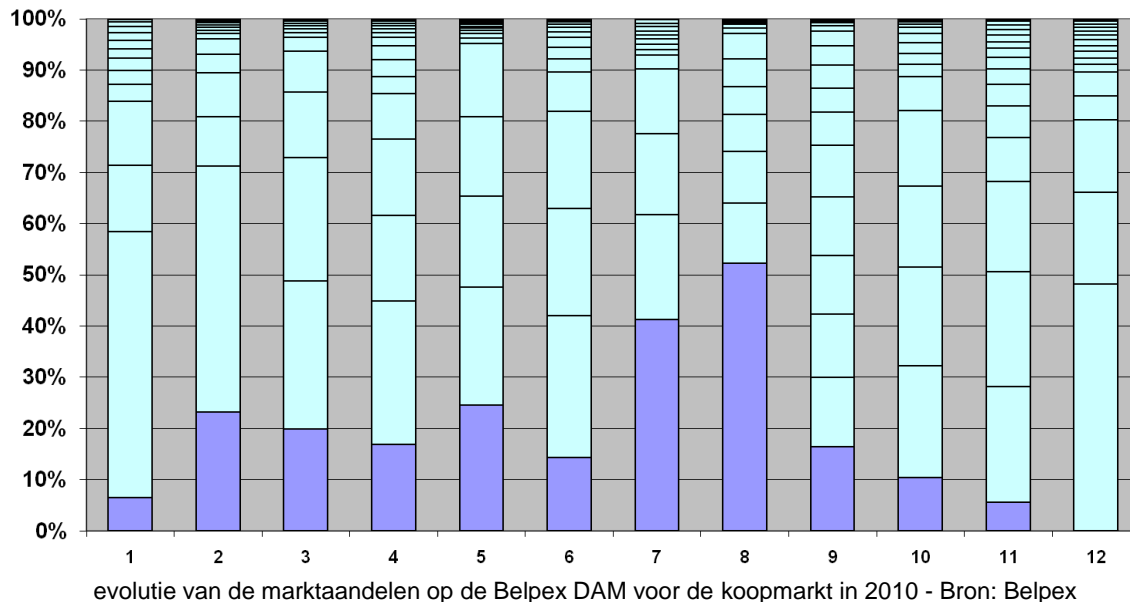
M€	waarde
2007	365,8
2008	802,2
2009	388,4
2010	560,8
2007-2010	2.117

Bron: CREG+BELPEX

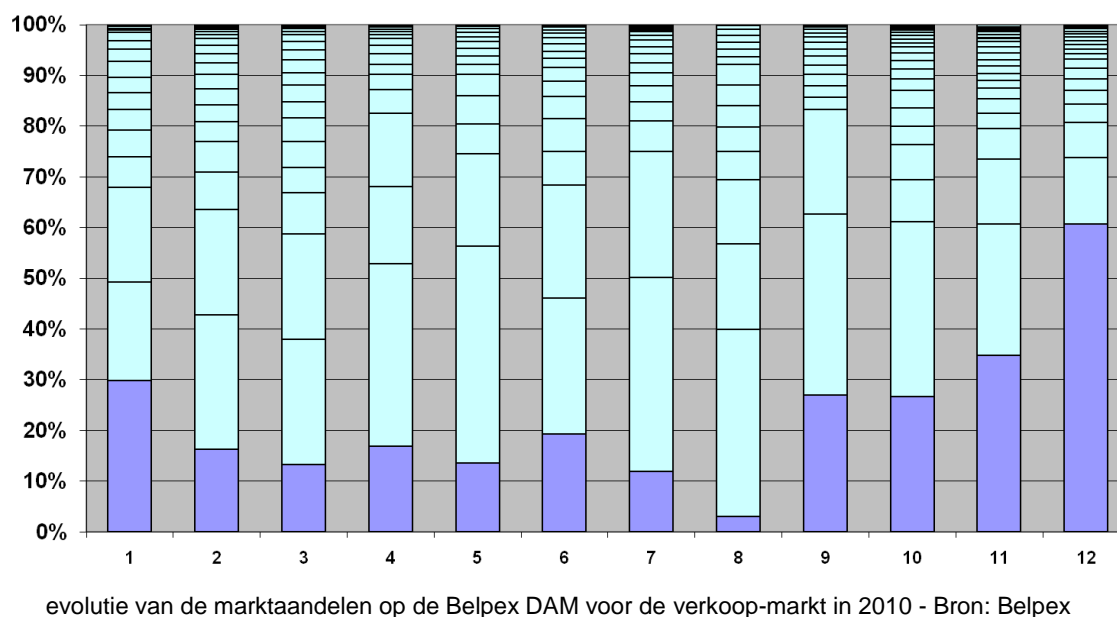
Marktaandeelen en marktresiliëntie van Belpex DAM

33. De onderstaande figuur geeft een beeld van de marktaandeelen van de spelers op de Belpex DAM voor de koopmarkt. Het aandeel van de import via de marktkoppeling¹⁵ (hierna 'TLC export') is donderblauw gekleurd. Op de figuur is te zien dat de marktaandeelen en de 'TLC export' sterk kunnen variëren. Zo domineert de 'TLC export' tijdens de maand augustus en mindere mate tijdens juli 2010, terwijl er geen 'TLC export' is tijdens december 2010 en minder dan 10% tijdens januari en november. Uit de figuur is tevens duidelijk dat geen enkele speler de koopmarkt domineert, tenzij in januari, februari en december. In het algemeen kan men stellen dat de concentratie aan de koopzijde hoger is tijdens de wintermaanden dan tijdens de zomermaanden.

¹⁵ Opmerking in verband met de figuren inzake de marktaandeelen: de marktaandeelen van de spelers zijn per grafiek en per maand eenvoudig gerangschikt van klein naar groot (met uitzondering van het TLC-aandeel dat steeds als eerste wordt geplaatst). Daardoor is de rangschikking van de lokale spelers niet noodzakelijk dezelfde van maand tot maand. Er kan met andere woorden geen conclusie getrokken worden over de evolutie van het marktaandeel van een bepaalde speler over de verschillende maanden heen. Er kan evenmin een conclusie worden getrokken over de relatie tussen het sale en purchase marktaandeel van een speler in een bepaalde maand

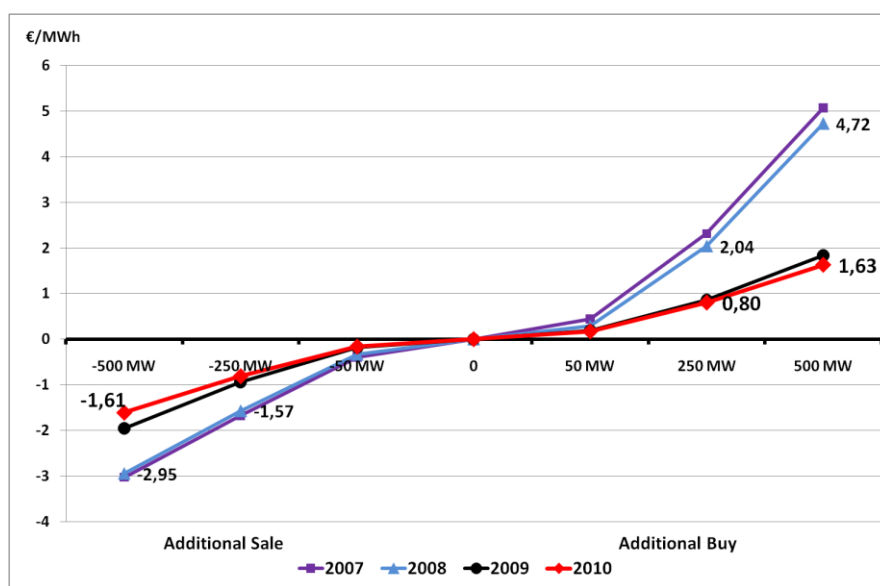


34. De onderstaande figuur geeft dezelfde informatie als de bovenstaande, maar dan voor de verkoopmarkt van de Belpex DAM, inclusief het aandeel van de export via de marktkoppeling (hierna 'TLC import' – in het donkerblauw op de figuur). De 'TLC import' is 60% in december 2010 wat betekent dat 60% van de verhandelde volumes op de Belpex DAM vanuit Nederland en Frankrijk worden geïmporteerd. Ook op de verkoopzijde van de Belpex DAM blijkt geen enkele speler de markt te domineren, maar uit de figuur blijkt wel dat de concentratie aan de verkoopzijde tijdens de zomermaanden hoger is dan tijdens de wintermaanden, net het tegenovergestelde beeld van de koopzijde.



35. Belpex NV voert maandelijks een analyse uit naar de marktresiliëntie (of marktrobuustheid) van de Belpex DAM. De marktresiliëntie meet de prijsgevoeligheid van een markt: hoe minder de marktprijs reageert op extra vraag of aanbod, hoe robuuster een markt. De marktresiliëntie kan bijgevolg ook dienen als een maat voor de liquiditeit van een markt: hoe meer resiliënt (of robuust) een markt, hoe liquider. Voor de analyse van de marktresiliëntie simuleert Belpex NV op een exacte manier voor alle beschouwde uren wat de prijs zou geweest zijn indien er op de markt extra energie te koop aangeboden of gevraagd zou geweest zijn, en dit voor stappen van 50, 250 en 500 MW. Deze analyse geeft bijgevolg een dynamisch beeld van de *day ahead* markt, wat een zeer belangrijk aspect is dat de transparantie van de deze markt verhoogt. De onderstaande figuur geeft het gemiddelde prijsverschil per jaar voor de periode 2007-2010 (negatieve waarden op de horizontale as staan voor het extra aanbieden van volumes).

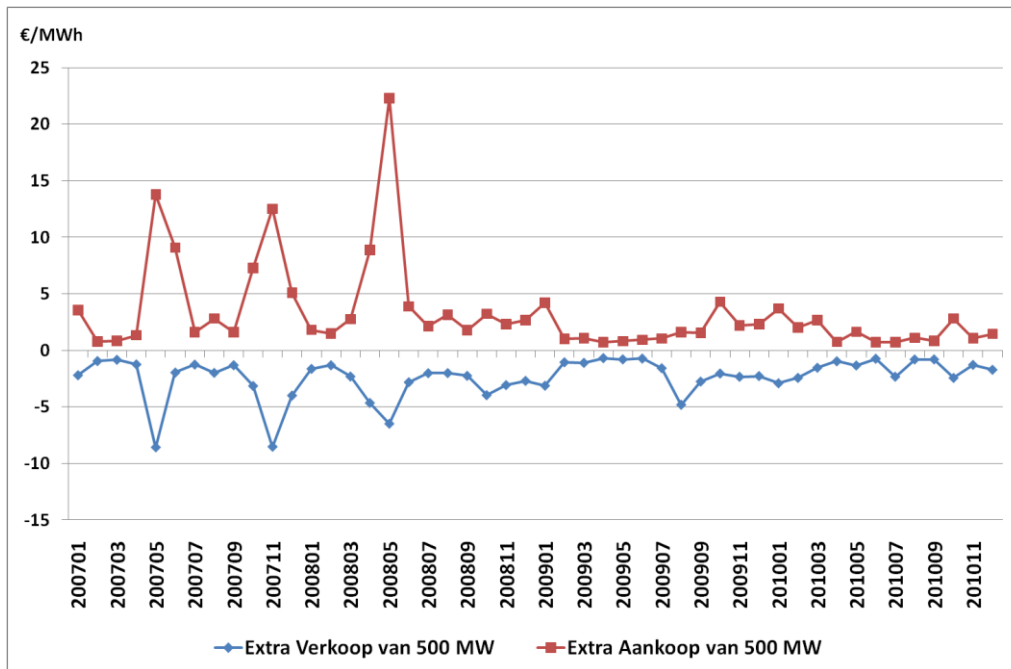
36. Uit de figuur blijkt dat indien er tijdens alle uren 500 MW extra energie zou aangeboden geweest zijn op de Belpex DAM ("-500 MW" op de x-as), dit de gemiddelde prijs in 2009 zou doen zakken hebben met ongeveer 1,6 €/MWh. In 2009 was dit nog 1,95 €/MWh; in 2007 en 2008 zou de prijs verminderd zijn met 3 €/MWh. Ook in de andere richting blijkt de markt in 2010 robuuster dan in 2008 en 2007 en ongeveer even robuust als in 2009: indien tijdens alle uren van 2010 een extra 500 MW zou aangekocht geweest zijn, dan zou de prijs met 1,6 €/MWh gestegen zijn; in 2007 en 2008 zou dit een prijsstijging veroorzaken van bijna 5 €/MWh; in 2009 een prijsstijging van 1,8 €/MWh.



gemiddelde marktresiliëntie voor de jaren 2007 tot 2010

Bron: CREG+BELPEX

37. De onderstaande figuur geeft de maandelijkse gemiddelde marktresiliëntie. Uit deze figuur blijkt dat de marktresiliëntie erg volatiel was in 2007 en de eerste helft van 2008. Sinds juli 2008 zijn de prijsveranderingen ten gevolge van een extra aankoop of verkoop van 500 MW maximaal nog 5 €/MWh. In 2010 zelfs maximaal 3,7 €/MWh.



maandelijks gemiddelde marktresiliëntie voor de periode 2007-2010

Bron: CREG+BELPEX

C.1.2 Intra-day markt

38. Op 13 maart 2008 startte Belpex met een nieuw marktsegment, namelijk de Belpex CIM of intra-day handel. Deze markt is, in tegenstelling tot de Belpex DAM, niet gekoppeld met EPEX FR of APX¹⁶. Vanaf 1 april 2008 is SPE voor dit marktsegment een *liquidity provider*; dit houdt in dat SPE zich engageert om binnen een bepaalde prijsvork gedurende 80% van de tijd orders te plaatsen van 25 MW voor aan- of verkoop.

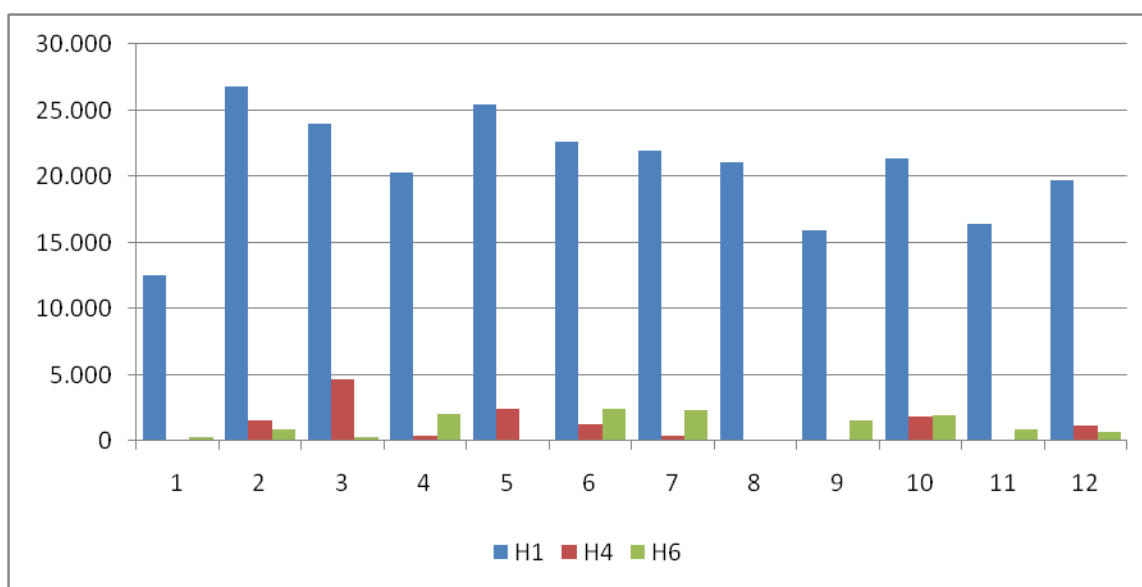
¹⁶ Op 17 februari 2011 werd de Belpex CIM gekoppeld met de Nederlandse intra-day markt van APX-Endex.

39. Er waren in 2010 op de Belpex CIM drie verschillende producten: men kon energie aankopen voor een blok van 1 uur, voor 4 uur en voor 6 uur. De blokken van 1 uur gelden voor alle 24 uren; de blokken van 4 uur golden voor de zes opeenvolgende intervallen (1-4u, 5-8u,...); de blokken van 6u, ten slotte, golden voor twee intervallen: van 9-14u en van 15-20u.

40. De onderstaande figuur geeft de totale maandelijks verhandelde volumes voor de verschillende producten (maandelijkse volumes in MWh). In totaal werd er in 2010 ongeveer 275 GWh verhandeld (in 2009 was dit nog 187 GWh). Er werd vooral energie verhandeld via blokken van 1u. In 2010 is er tijdens 39% van de uren een uitwisseling van energie via de Belpex CIM (in 2009 was dit 35% van de tijd, in 2008 20%). Onderstaande tabel geeft een overzicht van de verhandelde volumes en de prijzen voor de voorbije drie jaar dat de intra-day markt in werking is. Uit de tabel blijkt dat de verhandelde volumes in 2010 sterk gestegen zijn ten opzichte van 2009 en 2008.

