



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

NOTA

(Z)140109-CDC-1299

over

*“de opvallende evoluties op de Belgische
groothandelsmarkten elektriciteit en gas in
2013”*

gemaakt met toepassing van artikel 23, § 2, tweede lid, 2°
van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie
van de elektriciteitsmarkt en met toepassing van artikel
15/14, §2, 2°, van de wet van 12 april 1965 betreffende
het vervoer van gasachtige producten en andere door
middel van leidingen.

9 januari 2014

VOORAF

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) geeft in deze nota op beknopte wijze een overzicht van de belangrijkste evoluties op de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit en gas. Deze nota is ter aanvulling van de meer gedetailleerde studie die de CREG jaarlijks maakt over de groothandelsmarkt en die in de komende maanden gefinaliseerd wordt.

De bedoeling van deze studies is om alle belanghebbenden, in afwachting van de meer gedetailleerde monitoringstudie, bondig te informeren over de prijzen en het verbruik op de Belgische groothandelsmarkt voor gas en elektriciteit.

Er wordt telkens een historiek gegeven van de voorgaande jaren. Op deze manier kan de lezer een beter begrip krijgen van de evolutie van de groothandelsmarkt.

Sommige gegevens zijn nog niet gevalideerd en kunnen dus nog wijzigen.

Het Directiecomité van de CREG heeft de onderhavige nota goedgekeurd op zijn vergadering van 9 januari 2014.

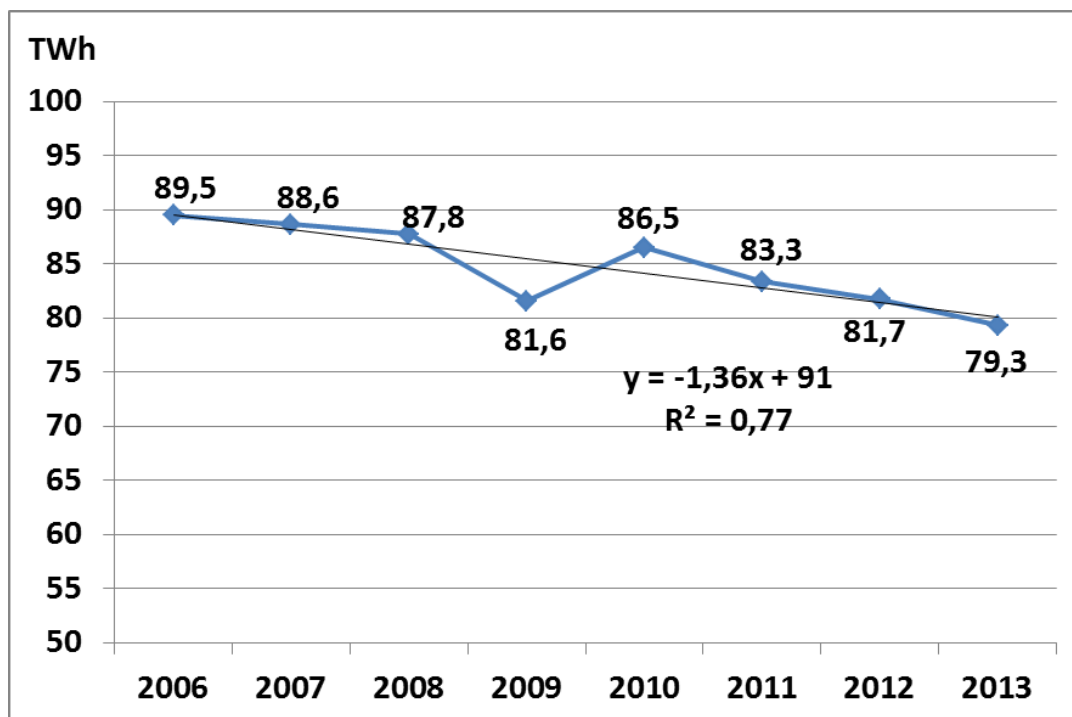
////

I. ELEKTRICITEIT

Verbruik, hernieuwbare productie, import en export

1. De blauwe lijn op de onderstaande figuur geeft het elektriciteitsverbruik voor de periode 2006-2013, zoals gemeten door de transmissienetbeheerder Elia. In 2013 werd er volgens deze meting 79,3 TWh verbruikt, een daling met 2,9% ten opzichte van 2012. Hiermee zit het verbruik onder het niveau van het crisisjaar 2009.