Intra-day	2008	2009	2010
Volumes (GWh)	89	187	275
Prix (€/MWh)	87,8	42,3	50,1

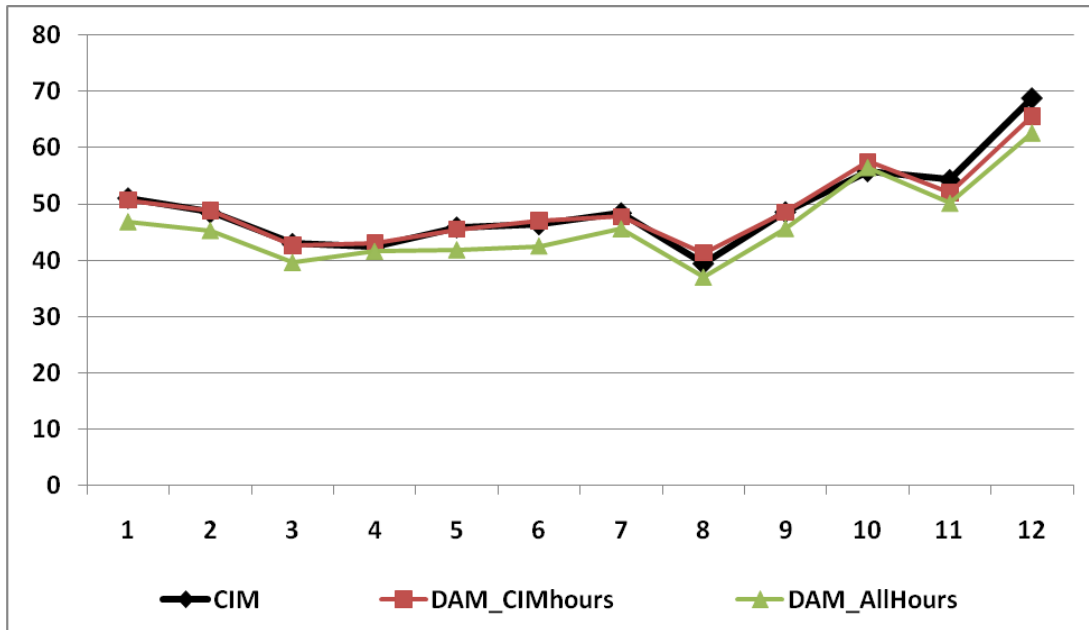
Bron: CREG+Belpex



totale maandelijks verhandelde volumes (in MWh) voor de verschillende producten

Bron: CREG+Belpex

41. De onderstaande figuur geeft de gemiddelde maandelijkse prijs van de intra-day transacties in vergelijking met de prijs van de DAM transacties voor dat uur. Hieruit blijkt dat de CIM-prijs (zwarte lijn) gemiddeld ongeveer gelijk is aan de gemiddelde DAM-prijs voor dit uur ('DAM_CIMhours' - rode lijn). Dat was ook reeds het geval in 2009. Omdat de CIM meer tijdens de piekuren wordt verhandeld, liggen de gemiddelde CIM-prijzen uiteraard wel iets hoger dan de DAM-prijzen voor alle uren ('DAM_AllHours' – groene lijn).



gemiddelde prijzen op Belpex DAM versus Belpex CIM.

Bron: CREG+BELPEX

C.2 Langetermijnmarkt

42. In de vorige sectie werd de kortetermijnmarkt behandeld, meer bepaald de Belpex DAM en CIM. In deze sectie wordt de langetermijnmarkt behandeld, waarbij ook hier enkel de beurs wordt beschouwd, in casu APX-ENDEX met haar markten Endex Power BE voor België en Endex Power NL voor Nederland.

C.2.1 Futures prijs in vergelijking met Belpex DAM

Transactiemaand

43. De onderstaande figuur geeft de maandelijkse gemiddelde prijs voor vier types energiecontracten voor de periode 2007-2010: *day-ahead* (D+1, Belpex DAM), *month*

*ahead*¹⁷ (M+1, Endex BE), *quarter ahead*¹⁸ (Q+1, Endex BE), en *year ahead*¹⁹ (Y+1, Endex BE). De gegevens zijn de gemiddeldes wat betreft de transactiemaand. Een voorbeeld van berekening: de gemiddelde prijs voor een *quarter ahead* contract in januari 2007 was 43.2 €/MWh: dit is de prijs die betaald wordt voor levering van energie in Q2 van 2007, zijnde de periode van april tot juni 2007. Dat contract wordt echter ook verhandeld in februari en maart 2007. De prijzen die dan tot stand komen kunnen (en zullen) verschillend zijn aan de prijs in januari.

44. Uit de figuur blijkt dat de vier types contracten een gelijkaardige trend volgen: een sterke stijging eind 2007, met begin 2008 een daling om vervolgens een piek te bereiken in augustus-oktober 2008; door de economische crisis zakken de prijzen terug erg sterk om gedurende 2009 en 2010 tussen de 40 en 60 €/MWh te blijven. De onderstaande tabel geeft de correlatie tussen de gemiddelde maandelijkse prijzen van de vier types contracten voor de periode 2007-2010. Deze tabel bevestigt dat de vier types contracten sterk correleren. De correlatie is het hoogst tussen *day ahead* en *month ahead* (0.925) en het laagste tussen *day ahead* en *year ahead* (nog steeds 0.741).

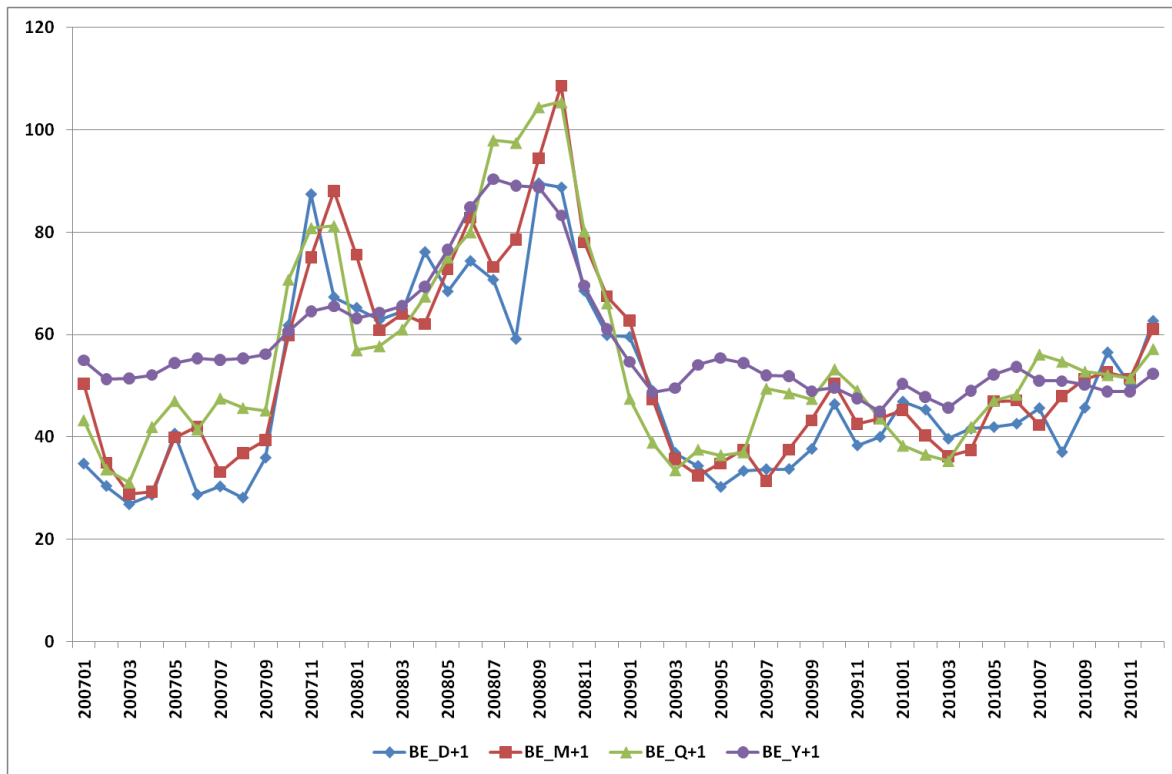
correlatie	BE_M+1	BE_Q+1	BE_Y+1
BE_D+1	0,925	0,851	0,741
BE_M+1		0,907	0,811
BE_Q+1			0,893

Bron: CREG+Belpex+APX-Endex

¹⁷ *month ahead* is de Endex Power BE Month en is het rekenkundig gemiddelde in EUR/MWh van de referentieprijzen zoals die aan het eind van de dag zijn vastgesteld ("end of day") van *month ahead* contracten (contracten voor de fysische levering van elektriciteit op het Belgische hoogspanningsnet in de daaropvolgende maand), zoals gepubliceerd op de website www.apxendex.com

¹⁸ *quarter ahead* is de Endex Power BE Quarter en is het rekenkundig gemiddelde in EUR/MWh van de referentieprijzen zoals die aan het eind van de dag zijn vastgesteld ("end of day") van *quarter ahead* contracten (contracten voor de fysische levering van elektriciteit op het Belgische hoogspanningsnet in het daaropvolgende trimester), zoals gepubliceerd op de website www.apxendex.com

¹⁹ *year ahead* is de Endex Power BE Calendar en is het rekenkundig gemiddelde in EUR/MWh van de referentieprijzen zoals die aan het eind van de dag zijn vastgesteld ("end of day") van *calendar* contracten (contracten voor de fysische levering van elektriciteit op het Belgische hoogspanningsnet in het daaropvolgende kalenderjaar), zoals gepubliceerd op de website www.apxendex.com

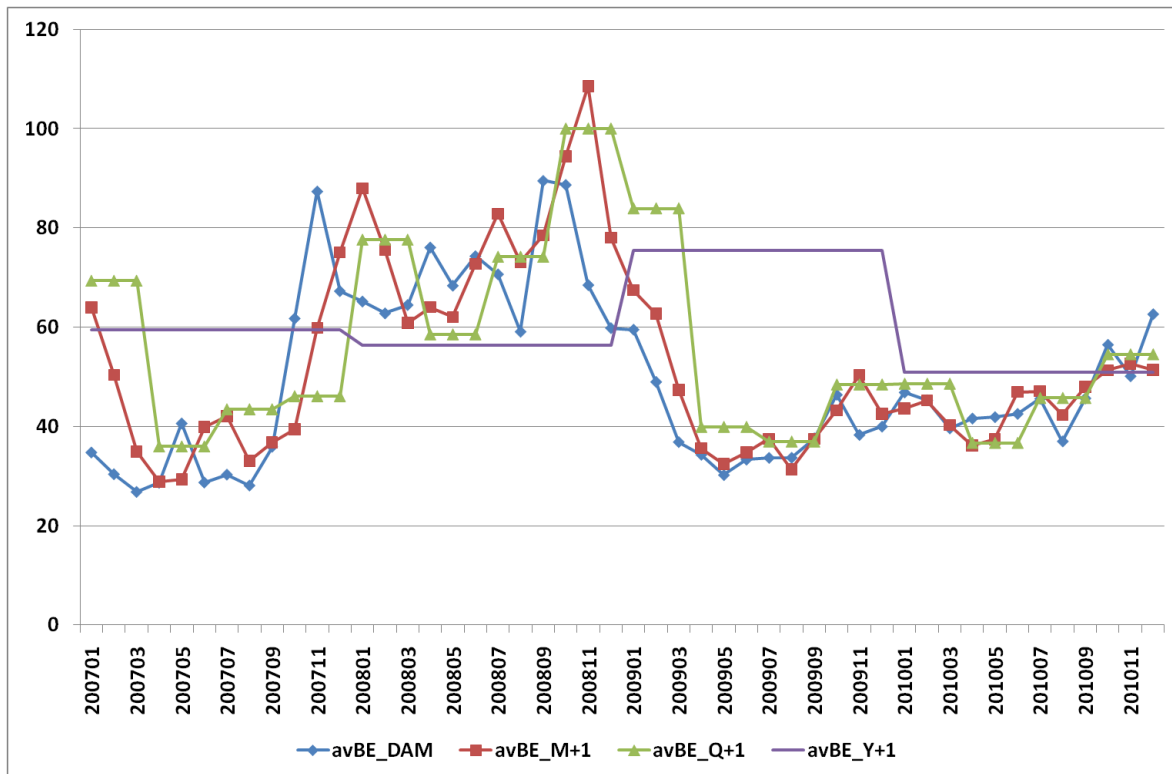


Gemiddelde maandprijzen per transactiemaand voor verschillende producten
 Bron: CREG+Belpex+APX-Endex

Leveringsmaand

45. Om (ex-post) na te gaan welk contract (D+1, M+1,...) het goedkoopste was tijdens welke periode, moet de prijs vergeleken worden tijdens de leveringsperiode²⁰. De prijs voor een *quarter ahead* product ligt vast per drie maanden, die van een *year ahead* voor een jaar. Dat geeft de onderstaande figuur.

²⁰ Om de gemiddelde prijs te bepalen voor een welbepaald product, wordt telkens de gemiddelde prijs berekend tijdens een periode die even lang is als de leveringsperiode van het product, en net vóór de levering: voor bijvoorbeeld de prijs van een quarter ahead product (drie maanden) in de periode januari-maart 2010 wordt het gemiddelde genomen van de quarter ahead prijs tijdens de periode oktober-december 2009 (de drie maanden net voor de leveringsperiode begint).



Gemiddelde maandprijzen per leveringsmaand voor verschillende producten
 Bron: CREG+Belpex+APX-Endex

46. Op basis van deze gegevens kan de gemiddelde leveringsprijs per jaar worden berekend, wat onderstaande tabel geeft. Voor levering in de periode 2007-2010 werd voor een *day ahead* contract gemiddeld 49,5 €/MWh betaald, voor een *month ahead* contract is dit 52,7 €/MWh, voor een *quarter ahead* 56,2 €/MWh en voor een *year ahead* is dit 61,0 €/MWh. Dat betekent dat *month ahead*, *quarter ahead* en *year ahead* respectievelijk gemiddeld 7%, 14% en 22% duurder waren dan een *day ahead* contract in de periode 2007-2010. Hieruit blijkt dat voor de periode 2007-2010 geldt dat hoe langer de prijs op voorhand wordt vastgelegd (en voor een langere periode), hoe hoger de gemiddelde prijs is. Indien de cijfers per jaar geanalyseerd worden, blijkt dat er één jaar is dat een *month ahead* contract gemiddeld goedkoper was dan een *day ahead* contract, namelijk in 2010. Tevens blijkt er één jaar te zijn dat een *year ahead* contract goedkoper was dan een *day ahead* contract, namelijk 2008. Deze gegevens zijn in de tabel in het geel gemarkeerd. Een *quarter ahead* contract was nooit goedkoper dan een *day ahead* contract; in 2010 was het nagenoeg gemiddeld dezelfde prijs als een *day ahead* contract.

€/MWh	D+1	M+1	Q+1	Y+1	t.o.v. D+1		
					M+1	Q+1	Y+1
2007	41,72	44,46	48,71	59,51	2,74	6,98	17,79
2008	70,64	78,23	77,57	56,39	7,59	6,93	-14,25
2009	39,40	43,57	52,31	75,51	4,17	12,91	36,11
2010	46,28	45,19	46,39	50,97	-1,08	0,11	4,70
2007-2010	49,51	52,86	56,24	60,60	3,35	6,73	11,08
				%	6,8%	13,6%	22,4%

Bron: CREG+Belpex+APX-Endex

47. Er kunnen verschillende redenen gegeven worden voor het feit dat langetermijncontracten duurder zijn dan day-ahead contracten. Zo bijvoorbeeld kan de hogere prijs beschouwd worden als de risicopremie die een marktspeler wenst te betalen waarbij hij zich indekt tegen onverwachte omstandigheden die een invloed hebben op de groothandelsprijs, zoals brandstofkosten, de beschikbaarheid van productiecapaciteit, de CO2-prijs en de te verwachten economische ontwikkeling. Hoe meer op voorhand het contract wordt afgesloten, hoe hoger de risicopremie, wat blijkt uit de gegevens uit bovenstaande tabel.
48. Deze risicopremie is in de elektriciteitsmarkt voor de periode 2007-2010 duidelijk positief, wat betekent dat consumenten meer risico-avers zijn ten aanzien van onverwachte marktomstandigheden in vergelijking met de producenten. Een intuïtieve verklaring is de volgende: consumenten op de groothandelsmarkt voor elektriciteit zijn voornamelijk industriële spelers. Hun elektriciteitsconsumptie wordt bepaald door hun orderboek, met een tijdshorizon tot enkele maanden of jaren, maar meestal niet langer. Daardoor kan een vaste prijs voor hun toekomstige elektriciteitsvraag hun risico beperken, zelfs als ze daarvoor een premie moeten betalen. Anderzijds worden producenten verondersteld meer risico-avers te zijn dan consumenten als het gaat over contracten op zeer lange termijn (tot meerdere decennia). De reden is dat investeringen in productiecapaciteit meestal afgeschreven worden over een periode van 15 tot 40 jaar (of zelfs langer).
49. Andere mogelijke redenen zijn onder meer het niveau van liquiditeit en transparantie van de langetermijnmarkt ten opzichte van de kortetermijnmarkt, evenals het bestaan van valabele alternatieven.

C.2.2 Bid-ask spread

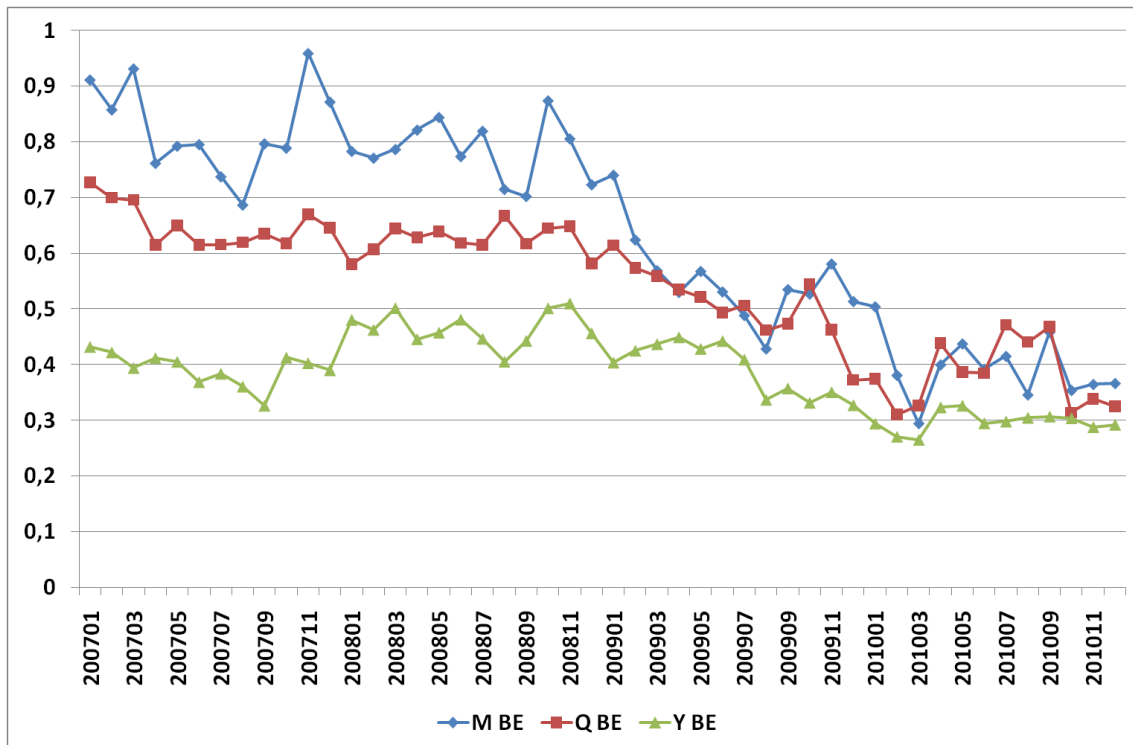
50. Als maat voor de liquiditeit kan gekeken worden naar de *bid-ask spread* van de verschillende producten. De *bid*-prijs is de maximumprijs waartegen “de markt” wil kopen, de *ask*-prijs is de minimumprijs waartegen “de markt” wil verkopen. De *bid*-prijs ligt steeds lager dan de *ask*-prijs. Het verschil tussen deze twee prijzen is de *bid-ask spread*: hoe kleiner het verschil, hoe liquider een markt kan beschouwd worden. Een *bid-ask spread* bestaat enkel voor een continue markt, dus wel voor de Endex Power BE (en de Belpex CIM), maar niet voor de Belpex DAM.

51. De onderstaande figuur geeft de gemiddelde *bid-ask spread* per maand voor de volgende drie producten: *one month ahead* ('M BE' – blauwe lijn), *one quarter ahead* ('Q BE' – rode lijn) en *one year ahead* ('Y BE' – groene lijn). De beschouwde periode is 2007-2010. Uit de grafiek blijkt dat de *bid-ask spread* het laagst is voor *one year ahead* en het hoogst is voor *one month ahead*. *One quarter ahead* ligt tussen de twee producten in. Tevens is duidelijk dat de *bid-ask spread* is afgenomen in de loop van de beschouwde periode. De daling is het meest uitgesproken voor de *one month ahead*, en bijna nihil voor de *one year ahead*. Op basis van de veronderstelling dat de *bid-ask spread* een goede indicatie is voor de liquiditeit van een markt, kan besloten worden dat de liquiditeit van de producten *one month ahead* en *one quarter ahead* gevoelig is toegenomen.

52. De onderstaande tabel geeft per jaar de gemiddelde *bid-ask spread* voor de drie beschouwde producten voor zowel Endex Power BE, als Endex Power NL, zodat een vergelijking mogelijk is. Uit deze tabel blijkt dat de gemiddelde *bid-ask spread* in 2010 voor België nog steeds hoger in vergelijking met deze voor Nederland voor de producten *one month ahead* en *one year ahead*; het verschil met Nederland is wel afgenomen. Voor het product *one quarter ahead* is de spread lager.

bid ask	M BE	Q BE	Y BE	M NL	Q NL	Y NL
2007	0,823	0,651	0,392	0,590	0,760	0,261
2008	0,786	0,624	0,466	0,550	0,778	0,276
2009	0,552	0,511	0,389	0,436	0,636	0,256
2010	0,391	0,382	0,297	0,366	0,494	0,230
2007-2010	0,638	0,542	0,386	0,485	0,667	0,256

Bron: CREG+APX-Endex



maandelijks gemiddelde *bid-ask spread* (in €/MWh) voor drie producten op Endex BE (*one month ahead* ('M BE' – blauwe lijn), *one quarter ahead* ('Q BE' – rode lijn) en *one year ahead* ('Y BE' – groene lijn).

Bron: CREG+APX-Endex

C.3 HUB Elia

53. Indien marktpelers elektriciteit fysisch met elkaar willen uitwisselen, kunnen ze dat doen via de HUB van Elia. De HUB is een abstracte constructie van het hoogspanningsnetwerk waarop marktpelers energie kunnen injecteren en afnemen. Uitwisselingen via de HUB hebben steeds twee partijen: de verkoper (injecteert energie) en de koper (neemt energie af). Ook de volumes die op Belpex of Endex worden gekocht of verkocht en die een fysische levering hebben worden via de HUB van Elia uitgewisseld. Om energie op de HUB van Elia te kunnen uitwisselen moet de marktpeler evenwichtsverantwoordelijke zijn (ARP).

54. Door de analyse van de uitgewisselde volumes op de HUB van Elia tussen de verschillende partijen, kan een beeld gevormd worden van het volume dat buiten de beurzen wordt verhandeld: dit is de zogenaamde fysische OTC-handel ('over-the-counter').

55. De analyse van de HUB heeft ook haar beperkingen: de CREG heeft enkel de volumes tot haar beschikking, en geen prijzen. Tevens wordt met deze analyse enkel de fysische uitwisseling via OTC in kaart gebracht, en niet de uitwisseling van energie die niet leidt tot een fysische levering. Wel kan een onderscheid gemaakt worden tussen enerzijds de uitwisseling op de HUB een dag op voorhand (HUB day-ahead) en die tijdens de dag zelf (HUB intra-day). Let wel, een uitwisseling op de HUB day ahead kan reeds jaren daarvoor gecontracteerd geweest zijn.
56. Uitwisselingen op de HUB kunnen voor een periode van een kwartier gebeuren, wat de marktspeler toelaat zijn portfolio beter in evenwicht te houden en de betaling van het onevenwichtstarief te reduceren. Uitwisselingen via de HUB kunnen immers op kwartierbasis gebeuren, en onevenwichten worden afgerekend op kwartierbasis. Uitwisselingen via de beurs en via de interconnecties met het buitenland laten niet toe om zijn portfolio op kwartierbasis aan te passen, aangezien de kleinste tijdseenheid op de beurs en op de interconnecties een uur is.
57. De gegevens die de CREG tot haar beschikking heeft gaan over de periode 2009 en 2010.

C.3.1 HUB day-ahead

58. De onderstaande tabel geeft de volumes van uitwisseling op de day-ahead HUB, geaggregeerd volgens twee types: uitwisseling via de beurs of via OTC.
59. De uitwisseling via de beurs betreft elke uitwisseling waarbij Belpex of APX-ENDEX betrokken is. Gezien Belpex en APX-ENDEX als tussenpersoon optreden, betekent dit dat elke verkoopuitwisseling via deze partijen ook een koopuitwisseling inhoudt en dus moeten de volumes die via deze partijen uitgewisseld worden gedeeld worden door twee om dubbeltellingen te vermijden. Voor de uitwisselingen die niet via de beurs gaan is dit niet nodig.
60. Uit de tabel blijkt dat het volume van uitwisselingen tussen partijen 42,6 TWh bedroegen in 2010, nagenoeg constant ten opzichte van 2009. De uitwisselingen van

de beurs zijn goed voor ongeveer 26-27% in 2009 en 2010. De OTC-markt is bijgevolg ongeveer 3 keer groter dan de handel via de beurs.

fysische uitwisseling op day-ahead HUB				
	in TWh		in %	
	2009	2010	2009	2010
Beurs (/2)	10,8	11,4	26%	27%
OTC	31,0	31,2	74%	73%
totaal	41,9	42,6	100%	100%

Bron: CREG+ELIA

61. Om na te gaan of marktspelers de day-ahead HUB effectief gebruiken om hun portfolio te balanceren werd het gemiddelde dagprofiel van de uitwisseling bekeken van de in volume 10 grootste uitwisselingsrelaties die niet via de beurs gaan en niet tussen partijen gebeurt die bij hetzelfde moederbedrijf behoren. Van de 10 profielen blijkt dat slechts 2 een dagprofiel hebben dat verschilt van kwartier per kwartier. De andere dagprofielen veranderen minstens uur per uur, en sommige blijven zelfs (quasi) constant over de hele dag. Hieruit kan besloten worden dat de day-ahead HUB van Elia slechts beperkt gebruikt wordt voor het in evenwicht brengen van de portfolio op kwartierbasis. De day-ahead Elia HUB kan als een alternatief gezien worden voor de Belpex DAM en/of als een indicatie voor de grootte van de OTC langetermijnmarkt.

C.3.2 HUB intra-day

62. De onderstaande tabel geeft de volumes van uitwisseling op de intra-day HUB, geaggregeerd volgens twee types: uitwisseling via de beurs of via OTC.

63. De uitwisseling via de beurs is elke uitwisseling waarbij Belpex betrokken is. Gezien Belpex als tussenpersoon optreedt, betekent dit dat elke verkoopuitwisseling via deze partij ook een koopuitwisseling inhoudt en dus moeten de volumes die via deze partij uitgewisseld worden gedeeld worden door twee om dubbeltellingen te vermijden. Voor de uitwisselingen die niet via de beurs gaan is dit niet nodig.

64. Uit de tabel blijkt dat het volumes van uitwisselingen tussen partijen ongeveer 0,76 TWh bedroegen in 2010, nagenoeg constant ten opzichte van 2009. De uitwisselingen van de beurs zijn goed voor ongeveer 35% in 2010, een sterke stijging ten opzichte van 2009 (23%). De OTC-markt neemt de overige 65% voor haar rekening. Het lijkt er dus op dat de intra-day beurs Belpex CIM in 2010 veel transactie naar zich toegetrokken heeft in vergelijking met 2009. Toch is de intra-day OTC-markt nog steeds ongeveer 2 keer groter dan de handel op de intra-day beurs.

fysische uitwisseling op intra-day HUB Elia				
	in TWh		in %	
	2009	2010	2009	2010
Beurs (/2)	0,18	0,26	23%	35%
OTC	0,58	0,49	77%	65%
totaal	0,75	0,76	100%	100%

Bron: CREG+ELIA

65. Om na te gaan of marktspelers de intra-day HUB effectief gebruiken om hun portfolio te balanceren werd het gemiddelde dagprofiel van de uitwisseling bekeken van de in volume 10 grootste uitwisselingsrelaties die niet via de beurs gaan en niet tussen partijen gebeurt die bij hetzelfde moederbedrijf behoren. Van de 10 profielen blijkt dat slechts 3 een dagprofiel hebben dat verschilt van kwartier per kwartier. De andere dagprofielen veranderen minstens uur per uur; geen enkel profiel blijft (quasi) constant over de hele dag. Hieruit kan besloten worden dat de intra-day HUB van Elia slechts beperkt gebruikt wordt voor het in evenwicht houden van de portfolio op kwartierbasis. De intra-day HUB kan als een alternatief gezien worden voor de Belpex CIM.

D Interconnecties

66. In deze sectie wordt de capaciteit en het gebruik van de interconnecties met Frankrijk en Nederland behandeld. Deze sectie behoudt grotendeels de inhoud van de vorige studies over dit onderwerp²¹. Ten opzichte van deze vorige studies wordt er echter een uitbreiding wat betreft de fysische capaciteit en het fysische gebruik van de interconnecties. In de vorige studies werd enkel de commerciële capaciteit en gebruik onderzocht.

D.1 Capaciteit

D.1.1 Fysische capaciteit

67. De Belgische regelzone heeft twee interconnectiegrenzen met het buitenland: één met Nederland (noordgrens) en één met Frankrijk (zuidgrens). Elektrische stroom kan in de twee richtingen stromen (import en export); de Belgische regelzone heeft dus vier interconnectierichtingen. Elia hanteert de conventie dat exportstromen positief zijn; de CREG neemt deze conventie over.

68. Een interconnectie met het buitenland bestaat fysisch uit meerdere luchtlijnen, die elk een bepaalde capaciteit hebben om energie te transporteren. Er wordt voor de markt echter slechts één beschikbare interconnectiecapaciteit berekend voor de volledige interconnectie.

69. De totale fysische capaciteit van de interconnectie is voor de twee richtingen van één interconnectie gelijk en wordt bepaald door de som van de fysische capaciteit van de afzonderlijke luchtlijnen. De fysische capaciteit verandert in principe niet, tenzij er netelementen (zoals een luchtlijn of een transformator) uit dienst zijn. Toch is het berekenen van de beschikbare fysische capaciteit complex, omdat deze afhankelijk is van het gebruik van het net, zowel binnen de Elia-regelzone als daarbuiten. Zo bijvoorbeeld zullen sommige luchtlijnen sneller verzadigd geraken dan andere, waardoor de totale capaciteit van de interconnectie lager ligt dan de som van de capaciteit van de lijnen. Daarenboven moet er nog rekening gehouden worden met het N-1-criterium voor de veilige uitbating van het net. Ten slotte zijn er nog meer

²¹ zie studies (F) 080117-CDC-742, (F) 090223-CDC-827 en (F)100218-CDC-947, beschikbaar op <http://www.creg.be/>

technische randvoorwaarden die de fysische capaciteit kunnen beïnvloeden. Deze zaken zullen door de CREG in de loop van 2011 met de netbeheerder besproken worden om te komen tot een correcte inschatting van een de beschikbare fysische interconnectiecapaciteit.

D.1.2 Commerciële capaciteit

70. De onderstaande tabel geeft per jaar de gemiddelde beschikbare commerciële capaciteit op de vier interconnectierichtingen voor de periode 2007-2010, evenals voor de invoer en uitvoer (waarbij telkens twee interconnectierichtingen samengeteld worden); de laatste rij van de tabel geeft het totale gemiddelde voor deze periode (alle waarden zijn in MW). De tabel toont een aantal opvallende zaken:

- Op de grens met Frankrijk (eerste twee kolommen) is de beschikbare commerciële capaciteit voor import 2,5 keer groter dan voor export.
- De gemiddelde beschikbare commerciële capaciteit per jaar varieert slechts weinig, behalve voor de exportrichting op de zuidgrens: op deze grens kan de variatie oplopen tot 30% (jaar 2008 in vergelijking met jaar 2010).
- De interconnectiecapaciteit op de grens met Frankrijk is in 2010 duidelijk toegenomen; op de Nederlandse grens is dit niet het geval.
- De gemiddelde beschikbare invoercapaciteit is ongeveer 4.000 MW tegenover 2.400 MW aan uitvoercapaciteit. Hiermee is België één van de beste geïnterconnecteerde landen van Europa, zeker wat invoercapaciteit betreft: gemiddeld 4.000 MW aan invoercapaciteit komt in 2010 overeen met 40% van het gemiddelde verbruik in de Elia-regelzone en met 29% van het piekverbruik in 2010; dat is ver boven de EU-richtwaarde van 10%. Daarenboven is er meer importcapaciteit beschikbaar tijdens de wintermaanden, net wanneer het verbruik piekt.

gemiddelde beschikbare commerciële capaciteit per uur (MW)						
jaar	per interconnectierichting				invoer - uitvoer	
	FR=>BE (SI)	BE=>FR (SE)	NL=>BE (NI)	BE=>NL (NE)	invoer	uitvoer
2007	2.576	1.000	1.333	1.316	3.908	2.317
2008	2.532	898	1.350	1.344	3.882	2.242
2009	2.501	1.088	1.376	1.373	3.877	2.460
2010	2.700	1.188	1.323	1.371	4.023	2.558
2007-2010	2.577	1.043	1.346	1.351	3.923	2.394

bron: CREG+ELIA

71. De interconnectiecapaciteit die aan de markt beschikbaar gesteld wordt is niet gelijk aan de fysische interconnectiecapaciteit. Een vaak aangehaalde reden voor dit verschil is de aanwezigheid in het net van zogenaamde niet-genomineerde stromen of *loop flows*. De onderstaande tabel geeft de gemiddelde *loop flow*, per richting (noord=>zuid en zuid=>noord). Uit de tabel blijkt dat de *loop flows* significant zijn: de *loop flows* van noord naar zuid zijn in de periode 2007-2010 gemiddeld 653 MW; in de andere richting gemiddeld 365 MW. De *loop flow* is in 2009 en 2010 wel gevoelig lager dan in 2007 en 2008, hoewel de commerciële capaciteit nagenoeg constant bleef (zie bovenstaande tabel).