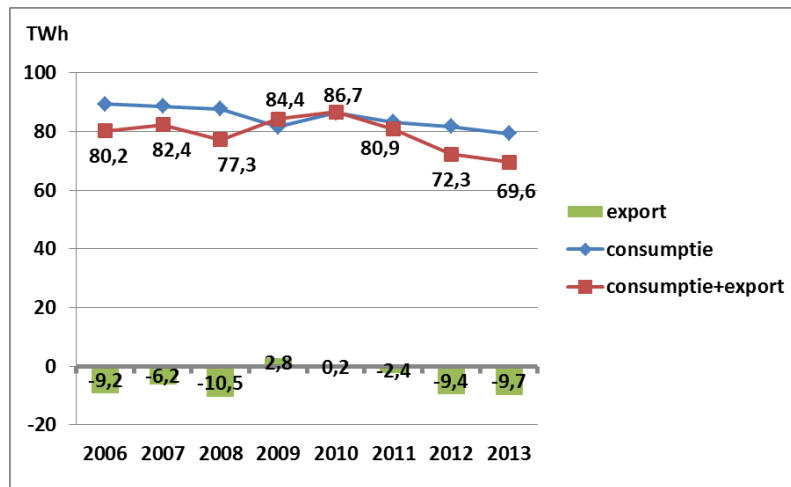
2. Let wel, niet alle consumptie wordt door Elia gemeten. Zo bijvoorbeeld wordt de lokale productie, zoals zonnepanelen, niet door Elia gemeten. Deze lokale productie is de laatste jaren sterk toegenomen. Toch is deze meting relevant, aangezien het een goede indicatie is welk elektriciteitsverbruik er door de markt moet beleverd worden. Deze markt kent sinds 2006 een dalende trend.



Figuur 1: elektriciteitsverbruik zoals gemeten door Elia (in TWh)

3. De groene balkjes op de onderstaande figuur geven de jaarlijkse netto fysische import (negatieve waarde) en export (positieve waarde) naar de Elia-regelzone voor de periode 2006-2013. In 2013 werd er fysisch 9,7 TWh ingevoerd, de hoogste import sinds 2008. De rode lijn geeft de consumptie vermeerderd met de export (en verminderd met de import): dit is een goede

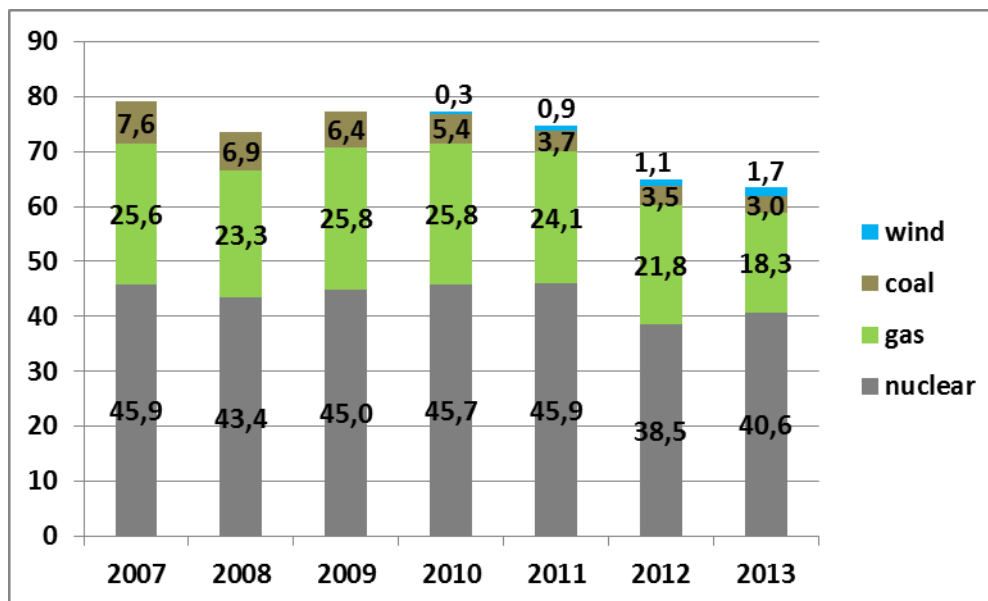
maat voor het elektriciteitsverbruik dat door de Belgische elektriciteitsmarkt moet geleverd worden. In 2013 was dit 69,6 TWh en daarmee het laagste niveau voor de beschouwde periode.