72. Daarenboven is er op voorhand een onzekerheid over de grootte van de *loop flows* in reële tijd waardoor de netbeheerder een marge moet voorzien indien de *loop flows* groter zijn dan verwacht, wat een negatieve impact heeft op de capaciteit die de netbeheerder ter beschikking kan stellen van de markt. Het is bijgevolg mogelijk dat voor een bepaald jaar vastgesteld wordt dat de effectieve *loop flows* lager uitvallen, maar dat de impact van de *loop flows* op de commerciële interconnectiecapaciteit toch negatiever is, omdat de *loop flows* dat jaar een hogere onzekerheid kenden (ten gevolge bijvoorbeeld van meer onvoorspelbare windproductie in België of elders) waardoor de netbeheerder een grotere marge moest voorzien.

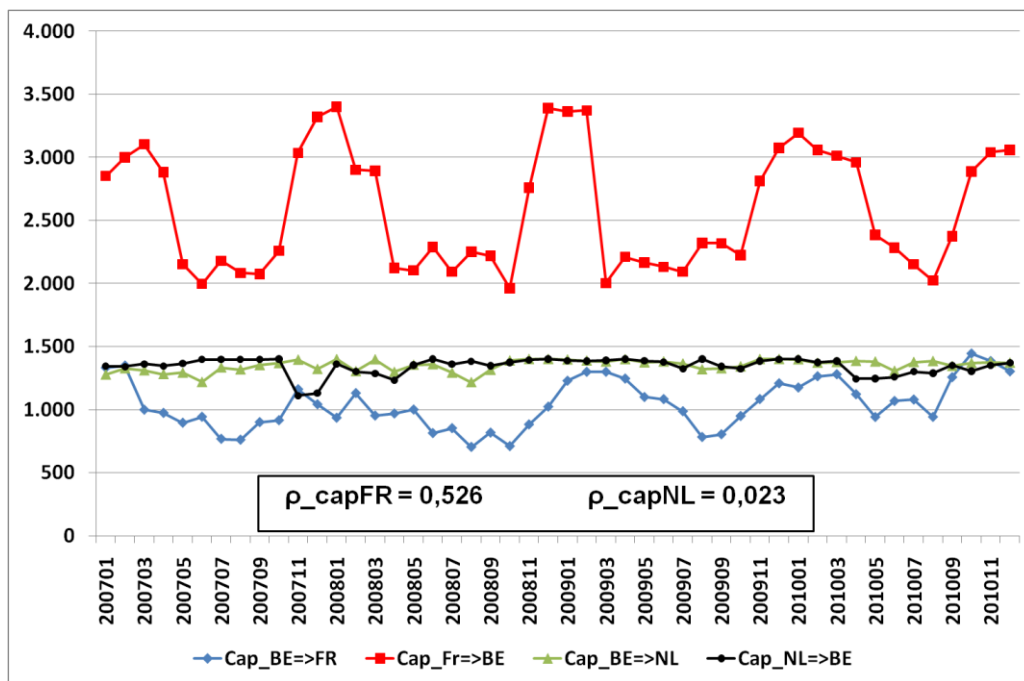
<i>loop flows (LF) in MW</i>		
	gem. LF noord=>zuid	gem. LF zuid=>noord
2007	780	365
2008	833	434
2009	487	307
2010	484	356
2007-2010	653	365

bron: CREG+ELIA

73. De onderstaande figuur geeft het verloop van de maandelijkse beschikbare commerciële capaciteit voor de vier interconnectierichtingen. De beschikbare capaciteit op de grens met Nederland kent voor beide richtingen een zeer constant verloop²² (groen en zwarte lijn). Er is dan ook nagenoeg geen correlatie tussen de

²² Dit is het gevolg van een wettelijke regel in Nederland.

maandelijkse gemiddelde hoeveelheid import- en exportcapaciteit op de Nederlandse grens. Op de grens met Frankrijk is er veel meer volatiliteit van de beschikbare capaciteit, vooral in de richting van Frankrijk naar België (rode lijn), waarbij in de wintermaanden meer commerciële capaciteit ter beschikking gesteld wordt. Indien de *loop flows* een belangrijke impact zouden hebben op de hoeveelheid commerciële capaciteit, dan zou men een negatieve correlatie verwachten tussen de capaciteit in de ene richting en de capaciteit in de andere richting op dezelfde grens²³ (import vs. export). De correlatie tussen de import- en exportcapaciteit op de Franse grens is echter positief en gelijk aan 0,526. Een gedetailleerde analyse van de *loop flows* valt buiten het bestek van deze studie.



Gemiddelde maandelijkse beschikbare commerciële capaciteit op de grenzen van België met Nederland en Frankrijk, evenals de correlatiecoëfficiënt tussen import- en exportcapaciteit op deze grenzen. Bron: CREG+ELIA

74. De vier onderstaande tabellen geven per richting een gedetailleerd beeld van de minimale capaciteit per interconnectie die aan de markt ter beschikking werd gesteld. Voor elk jaar wordt aangegeven hoeveel procent van de tijd een bepaalde minimale

²³ Loop flows gebruiken capaciteit op een interconnectie die dan niet door de markt gebruikt kan worden, en dus wordt de commerciële capaciteit in de betrokken richting verminderd. Loop flows zijn echter fysische stromen en stromen bijgevolg slechts in één richting, waardoor er in principe meer capaciteit in de andere richting ter beschikking gesteld zou moeten worden. Enkel indien de onzekerheid van de loop flows verhoogt, zou de capaciteit op beide richtingen kunnen verlagen ten gevolge van het effect van loop flows.

capaciteit (in MW) op D-1 ter beschikking werd gesteld aan de markt. Het 'target' is het door Elia vooropgestelde percentage dat gehaald moest worden in 2010, afhankelijk van de capaciteit. Uit deze tabellen kan men afleiden dat het door Elia vooropgestelde target voor bijna alle onderdelen gehaald is, behalve op de grens met Frankrijk waar er tweemaal een tekort vastgesteld wordt: het percentage is 99% ten opzichte van het target van 100%.

FR=>BE	min 1700	min 1800	min 2000
2006	100%	99%	89%
2007	100%	99%	84%
2008	100%	91%	85%
2009	100%	100%	91%
target	100%	95%	90%
2010	99%	99%	93%

BE=>FR	min 600	min 800	min 1000
2006	100%	100%	100%
2007	100%	87%	49%
2008	100%	73%	51%
2009	100%	91%	83%
target	--	100%	--
2010	100%	99%	85%

NL=>BE	min 830	min 1128	min 1219
2006	100%	100%	100%
2007	97%	90%	88%
2008	100%	98%	92%
2009	100%	100%	98%
target	100%	95%	90%
2010	100%	98%	97%

BE=>NL	min 830	min 1128	min 1219
2006	100%	87%	76%
2007	100%	98%	94%
2008	100%	96%	91%
2009	100%	100%	100%
target	100%	95%	90%
2010	100%	99%	99%

bron: CREG+ELIA

D.2 Veiling van langetermijncapaciteit

75. Marktspelers kunnen interconnectiecapaciteit op voorhand kopen via expliciete veilingen. Er worden twee producten aangeboden: jaarcapaciteit en maandcapaciteit. Indien een marktspeler bijvoorbeeld 10 MW jaarcapaciteit koopt voor jaar J, via de jaarveiling tijdens jaar J-1, dan geeft dit de capaciteitshouder het recht om 10 MW of minder te nomineren voor alle uren van jaar J. Deze nominatie gebeurt telkens op dag D-1 voor dag D. Indien de capaciteitshouder de capaciteit niet of slechts gedeeltelijk nomineert, dan wordt het resterende deel van deze capaciteit gebruikt voor de marktkoppeling van de Belpex DAM met de beurzen in Frankrijk en

Nederland regio. De capaciteitshouder ontvangt dan het eventuele prijsverschil tussen de twee beurzen (zie ook infra).

76. Marktspelers die interconnectiecapaciteit op voorhand kopen, geven met de prijs die ze betalen aan welke inschatting ze maken van het prijsverschil (en de volatiliteit ervan) tussen de twee beurzen waarvoor ze interconnectiecapaciteit kopen. Deze ex-ante prijsinschatting kan vergeleken worden met het uiteindelijke prijsverschil dat ex-post wordt vastgesteld.

D.2.1 Veiling van jaarcapaciteit

77. De onderstaande tabel geeft voor de periode 2007-2010 de hoeveelheid jaarcapaciteit die geveild werd ('cap' – in MW), de prijs per MWh die marktspelers betaald hebben ('prijs' – in €/MWh) en de opbrengst van de veiling ('M€' – in miljoen euro). De opbrengst wordt verdeeld over de betrokken netbeheerders.

78. Uit de tabel blijkt de sterke daling van waarde van interconnectiecapaciteit in de richting van Frankrijk naar België (FR=>BE): voor 2007 werd nog 2,06 €/MWh betaald, terwijl dit in 2010 nog slechts 0,16 €/MWh was. Hetzelfde geldt voor de richting van België naar Nederland (BE=>NL): van 3,46 €/MWh voor 2007 naar 0,8 €/MWh in 2010. In de richting van België naar Frankrijk (BE=>FR) is de trend net in de omgekeerde richting: de waarde is sterk gestegen van 0,25 €/MWh voor 2007 naar 3,47 €/MWh voor 2010. Min of meer hetzelfde geldt voor de richting van Nederland naar België (NL=>BE): van 0,11 €/MWh voor 2007 naar 2,02 €/MWh in 2010. Deze trends reflecteren een algemene verandering van de marktsituatie in centraal-westelijk Europa: Frankrijk is geëvolueerd van een exportland naar een importland, terwijl Nederland min of meer de omgekeerde evolutie meemaakt, waardoor de commerciële stromen die vroeger van zuid naar noord gericht waren, nu eerder van noord naar zuid gaan, met een andere economische waardering van de betrokken interconnectierichtingen.

79. De tabel geeft in de derde kolom van elke richting de opbrengst van de veiling in miljoen euro (M€). De allerlaatste kolom van de tabel geeft het totaal per jaar voor de vier richtingen. Daaruit blijkt dat de marktspelers in 2010 in totaal 25 miljoen euro betaalden voor de aangeboden jaarcapaciteit, een gevoelige vermindering ten opzichte van 2007 toen de markt nog 39 miljoen euro betaalde voor een gelijke

hoeveelheid geveilde capaciteit. Dat betekent dat de markt voor 2010 de prijsverschillen (en de volatiliteit ervan) tussen de drie betrokken beurzen in totaal kleiner inschatte dan voor 2007.

	FR=>BE			BE=>FR			NL=>BE			BE=>NL			totaal
	cap	prijs	M€	cap	prijs	M€	cap	prijs	M€	cap	prijs	M€	M€
2007	1299	2,06	23,4	400	0,25	0,9	467	0,11	0,5	467	3,46	14,1	38,9
2008	1300	0,90	10,3	400	0,56	2,0	468	1,57	6,5	468	2,04	8,4	27,1
2009	1300	0,88	10,0	400	0,81	2,8	468	3,07	12,6	468	1,34	5,5	30,9
2010	1297	0,16	1,8	400	3,46	12,1	467	2,02	8,2	467	0,80	3,3	25,5

Bron: CREG+ELIA

D.2.2 Veiling van maandcapaciteit

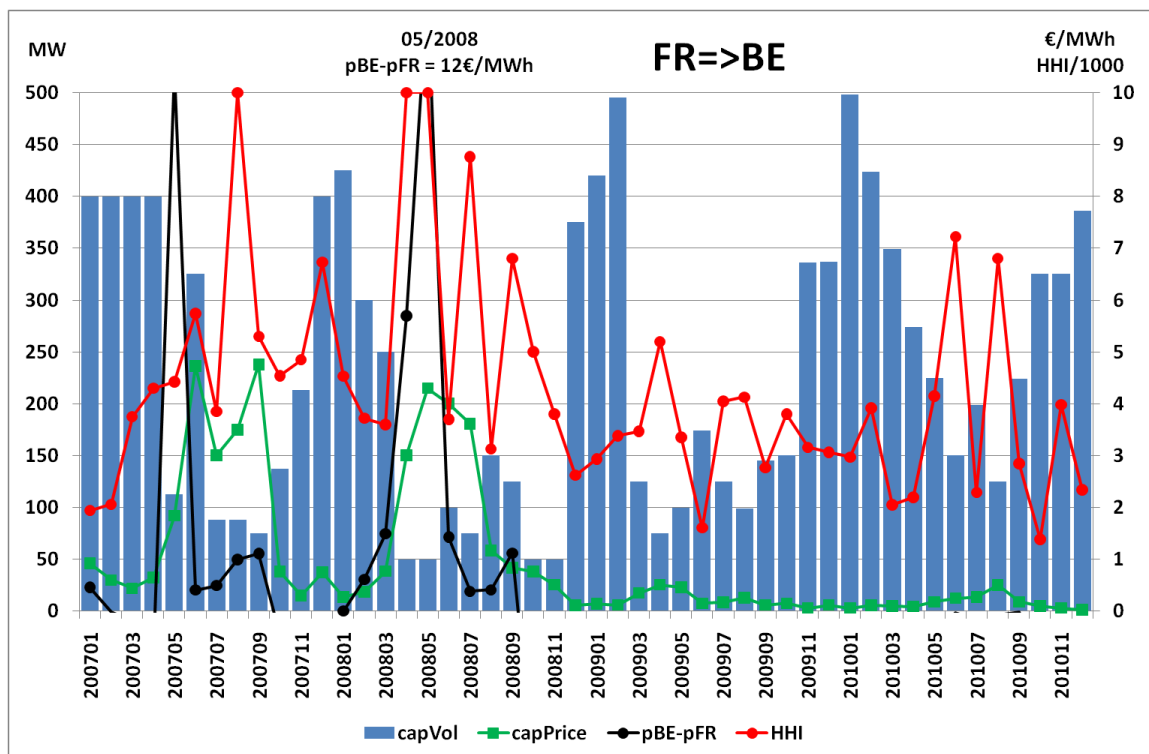
80. De volgende legende geldt voor de vier figuren met veilingresultaten in deze sectie:

- 'capVol' (blauwe balkjes): de interconnectiecapaciteit die geveild is in de maandveiling, aangeduid op de linkse as in MW
- 'capPrice' (groene lijn): de prijs die betaald werd voor de geveilde interconnectiecapaciteit, aangeduid op de rechtse as in €/MWh
- Prijsverschil, vb. 'pBE-pFR' (zwarte lijn): het prijsverschil tussen de twee beurzen die relevant is voor de betreffende interconnectierichting, aangeduid op de rechtse as in €/MWh;
- 'HHI' (rode lijn): de Herfindahl-Hirschman Index van de aangekochte volumes per marktspeler, een concentratie-index voor de markt van maandcapaciteit, aangeduid op de rechtse as, gedeeld door 1.000 (de HHI loopt van 0 tot 10.000; hoe hoger, hoe meer geconcentreerd). Een lage HHI kan gezien worden als een situatie waarin de markt bij consensus een prijs zet, terwijl een hoge HHI bereikt wordt als er één of een paar spelers een hoge(re) prijs willen betalen.

a. Franse grens – import (FR=>BE)

81. De onderstaande figuur geeft de resultaten van de maandveilingen van interconnectiecapaciteit in de richting van Frankrijk naar België. Wat opvalt, is de zeer lage prijs die voor de maandcapaciteit betaald moest worden in 2009 en 2010, in tegenstelling tot (de zomermaanden van) 2007 en 2008. Dit is volledig te verklaren door het prijsverschil tussen België en Frankrijk: de zwarte lijn van de figuur toont het prijsverschil tussen België en Frankrijk: in 2009 en 2010 was de prijs op de Belgische

beurs lager dan die op de Franse, en dus is de zwarte lijn niet te zien (prijzverschil 'pBE-pFr' is negatief). De markt heeft dat ook als dusdanig ingeschat en bijgevolg slechts een lage prijs willen betalen voor interconnectiecapaciteit in deze richting.



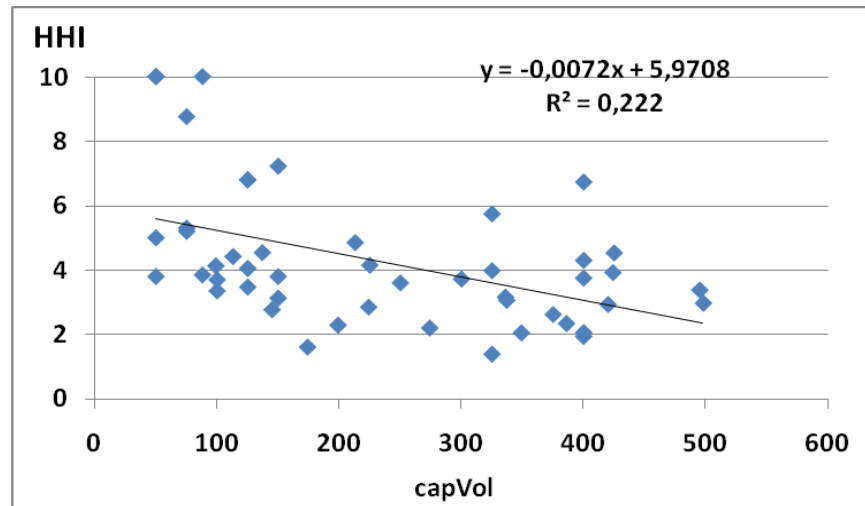
veilingresultaten van maandcapaciteit op de interconnectie van Frankrijk naar België
Bron: CREG+ELIA

82. Uit de bovenstaande figuur blijkt dat de geveilde capaciteit sterk varieert doorheen het jaar, met veel capaciteit in de wintermaanden (tot 500 MW) en weinig tot zeer weinig (soms slechts 50 MW) in de zomermaanden. Dit heeft ook een effect op de concentratie van de aankopen ('HHI' – rode lijn op bovenstaande figuur): indien er weinig capaciteit wordt geveild, is de concentratie gemiddeld hoger dan wanneer er veel capaciteit wordt geveild. De onderstaande figuur geeft het verband tussen de HHI en de capaciteit die geveild wordt: hieruit blijkt dat vanaf dat er meer dan 150 MW wordt geveild, deze correlatie wegvalt²⁴. Een te laag volume dat geveild wordt,

²⁴ De correlatie voor de verschillende intervallen van geveilde capaciteit op de grens van Frankrijk naar België wordt gegeven in onderstaande tabel. Deze correlatie is -0,46 voor het interval van 50-150 MW en is -0,1 voor het interval van 150-500 MW.

FR=>BE	ρ
[50-150[-0,459
[150-500]	-0,096
[50-500]	-0,471

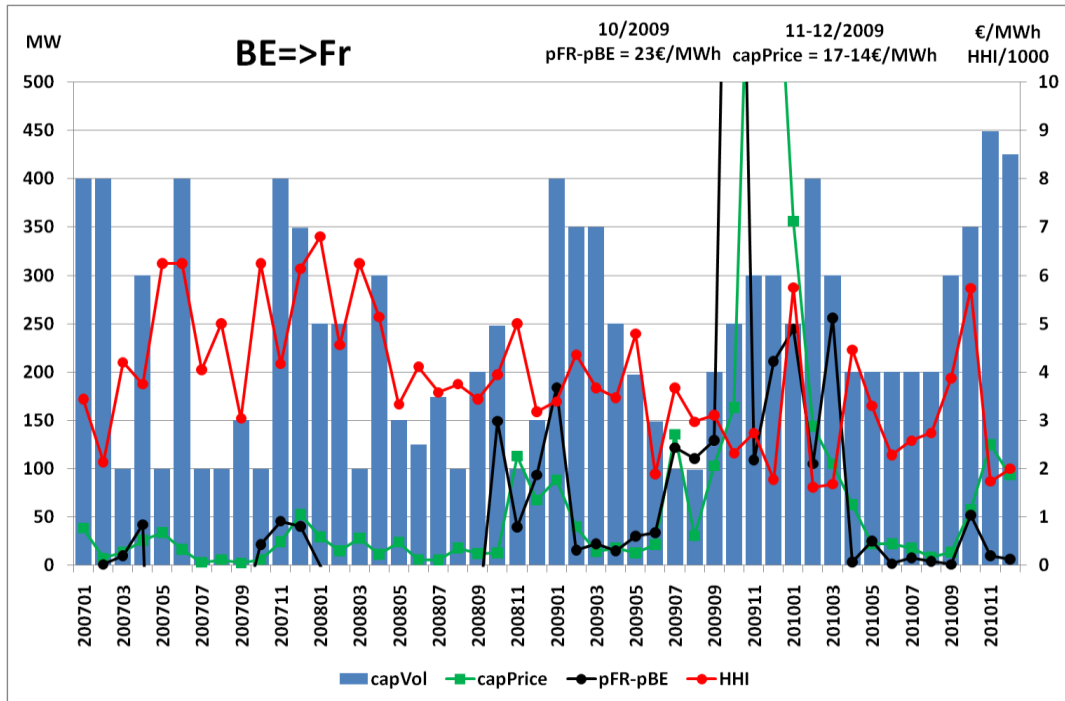
kan de marktindicatie die de HHI geeft (consensus in de markt bij lage HHI, geen consensus bij hoge HHI) verstoren, omdat er dan sowieso een marktconcentratie optreedt onafhankelijk van de aanwezigheid van een consensus in de markt.



Bron: CREG+ELIA

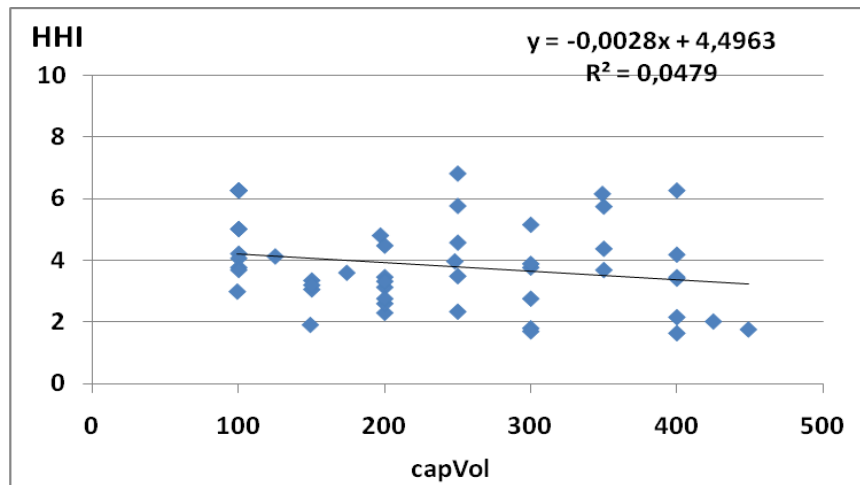
b. Franse grens – export (BE=>FR)

83. De onderstaande figuur geeft de resultaten van de veilingen van de interconnectiecapaciteit in de richting van België naar Frankrijk. Wat opvalt is de zeer lage prijs die voor de maandcapaciteit betaald moest worden in 2007 en 2008, in tegenstelling tot de prijzen die voor november-december 2009 en januari 2010 betaald werden, waarna de prijs weer sterk daalt. De hoge prijs voor maandcapaciteit voor het einde van 2009 en begin 2010 is (deels) te verklaren door het productietekort in Frankrijk eind 2009 (bijvoorbeeld voor 19 oktober 2009 was er voor vier uren een prijsspiek van 3.000 €/MWh op de Franse beurs). Behalve voor de drie genoemde maanden eind 2009 en begin 2010, lijkt de markt het prijsverschil tussen België en Frankrijk relatief goed te kunnen voorspellen.



veilingresultaten van maandcapaciteit op de interconnectie van België naar Frankrijk
Bron: CREG+ELIA

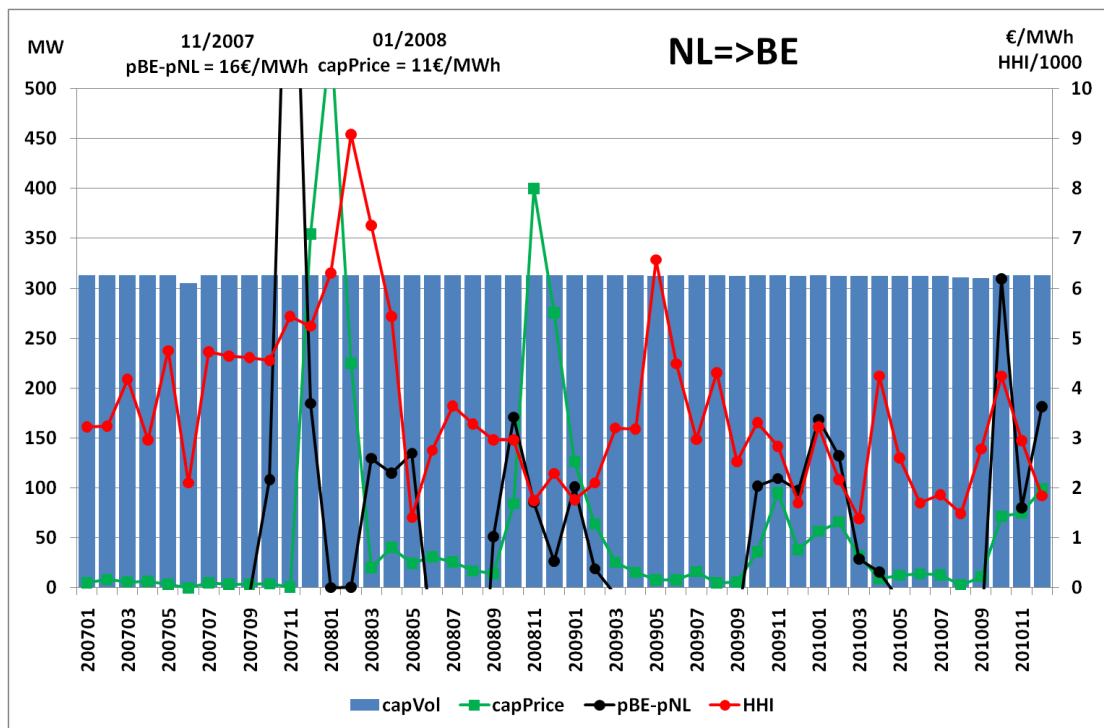
84. De gevilde capaciteit varieert sterk doorheen het jaar, met veel capaciteit in de wintermaanden (tot 450 MW) en minder capaciteit (100-200MW) in de zomermaanden. Doordat er toch steeds minimaal 100 MW werd aangeboden (en in 2010 zelfs minimaal 200 MW), lijkt het volume dat aangeboden wordt op de veiling geen effect te hebben op de concentratie van de aankopen ('HHI' – rode lijn op bovenstaande figuur). Dat wordt ook bevestigd door de onderstaande figuur die het verband geeft tussen de HHI en de capaciteit die gevild wordt.



Bron: CREG+ELIA

c. Nederlandse grens – import (NL=>BE)

85. De onderstaande figuur geeft de resultaten van de veilingen van de interconnectiecapaciteit in de richting van Nederland naar België. Zowel de prijsverschillen tussen de beurzen (zwarte lijn) als de prijs voor maandcapaciteit (groene lijn) kennen een volatiel verloop. Deze volatiliteit is minder uitgesproken in 2009 en 2010, behalve dan de piek in oktober 2010 wat betreft het prijsverschil tussen de beurzen. De geveilde capaciteit blijft daarentegen constant doorheen de periode 2007-2010 en bedraagt 313 MW. Er lijkt geen echt patroon te zijn in de concentratie van deze markt.

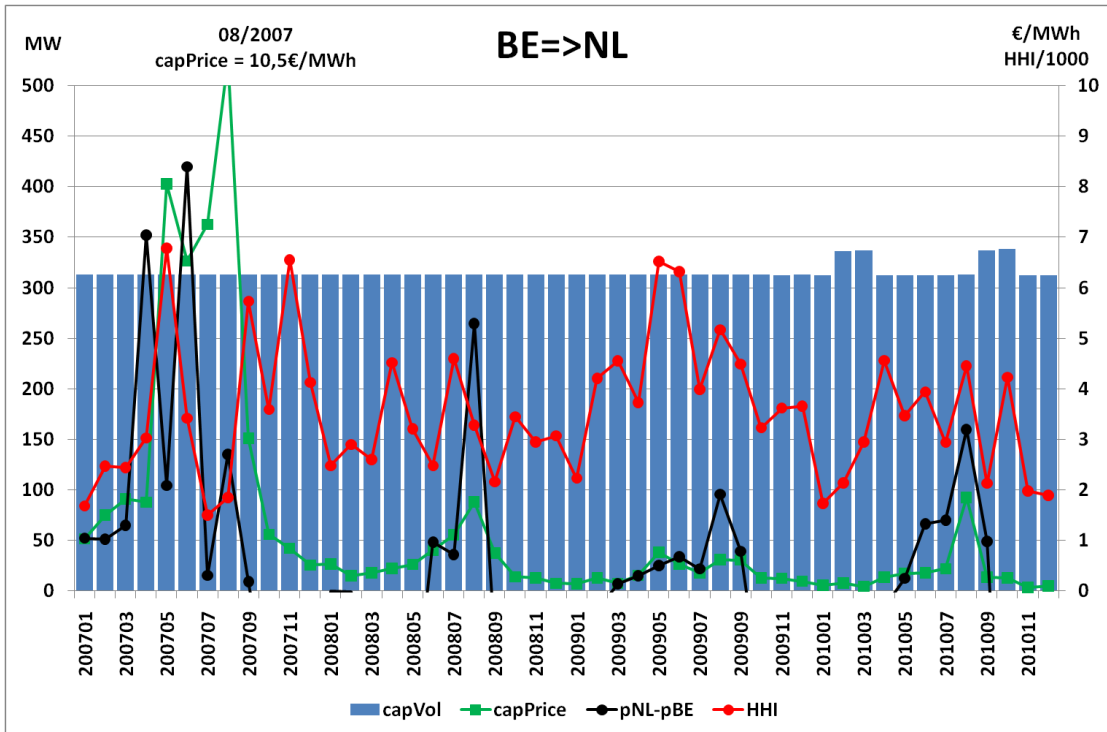


veilingresultaten van maandcapaciteit op de interconnectie van Nederland naar België
Bron: CREG+ELIA

d. Nederlandse grens – export (BE=>NL)

86. De onderstaande figuur geeft de resultaten van de veilingen van de interconnectiecapaciteit in de richting van België naar Nederland. In 2007 kenden zowel de prijsverschillen tussen de beurzen (zwarte lijn) als de prijs voor maandcapaciteit (groene lijn) een volatiel verloop. Deze volatiliteit is veel minder sterk in de periode 2008-2010. Er lijkt wel een terugkerend fenomeen te zijn van grotere prijsverschillen in augustus, een fenomeen dat (een deel van) de markt in

2008 en 2010 lijkt geanticipeerd te hebben door een hogere prijs te willen betalen voor de maandcapaciteit. De geveilde capaciteit blijft constant doorheen de periode 2007-2010 en bedraagt 313 MW, met een aantal licht hogere volumes gedurende 4 maanden in 2010. Er lijkt geen echt patroon te zijn in de concentratie van deze markt.



veilingresultaten van maandcapaciteit op de interconnectie van België naar Nederland
Bron: CREG+ELIA

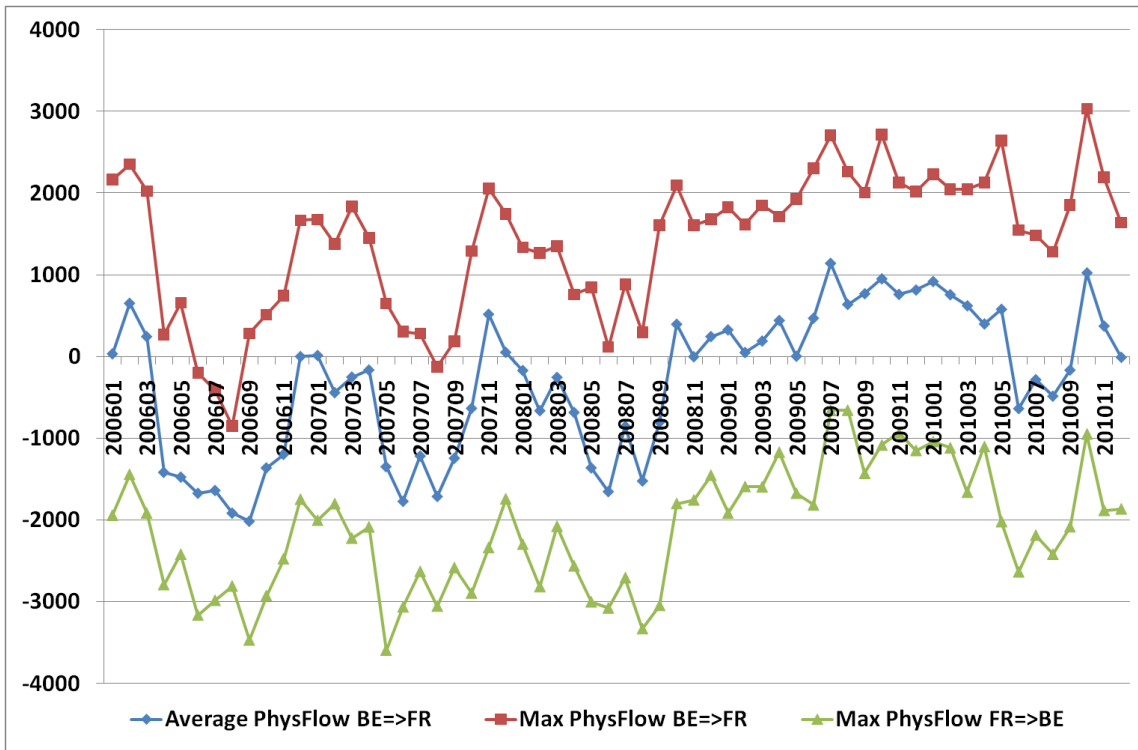
D.3 Gebruik van interconnectiecapaciteit