Figuur 2: elektriciteitsverbruik zoals gemeten door Elia en export naar de Elia-regelzone (in TWh)

Productie

4. De onderstaande figuur geeft de reële productie van een aantal types eenheden aangesloten op het Elia-net voor de periode van 2007-2013. De figuur toont de productie van nucleaire, gasgestookte en steenkoolgestookte eenheden, evenals windproductie.



Figuur 3: elektriciteitsproductie in Elia-regelzone zoals gemeten door Elia (in TWh)

5. Uit de figuur blijkt dat de nucleaire productie in 2012 en 2013 met respectievelijk 38,5 en 40,6 TWh relatief laag was in vergelijking met de periode 2007-2011 (gemiddeld 45,2 TWh). Dit is het gevolg van de onbeschikbaarheid van Doel 3 en Tihange 2 van augustus 2012 tot begin juni 2013.

6. Merk op dat de gascentrales de verminderde nucleaire productie niet compenseren: in 2012 en 2013 was de gasgestookte elektriciteitsproductie respectievelijk 21,8 en 18,3 TWh, tegenover gemiddeld 24,9 TWh voor de periode 2007-2011. Dat is voornamelijk te verklaren doordat de weggevallen nucleaire productie wordt gecompenseerd door meer invoer.

7. Ook de steenkoolgestookte elektriciteitsproductie vermindert. Deze daling werd al ingezet vanaf 2007. Dat is voornamelijk te verklaren doordat het oude centrales betreft die uit dienst genomen worden of omgebouwd worden tot bio-massa centrales en uit deze statistieken verdwijnen.

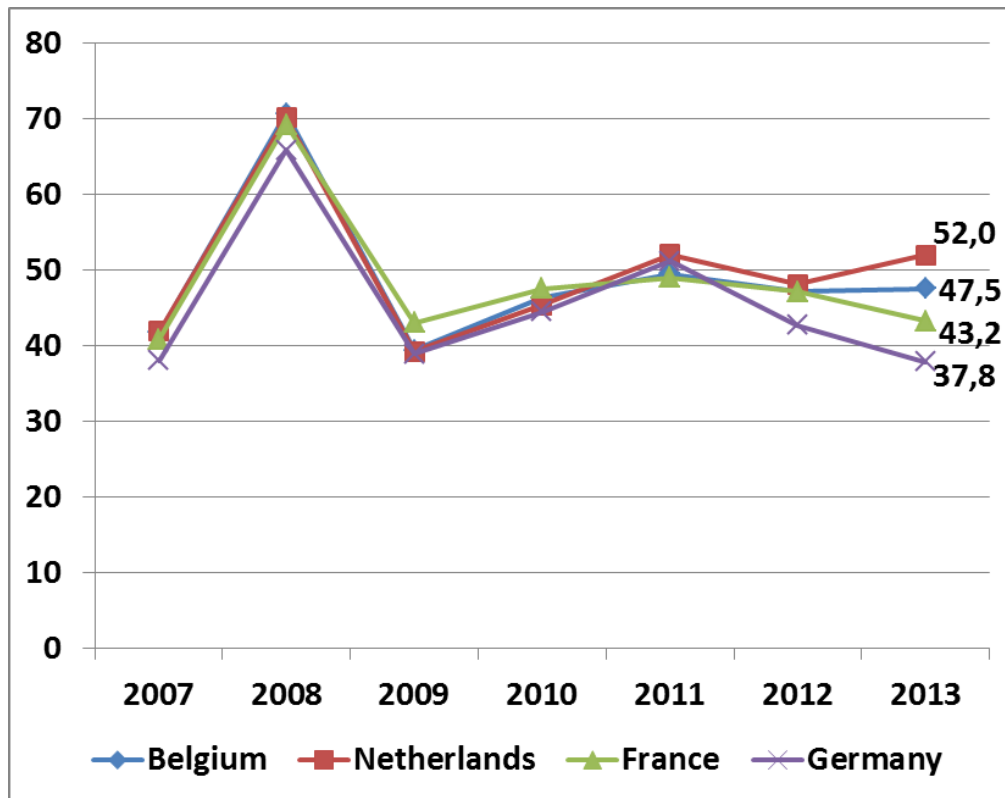
8. In totaal produceren de nucleair, gas- en steenkoolcentrales 61,9 TWh in 2013. In 2007 was dit nog 79,1 TWh of een daling met 17,2 TWh.