D.3.1 Fysisch gebruik

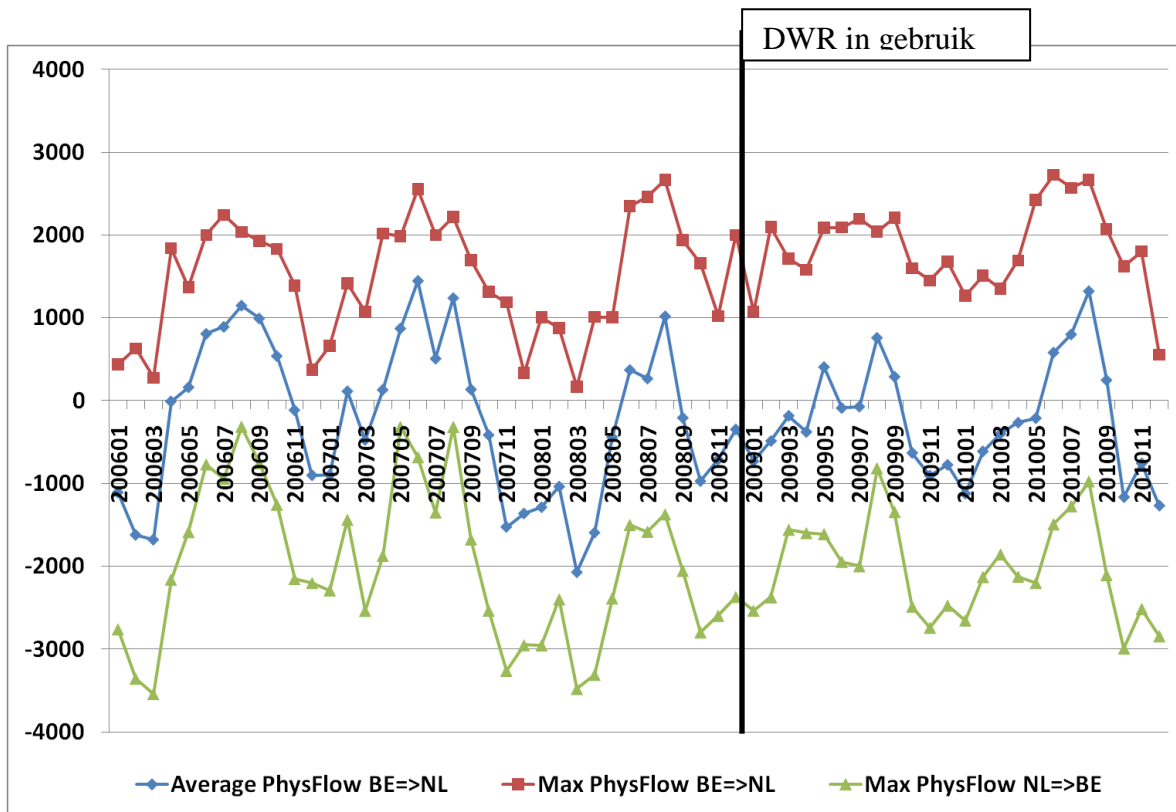
87. De onderstaande figuur geeft voor de periode van 2006-2010 de evolutie op de Franse interconnectie van de maandelijkse gemiddelde fysische stroom, evenals de maximale stroom in export- (positief) en import-richting (negatief) (respectievelijk blauwe, rode en groene lijn). De daaropvolgende figuur geeft dezelfde informatie, maar dan voor de interconnectie met Nederland. Export is bij conventie positief; import negatief.

88. Uit de eerste figuur (Franse grens) blijkt dat de maandelijkse maximale fysieke importstroom (groene lijn – negatief) slechts gedurende 1 maand van de 60 maanden extremer is dan -3.500 MW. De maximale stroom in exportrichting (rode lijn – positief) is één keer net meer dan 3.000 MW. Uit de tweede figuur (Nederlandse grens) blijkt dat de maandelijkse maximale fysieke importstroom (groene lijn – negatief) gedurende 6 maanden (van de 60) extremer is dan -3.000 MW. De maximale fysieke exportstroom (rode lijn – positief) is nooit meer dan 2.750 MW.

89. De tweede figuur betreffende de Nederlandse grens geeft ook aan wanneer de dwarsregeltransformatoren in dienst zijn genomen op de grens met Nederland. Deze transformatoren laten toe om de fysieke stromen beter te beheersen.



Fysische stromen op de grens België-Frankrijk
Bron: CREG+ELIA



Fysische stromen op grens België-Nederland ('DWR': dwarsregeltransformator)
Bron: CREG+ELIA

D.3.2 Commercieel gebruik (nominaties)

90. De tijdsvolgorde van het gebruik van de interconnecties is de volgende²⁵:

- Twee dagen voor reële tijd (D-2) wordt de commerciële capaciteit door de netbeheerders berekend: dit is de NTC ('*net transfer capacity*'). Op dat moment moet er dus reeds een schatting gemaakt worden van de te verwachten *loop flows*.
- Eén dag voor reële tijd (D-1) wordt (een deel van) de commerciële capaciteit al dan niet genomineerd door de marktspelers (nominatie gebeurt om 8u voor de jaar- en maandcapaciteit wat de ATC ('*available transfer capacity*') oplevert; om 12u nomineert de beurs de dagcapaciteit²⁶; dit laatste gebeurt impliciet door het koppeling algoritme, en dus niet expliciet door de marktspelers).

²⁵ Een uitgebreide beschrijving is te vinden op de website van Elia, onder 'Operational Data & Tools' => 'Interconnecties: marktgegevens' => 'Algemene info' => 'Berekeningsmethodes'. Onderaan deze pagina vindt u ook een link naar het document 'Algemeen model voor de berekening van de totale overdrachtcapaciteit en de transportbetrouwbaarheidsmarge'

²⁶ Sinds 10 november 2010 is de marktkoppeling uitgebreid met Duitsland. Vanaf die datum wordt de clearing uitgevoerd om 12u, in plaats van om 11u.

- Tijdens de dag zelf (D) maar vóór reële tijd wordt er commerciële capaciteit ter beschikking gesteld die door de marktspelers genomineerd kan worden (intra-day capaciteit).
- In reële tijd (R) wordt de effectieve fysische stroom gemeten. Pas op dit moment kan de *loop flow* berekend worden.

91. De twee volgende figuren geven het commerciële gebruik van de interconnectiecapaciteit op de grens met Frankrijk en Nederland in beide richtingen.

De legende bij de twee figuren is de volgende (per maand):

- 'nomD' (geel): gemiddelde nominatie van dagcapaciteit (op D-1)
- 'nomM' (blauw): gemiddelde nominatie van maandcapaciteit (op D-1)
- 'nomY' (rood): gemiddelde nominatie van jaarcapaciteit (op D-1)
- 'nomID' (groen): gemiddelde nominatie van intraday-capaciteit (op D)
- 'Cap' (zwarte lijn): gemiddelde totale capaciteit (bepaald op D-1)

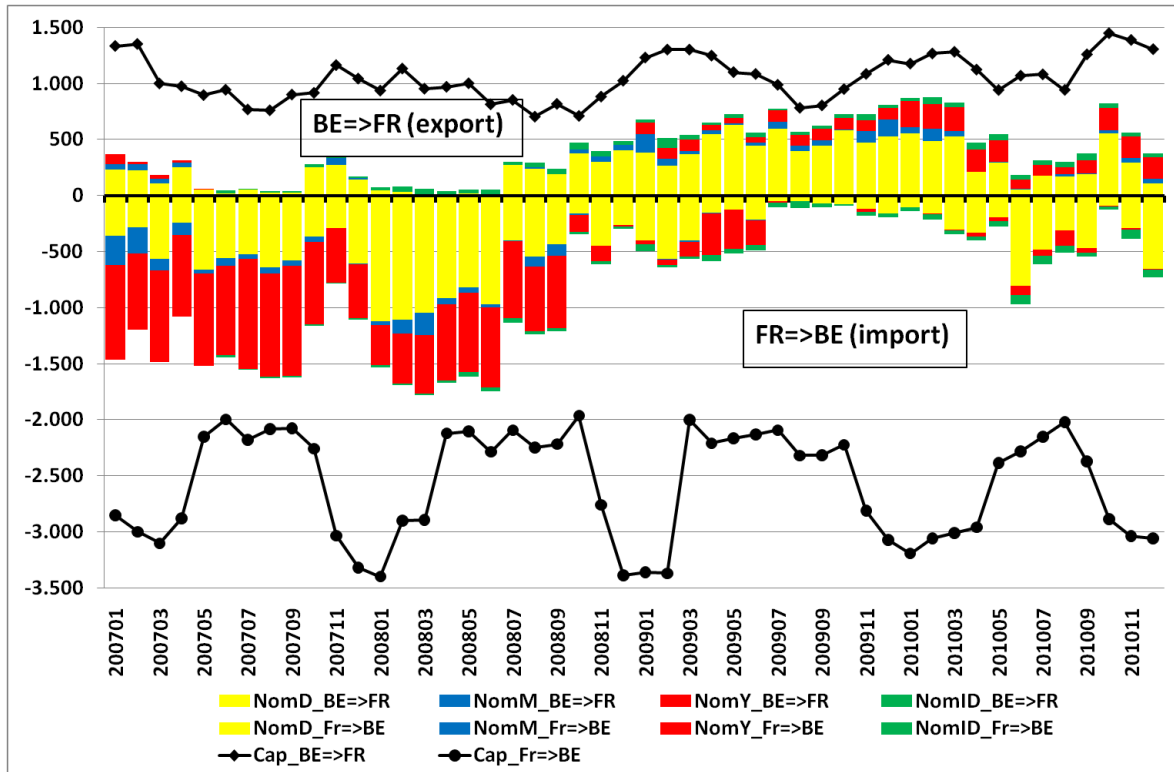
Al de waarden zijn naar uurbasis genormaliseerd en zijn in MWh/h. Export is bij conventie positief; import negatief.

Grens met Frankrijk

92. De eerstvolgende figuur geeft het commerciële gebruik van de interconnectie met Frankrijk. In 2007 en 2008 werd de richting van Frankrijk naar België (import, 'FR=>BE') intensief gebruikt, maar dat is vanaf eind 2008 niet meer het geval. Zeker vanaf de tweede jaarthelft van 2009 tot mei 2010 wordt deze richting nog nauwelijks gebruikt ten voordele van de andere richting (export, 'BE=>FR'). Tegelijk wordt er vanaf eind 2008 minder jaarcapaciteit (rode balkjes) genomineerd van Frankrijk naar België.

93. Merk op dat de gemiddelde beschikbare capaciteit op de zuidgrens in de richting van Frankrijk (export) veel kleiner is in vergelijking met de beschikbare capaciteit in de richting van België (import). In 2007 en 2008 was dit geen probleem, omdat de exportrichting op de zuidgrens nauwelijks gebruikt werd, maar sinds half 2009 is deze beperkte capaciteit op de export-richting een sterke beperking voor het verhandelen

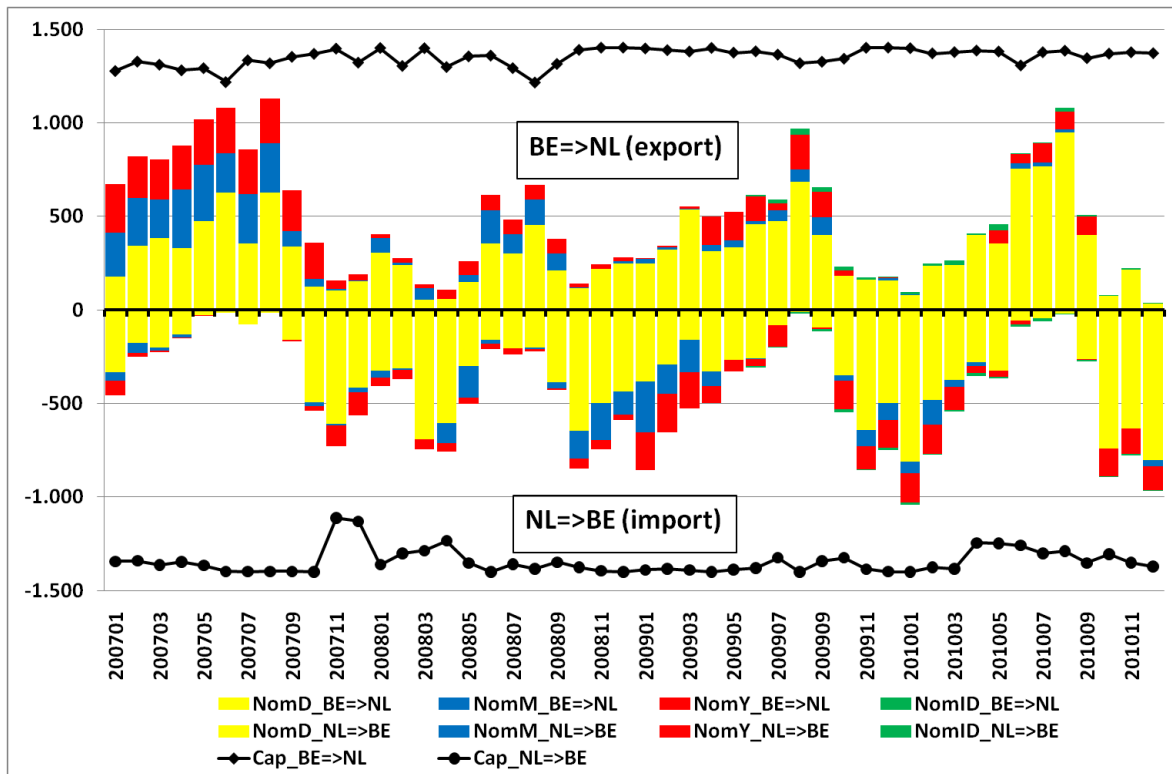
van energie. Op deze richting was er dan ook veel congestie in 2009 en begin 2010 (zie infra).



Gebruik van interconnectiecapaciteit op de Franse grens, in beide richtingen (bron: Elia+CREG)
Bron: CREG+ELIA

Grens met Nederland

94. De onderstaande figuur geeft het gebruik van de interconnectie met Nederland ('noordgrens'). Net zoals in de voorgaande jaren was ook in 2010 het gebruik van deze interconnectie volatiel, met in het begin van 2010 een stijgend gebruik van de interconnectie naar Nederland met een piek in augustus toen er gemiddeld meer dan 1.000 MW werd geëxporteerd naar Nederland. Daarna werd de importrichting terug belangrijker met in december bijna gemiddeld 1.000 MW import vanuit Nederland. Merk op dat de gemiddelde beschikbare capaciteit op de interconnectie met Nederland weinig volatiel is.



Gebruik van interconnectiecapaciteit op de Nederlandse grens, in beide richtingen
Bron: Elia+CREG

95. Uit de twee bovenstaande figuren blijkt dat voor de beide grenzen (Frankrijk en Nederland) de nominatie van dagcapaciteit (gele balkjes) het grootste deel vormt van het totale commerciële gebruik van de interconnectie. Deze nominatie gebeurt impliciet, namelijk door het algoritme dat de marktkoppeling met Frankrijk en Nederland implementeert en energie en capaciteit aan elkaar verbindt, waardoor de beschikbare dagcapaciteit het meest efficiënt gebruikt kan worden²⁷. Nominatie van maand- en vooral jaarcapaciteit (respectievelijk blauwe en rode balkjes) is ook niet onbelangrijk. Nominatie van intra-day capaciteit (groen balkjes) is qua volume erg beperkt, maar het belang ervan mag niet onderschat worden, omdat het de marktspelers meer mogelijkheden geeft om binnen de hun portfolio aan te passen. Alleen al de mogelijkheid dat dit kan, verlaagt het risico voor de marktspelers.

²⁷ Twee andere mechanismen zijn daarbij ook belangrijk: 'netting' van genomineerde jaar- en maandcapaciteit in de economisch 'verkeerde' richting (namelijk van een hoge prijszone naar een lage prijszone) en 'resale op dagbasis' (niet-genomineerde jaar- en maandcapaciteit die gebruikt wordt door de beurzen voor de marktkoppeling).

Uitvoer - Invoer

96. De onderstaande figuur toont de gegevens betreffende de uitvoer. De gegevens worden bekomen door op uurbasis de netto exportnominatie te berekenen voor dag-, maand- en jaarcapaciteit, evenals intra-day. De exportnominatie kan zowel positief (export) als negatief (import) zijn. Vervolgens wordt het maandelijks gemiddelde berekend.