9. De windproductie gemeten door Elia stijgt in 2013 sterk naar 1,7 TWh tegenover 1,1 TWh in 2012, maar blijft relatief laag ten opzichte van de nucleaire en gascentrales. De off-shore windmolens produceerden 1,4 TWh; ze hebben een gemiddelde gebruiksfactor van ongeveer 40% of 3500 equivalent vollasturen per jaar.

Kortetermijnmarkt

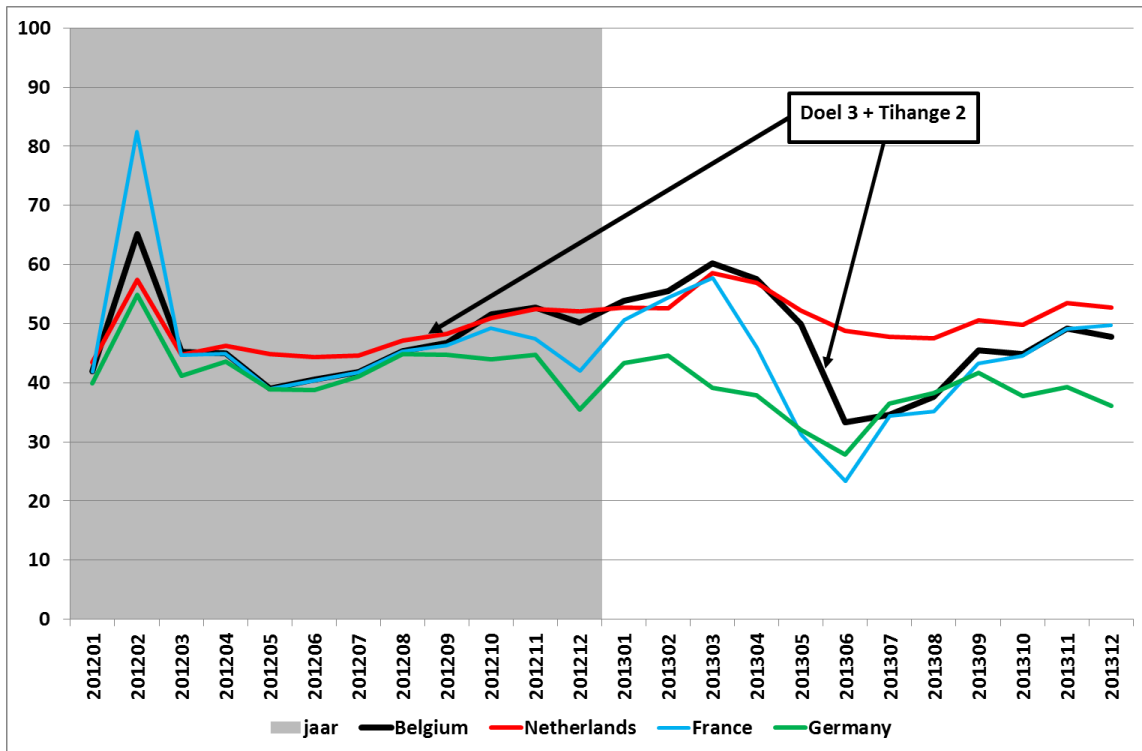
10. De onderstaande figuur geeft voor de periode 2007-2013 de jaarlijkse, gemiddelde elektriciteitsprijs op de *day ahead* markt van België, Nederland, Frankrijk en Duitsland (de centraal-westelijke Europese regio (CWE-regio)). De gemiddelde Belgische *day ahead* prijs in 2013 was 47,5 €/MWh, ongeveer gelijk aan 2012 en 2 €/MWh lager dan in 2011.

11. Uit de figuur blijkt dat er in de periode 2007-2011 een relatief goede prijsconvergentie was, terwijl deze in 2012 en zeker in 2013 vermindert. In 2013 kende Duitsland met 37,9 €/MWh de laagste prijs van de vier landen; dat is ook de laagste prijs in Duitsland voor de beschouwde periode. Nederland kende met 52 €/MWh de hoogste prijs; het verschil tussen Duitsland en Nederland is 14,1 €/MWh.