97. De legende bij de figuur is de volgende (per maand):

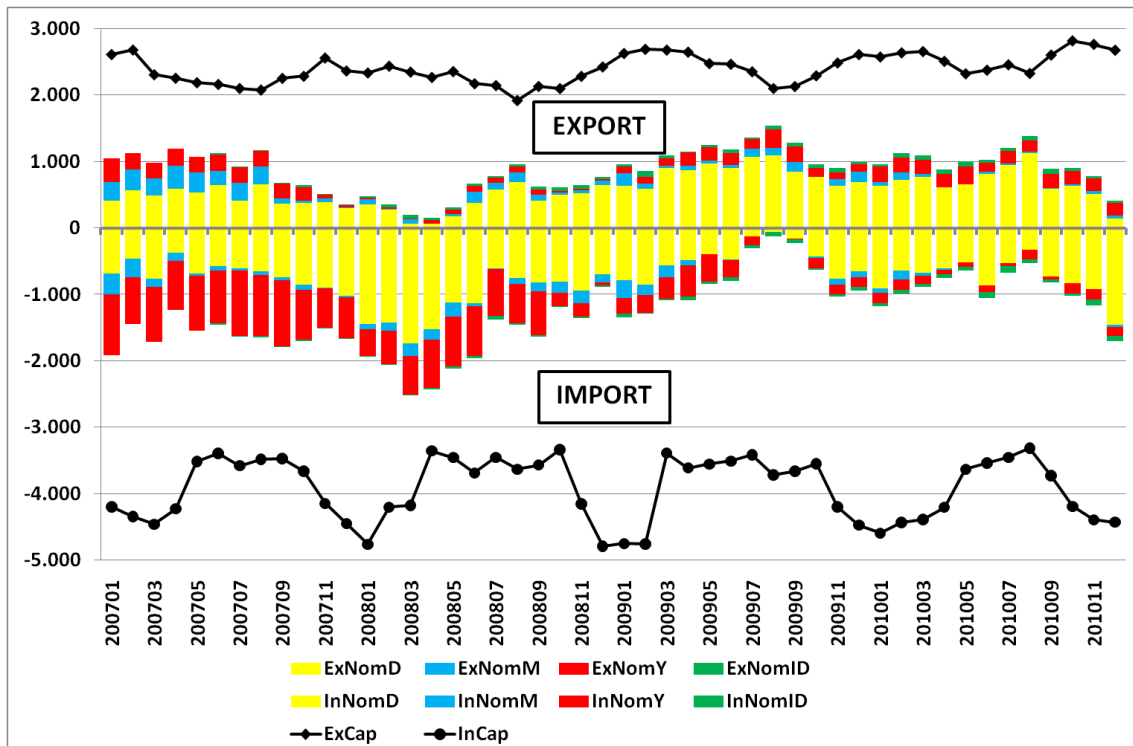
- 'nomD' (geel): gemiddelde nominatie van dagcapaciteit (op D-1)
- 'nomM' (blauw): gemiddelde nominatie van maandcapaciteit (op D-1)
- 'nomY' (rood): gemiddelde nominatie van jaarcapaciteit (op D-1)
- 'nomID' (groen): gemiddelde nominatie van intraday-capaciteit (op D)
- 'Cap' (zwarte lijn): gemiddelde totale capaciteit (bepaald op D-1)

Al de waarden zijn naar uurbasis genormaliseerd in MWh/h. Export is bij conventie positief; import negatief.

98. Uit de figuur blijkt dat in de loop van 2010 er gemiddeld iets meer werd uitgevoerd dan ingevoerd. Op het einde van 2010 wordt er echter meer ingevoerd dan uitgevoerd. In december 2010 werd er netto gemiddeld bijna 1.300 MW ingevoerd; in augustus 2010 werd er netto gemiddeld 844 MW ingevoerd. De tabel hieronder geeft per jaar een overzicht van de commerciële in- en uitvoer, evenals de netto uitvoer (het totaal in TWh, evenals het gemiddelde in MWh per uur). Hieruit blijkt dat in 2010 de Elia-regelzone netto nagenoeg geen energie heeft in- of uitgevoerd. In 2009 was de regelzone een netto uitvoerder, in 2007 en zeker in 2008 een netto invoerder. In de periode 2007-2010 was de Elia-regelzone een netto-invoerder van in totaal bijna 14 TWh, of gemiddeld bijna 400 MWh/h.

	Commerciële nominaties op de grenzen van de Elia-regelzone					
	Totaal (in TWh)			Gemiddeld (in MWh/h)		
	Import	Export	NettoExport	Import	Export	NettoExport
2007	14,1	7,9	-6,2	1.609	899	-709
2008	15,3	4,8	-10,5	1.742	546	-1.196
2009	7,1	9,9	2,8	808	1.127	319
2010	8,3	8,5	0,2	953	970	17
2007-2010	44,8	31,0	-13,8	1.278	885	-393

bron: CREG+ELIA



gebruik van interconnectiecapaciteit voor import/export
bron: CREG+ELIA

Transit

99. De onderstaande figuur toont de gegevens betreffende de transit. Transit van Nederland naar Frankrijk wordt bij conventie positief voorgesteld en wordt berekend door het minimum te nemen van de nominatie in de richting van NL=>BE en BE=>FR. De transit van Frankrijk naar Nederland wordt analoog berekend en wordt negatief voorgesteld op de grafiek.

100. De legende bij de figuur is de volgende (per maand):

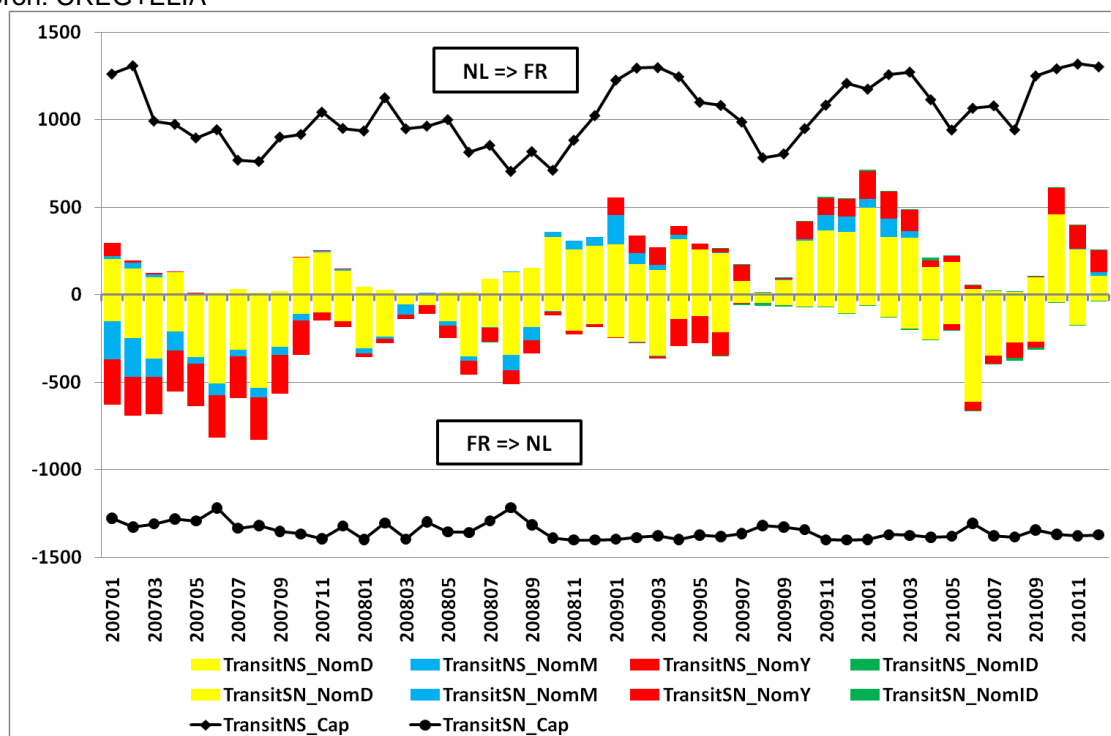
- 'nomD' (geel): gemiddelde nominatie van dagcapaciteit (op D-1)
- 'nomM' (blauw): gemiddelde nominatie van maandcapaciteit (op D-1)
- 'nomY' (rood): gemiddelde nominatie van jaarcapaciteit (op D-1)
- 'nomID' (groen): gemiddelde nominatie van intraday-capaciteit (op D)
- 'Cap' (zwarte lijn): gemiddelde totale capaciteit (bepaald op D-1)

Al de waarden zijn naar uurbasis genormaliseerd in MWh/h. De transit door België van Nederland naar Frankrijk (noord=>zuid) is bij conventie positief; van Frankrijk naar Nederland (zuid=>noord) is negatief.

101. Uit de figuur blijkt dat 2010 begint met relatief hoge volumes van transit van Nederland naar Frankrijk. In januari 2010 wordt er netto gemiddeld 650 MW van Nederland via België naar Frankrijk uitgevoerd. In juni 2010 is het omgekeerd en voert Frankrijk via België netto gemiddeld 610 MW uit naar Nederland. De onderstaande tabel geeft de gemiddelde waarden voor de voorbije vier jaar. In 2009 en 2010 voerde Nederland netto energie uit naar Frankrijk; in tegenstelling tot 2007 en 2008. De verklaring ligt bij de prijsverschillen tussen de twee landen (zie laatste kolom).

gemiddelde transit via België (MW)				
	Transit NL=>FR	Transit FR=>NL	nettoTransit NL=>FR	pFR-pNL (€/MWh)
2007	121	-556	-435	-1,1
2008	124	-270	-145	-0,8
2009	327	-188	139	3,9
2010	308	-239	69	2,2
2007-2010	220	-313	-93	1,0

bron: CREG+ELIA



gebruik van interconnectiecapaciteit voor transit
bron: CREG+ELIA

D.3.2 Congestierentes op dagbasis

102. Congestierentes op dagbasis worden gegenereerd op een interconnectie wanneer deze interconnectie verzadigd is. Door deze verzadiging is er een prijsverschil tussen de twee elektriciteitsbeurzen. Als we in deze sectie spreken over congestierentes, dan bedoelen we congestierentes op dagbasis die voortkomen uit energie-uitwisselingen via de grenzen met Nederland en Frankrijk en laten we de expliciete veilingen (jaar en maand) buiten beschouwing.

Een voorbeeld: stel, de importcapaciteit van Frankrijk naar België is 1000 MW en is verzadigd op uur 12 (België importeert dus tijdens dit uur 1000 MWh). De prijs in Frankrijk is 30 €/MWh, de prijs in België is 40 €/MWh. Bijgevolg is de congestierente gelijk aan $(40 \text{ €/MWh} - 30 \text{ €/MWh}) * 1000 \text{ MWh} = 10.000 \text{ €}$. Dit bedrag wordt in principe verdeeld over de betrokken netbeheerders.

103. Een marktpartij die jaar- of maandcapaciteit gekocht heeft kan op dag D-1 beslissen om deze capaciteit te nomineren (expliciet gebruik) of niet te nomineren. Indien de capaciteitshouder niet nomineert wordt zijn jaar- of maandcapaciteit toegewezen aan de dagcapaciteit en ontvangt de capaciteitshouder het prijsverschil tussen de twee markten. Dit prijsverschil is de congestierente. Dit is de secundaire markt²⁸ of *resale* op dagbasis. Stel bijvoorbeeld dat een marktspeler 100 MW gekocht heeft op de expliciete veiling en deze capaciteit niet nomineert, dan ontvangt deze marktspeler de congestierente voor deze hoeveelheid, zijnde in het bovenstaande voorbeeld: $100 * (40 - 30) = 1000 \text{ €}$. De betrokken netbeheerders ontvangen dan de rest, zijnde 9.000 €.

104. De onderstaande figuur toont de totale congestierente per maand voor de vier richtingen samen voor de periode 2007-2010. Uit de figuur blijkt de sterke volatiliteit van de congestierentes: in de periode 2007-2009 waren er verschillende uitschieters, namelijk in mei 2007, november 2007, mei 2008, oktober 2009. Deze extreme waarden zijn vaak toe te wijzen aan enorme prijsspieken gedurende enkele dagen of zelfs uren²⁹. Daarentegen is 2010 het eerste jaar waar er geen grote uitschieters

²⁸ Jaarcapaciteit kan ook naar maandcapaciteit gaan.

²⁹ Zo bijvoorbeeld wordt de uitschieter van oktober 2009 voornamelijk verklaard door de prijsspiek van 3.000 €/MWh op de Franse beurs gedurende 4 uren van 19 oktober 2009, terwijl de prijs op

waren. De maand met de grootste congestierente in 2010 is januari met een totaal van 6,4 miljoen euro (voornamelijk gegenereerd op de interconnectierichtingen van Nederland naar België (3,1 M€) en van België naar Frankrijk (3,1 M€)).

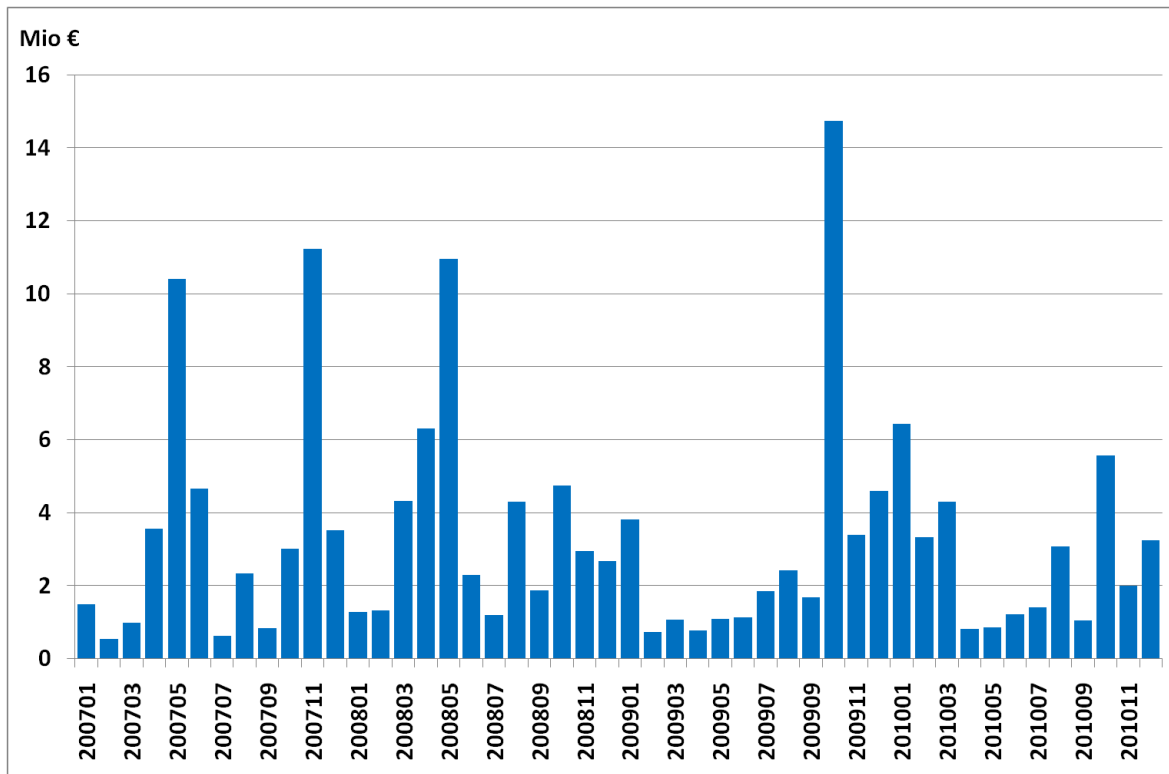
105. De onderstaande tabel geeft de totale congestierente voor de vier interconnectierichtingen per jaar voor de periode 2007-2010. De eerste kolom is het gedeelte dat aan de netbeheerders toegewezen is. De tweede kolom geeft de congestierente die de marktpartijen hebben verdiend via de *resale* op dagbasis. De laatste kolom geeft het totaal. In 2010 werden in totaal 33,3 miljoen euro aan congestierentes gegenereerd. Dit is het laagste bedrag van de voorbije vier jaar, wat wijst op een verdere convergentie van de day ahead prijzen van België, Nederland en Frankrijk. Het aandeel van de TSO's en dat van de marktpartijen is nagenoeg gelijk in 2010.

M€	TSO	<i>Resale</i> op dagbasis	totaal
2007	23,7	19,5	43,2
2008	21,1	23,1	44,2
2009	16,6	20,7	37,3
2010	16,2	17,1	33,3

Totale congestierentes op dagbasis
bron: CREG+ELIA

106. Uit de analyse van de congestierentes blijkt dat de *resale* op dagbasis belangrijk is. Dat wordt bevestigd door de onderstaande tabel die per jaar en per richting het volume aan interconnectiecapaciteit geeft dat de marktspelers verkocht hebben aan de marktkoppeling. De tabel vergelijkt de gemiddelde *resale* op dagbasis met de langetermijncapaciteit die verkocht ('cap') is en berekent het percentage. De laatste kolom geeft het niet-gewogen gemiddelde van de procentuele *resale* op dagbasis per jaar voor de vier richtingen samen. Uit deze gegevens blijkt dat dit voor alle richtingen en voor bijna alle jaren steeds is toegenomen. De gemiddelde *resale* op dagbasis voor de vier richtingen samen is in 2010 toegenomen tot 83%. In 2007 was dit nog 46%, in 2009 was dit 69%.

de Belpex DAM tijdens die uren gemiddeld 90 €/MWh was. De congestierente voor die 4 uren bedroeg $(3000-90) * 790 * 4 = 9,2$ miljoen euro.



maandelijkse congestierentes op dagbasis voor de vier interconnecties
bron: CREG+ELIA

107. Een belangrijke reden voor deze grote stijging is waarschijnlijk de grotere flexibiliteit van *resale* die vanaf november 2009 is ingevoerd: vanaf dan moeten capaciteitshouders pas op D-1 beslissen of ze hun jaar- of maandcapaciteit nomineren. Nomineren ze niet, dan wordt de capaciteit automatisch verkocht aan de marktkoppeling³⁰. Door deze nieuwe regeling, kan de jaar- en maandcapaciteit gebruikt worden als een 'financial transmission right' (FTR) voor zij die dat willen. De capaciteit kan echter nog steeds expliciet genomineerd worden. Met andere woorden, met het huidige systeem lijkt er maximale flexibiliteit te zijn voor de markt.

	FR=>BE			BE=>FR			NL=>BE			BE=>NL			gem
	cap	resale	%	cap	resale	%	cap	resale	%	cap	resale	%	
2007	1.552	421	27%	642	416	65%	779	427	55%	780	290	37%	46%
2008	1.467	682	47%	579	448	77%	781	603	77%	781	571	73%	69%
2009	1.515	1.009	67%	645	468	73%	781	460	59%	781	593	76%	69%
2010	1.589	1.464	92%	690	473	69%	779	649	83%	787	707	90%	83%
2007-2010	1.531	894	58%	639	451	71%	780	535	69%	782	540	69%	67%

bron: CREG+ELIA

³⁰ Vóór november 2009 moest de capaciteitshouder expliciet en op D-3 beslissen of de capaciteit al dan niet verkocht zou worden; indien ze niet verkocht werd op D-3 en ook niet genomineerd op D-1 verloor de marktspeeler deze capaciteit.

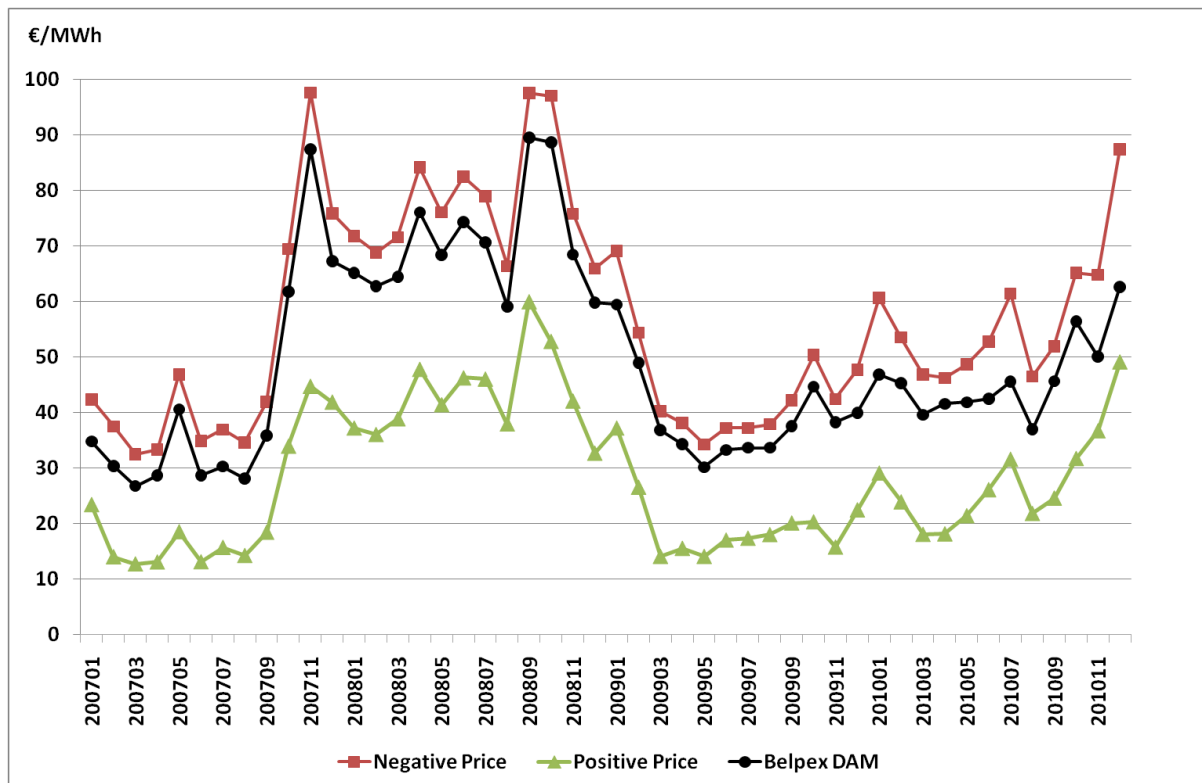
E Balancing

108. Het onevenwicht in reële tijd van een evenwichtsverantwoordelijke (ARP) wordt afgerekend per kwartier: indien de ARP binnen dit kwartier meer energie afgenomen heeft dan hij geïnjecteerd heeft, heeft de ARP een negatief onevenwicht (een tekort): de ARP koopt dan verplicht energie van Elia tegen het onevenwichtstarief. Indien een ARP een positief onevenwicht heeft (een overschot), dan wordt dit overschot door deze ARP verplicht verkocht aan Elia tegen het onevenwichtstarief.
109. Het onevenwichtstarief voor een negatief onevenwicht was in 2010 minstens 8% hoger dan de Belpex DAM prijs voor dat uur. De kost voor de ARP kan dan beschouwd worden als minstens 8% van de Belpex DAM prijs, omdat de ARP het tekort aan energie ook had kunnen aankopen op de DAM. Het onevenwichtstarief voor een positief onevenwicht was in 2010 minstens 8% lager dan de Belpex DAM prijs voor dat uur. Ook dan is er een kost voor de ARP die eveneens kan beschouwd worden als minstens 8%, omdat de ARP het teveel aan energie ook had kunnen verkopen op de DAM.
110. De onderstaande figuur geeft het verloop van het gemiddelde maandelijks onevenwichtstarief voor een negatief en een positief onevenwicht voor de periode 2007-2010 in de Elia-regelzone, evenals de gemiddelde prijs op de Belpex DAM. Uit deze figuur blijkt dat de prijs voor een onevenwicht sterk correleert met de Belpex DAM. Tevens blijkt dat de onevenwichtsprijs voor een positief onevenwicht (wat de ARP ontvangt voor zijn overschot) veel lager ligt dan de Belpex DAM prijs. De berekeningswijze van het onevenwichtstarief is een complexe formule en wordt niet verder behandeld in deze studie.
111. De onderstaande tabel geeft de gemiddelde cijfers per jaar, een gemiddelde voor de periode 2007-2010 en de (relatieve) verschillen met de Belpex DAM prijs. De verschillen met de Belpex DAM prijs geven een indicatie van de kosten en worden in de tabel aangeduid met 'Cost_Pos' voor de kost verbonden aan een positief onevenwicht en met 'Cost_Neg' voor een negatief onevenwicht. In de periode 2007-2010 was de kostprijs in de Elia-regelzone die een ARP diende te betalen voor een negatief onevenwicht gemiddeld 57 €/MWh tegenover een gemiddelde Belpex DAM prijs van 49,5 €/MWh. Dit is 15 % hoger dan de Belpex DAM prijs, of 7 % boven het minimum van 8%. De prijs dat een ARP ontving voor een positief onevenwicht in de Elia-regelzone was gemiddeld 28 €/MWh. Dit is 43 % lager dan de Belpex DAM prijs, dus 35 % lager dan het minimum van 8%. Dit leidt tot de conclusie dat de kost van een positief onevenwicht veel hoger is dan de kost van een negatief onevenwicht. De huidige

tariefstructuur is bijgevolg van die aard dat het de ARP's aanzet om eerder een negatief onevenwicht (een tekort) te hebben dan een positief onevenwicht (een overschot).

	BEDAM	NegPrice	PosPrice	Cost_Neg	Cost_Pos	%Cost_Neg	%Cost_Pos
2007	41,73	48,67	22,00	6,93	19,73	16,6%	47,3%
2008	70,63	78,07	43,31	7,43	27,32	10,5%	38,7%
2009	39,27	44,29	19,88	5,02	19,38	12,8%	49,4%
2010	46,28	57,18	27,71	10,90	18,57	23,6%	40,1%
2007-2010	49,48	57,05	28,23	7,57	21,25	15,3%	43,0%

bron: CREG+ELIA

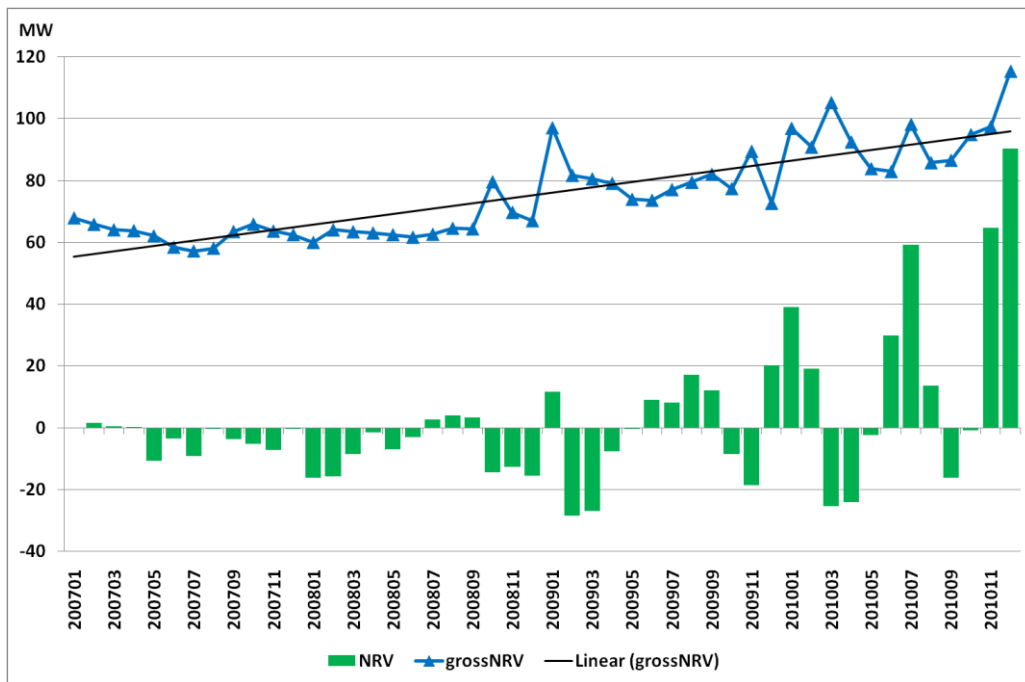


maandelijkse gemiddelde onevenwichtstarieven in de regelzone van Elia voor de periode 2007-2010 in vergelijking met de maandelijkse gemiddelde prijs op de Belpex DAM.

bron: CREG+ELIA

112. Nochtans blijken de ARP's gezamenlijk gemiddeld geen tekort aan te houden, maar eerder een overschot, althans in de periode 2007-2009: in die periode was de onevenwichtscompensatie ('net regulation volume' (NRV)) immers gemiddeld negatief, wat betekent dat de netbeheerder meer moest afregelen dan opregelen, omdat de regelzone een overschot had (doordat de ARP's gezamenlijk een overschot hadden). In de loop van 2009 en zeker in 2010 lijkt dit gedrag echter veranderd te zijn zoals te zien is in de onderstaande figuur. Waar de gemiddelde maandelijkse NRV (groene balkjes) gedurende 2007, 2008 en de eerste helft van 2009 nog overwegend negatief was (en dus een afregeling door de

netbeheerder nodig was, wijzend op een overschot van alle ARP's gezamenlijk), wordt de NRV overwegend positief vanaf de tweede helft van 2009 en stijgt de NRV op het einde van 2010 naar maximumwaarden.



Gemiddeld maandelijks netto en bruto regelvermogen dat de netbeheerder aanwendt om de regelzone in evenwicht te houden.

bron: CREG+ELIA

113. In de bovenstaande figuur wordt ook de 'grossNRV' weergegeven (blauwe lijn). Deze waarde is het gemiddelde van de positieve en negatieve NRV's zonder dat deze samengeteld worden (ze worden dus niet gecompenseerd). De 'grossNRV' geeft bijgevolg weer hoeveel de netbeheerder heeft moeten op- en afregelen. Deze waarde kent een duidelijke opwaartse trend, wat ook bevestigd wordt in de onderstaande tabel dat een aantal gemiddelden per jaar weergeeft. Zoals reeds gezegd wordt de gemiddelde NRV in 2010 (sterk) positief, maar stijgt ook de 'grossNRV' van een gemiddelde 63 MW in 2007 naar een gemiddelde 94 MW in 2010: dat is een stijging van het gebruik van het regelvermogen door de netbeheerder met 50%. Deze stijging is voornamelijk te wijten aan het feit dat de ARP's gezamenlijk vaker en sterker in negatief onevenwicht gaan. In 2007 is het systeem 48% van de tijd in negatief onevenwicht, met een positieve opregeling van gemiddeld 62 MW tot gevolg. In 2010 is het systeem 55% van de tijd in onevenwicht (een stijging met 15%) met een positieve opregeling van gemiddeld 94 MW tot gevolg (een stijging van 67%). Ook de gemiddelde afregeling is gestegen van 63 MW in 2007 tot 85 MW in 2010 (een stijging van 34%).

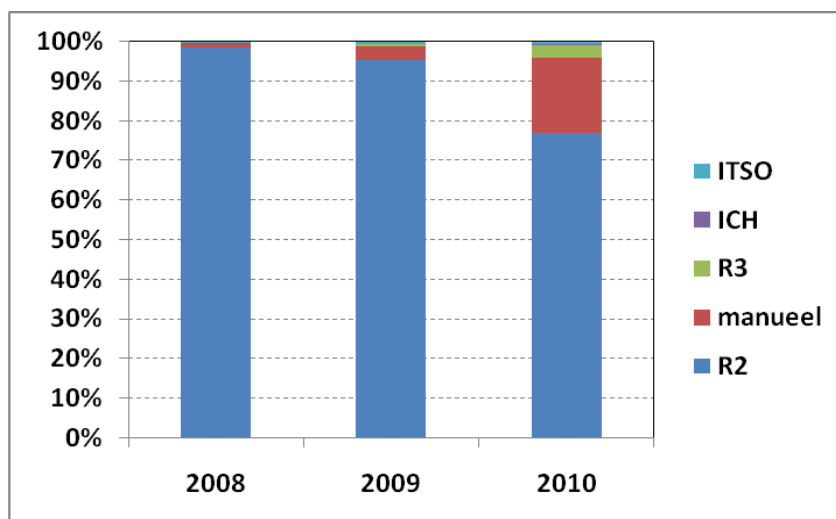
114. Als conclusie kan gesteld worden dat de ARP's gezamenlijk een groter onevenwicht hebben in 2010 en dat ze gezamenlijk meer in negatief onevenwicht zijn ten opzichte van de voorgaande jaren. Dat laatste kan te wijten zijn aan de asymmetrische structuur van het onevenwichtstarief dat ertoe leidt dat een positief onevenwicht (een overschot) veel sterker bestraft wordt dan een negatief onevenwicht (een tekort).

	NRV	grossNRV	NRVpos	NRVneg	#NRVpos	#NRVneg
2007	-3,2	62,7	62,1	63,3	47,9%	52,1%
2008	-7,0	65,2	63,6	66,7	45,8%	54,2%
2009	-1,0	80,3	82,1	78,6	48,5%	51,5%
2010	20,5	94,2	103,7	84,7	55,4%	44,6%
2007-2010	2,3	75,6	77,9	73,3	49,4%	50,6%
2010 tov 2007		50,2%	66,9%	33,8%	15,7%	-14,5%

bron: CREG+ELIA

115. De onevenwichtscompensatie (NRV) kan geleverd worden door verschillende bronnen: secundaire reserves (R2), manuele activatie van 'incremental/decremental bids'³¹, tertiaire reserve (R3), onderbreekbare klanten en inter-TSO compensatie. De onderstaande figuur geeft de opdeling van de evolutie van de bronnen van de NRV voor de laatste drie jaren. Uit deze figuur blijkt dat in 2008 de NRV bijna uitsluitend geleverd wordt door R2, met een miniem deel via manuele activatie van I/D-bids. Het gebruik van I/D-bids neemt in absolute waarde licht toe in 2009. In 2010 is er een duidelijke trend naar meer activatie van I/D-bids en ook van R3. Gezien het feit dat er in meer en meer NRV moet geleverd worden, kan een verhoogd gebruik van I/D-bids en R3 erop wijzen dat de R2 (met een gemiddelde capaciteit van 137 MW) verzadigd geraakt, waardoor de netbeheerder zich genoodzaakt ziet om andere middelen te gebruiken.

³¹ Volgens art. 159 §2 van het KB van 28 december 2002 moeten alle producenten van de Elia-regelzone waarvan het nominale vermogen hoger of gelijk is aan 75 MW hun beschikbare vermogen ter beschikking houden van de netbeheerder. De beschikbare capaciteit worden 'incremental/decremental bids' (I/D-bids) genoemd.



de verschillende bronnen van de onevenwichtscompensatie (NRV) in de periode 2008-2010
Bron: CREG+ELIA

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

Dominique WOITRIN
Directeur

François POSSEMIERS
Voorzitter van het Directiecomité