Figuur 4: gemiddelde elektriciteitsprijs op *day ahead* markt (in €/MWh)

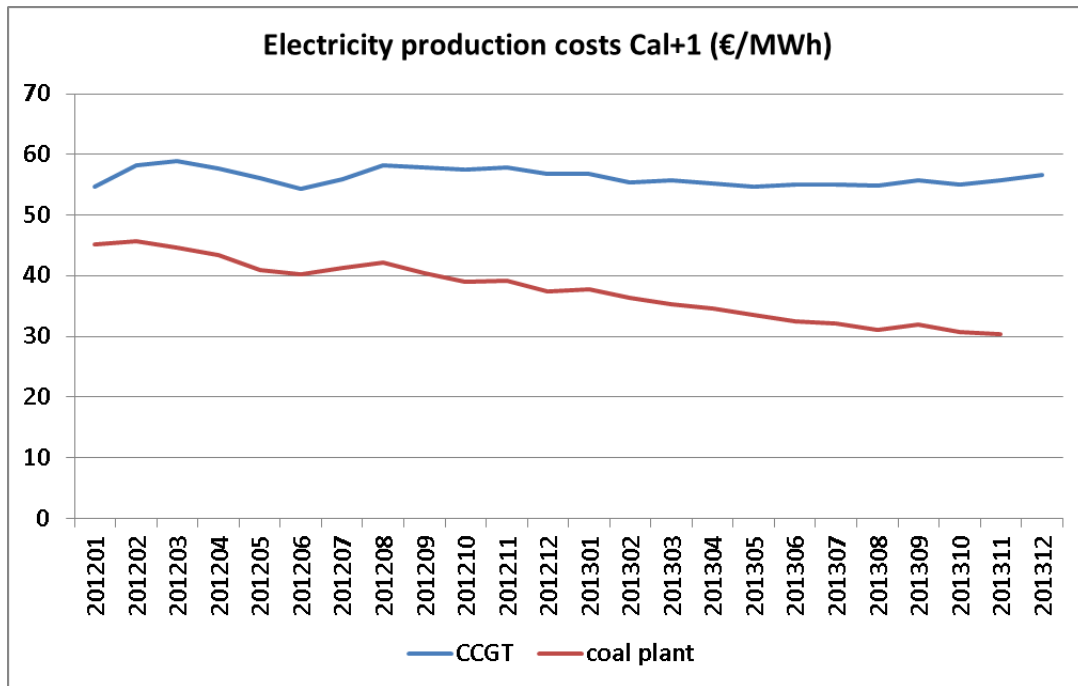
12. De onderstaande figuur bekijkt de periode 2012-2013 meer in detail en geeft gemiddelde prijzen per maand. Hieruit blijkt dat de prijsdivergentie start in de tweede helft van 2012. In eerste instantie volgt België de duurdere Nederlandse prijs. In juni 2013, wanneer de twee onbeschikbare nucleaire centrales terug beschikbaar worden, volgt België de goedkopere Franse prijs. De Duitse prijzen blijven evenwel bijna altijd de laagste in de CWE-regio.



Figuur 5: gemiddelde elektriciteitsprijs op *day ahead* markt (in €/MWh)

13. Een bijkomende verklaring voor de prijsdivergentie zijn de verschillen in het productiepark. België heeft een productiepark dat voor een groot deel uit nucleaire productiecapaciteit bestaat, aangevuld met voornamelijk gascentrales. De hernieuwbare capaciteit is niet gering (ongeveer 2,5 GW zon, 1,5 GW wind), maar levert nog steeds een marginale energieproductie. Frankrijk kent een gelijkaardig productiepark, echter met een gevoelig groter aandeel nucleair capaciteit en minder gascapaciteit en hernieuwbare capaciteit. Nederland heeft bijna geen nucleaire capaciteit en heeft vooral gascapaciteit. Duitsland heeft een relatief kleine nucleaire capaciteit, maar een grote capaciteit aan steenkool en bruinkool, evenals een grote capaciteit aan hernieuwbare energie (ongeveer 35 GW wind en 35 GW zon).

14. De verschillen in het productiepark worden nog versterkt door het verschil in de productiekost van gas- en steenkoolcentrales dat in 2012 en 2013 nog groter geworden is. De onderstaande figuur geeft deze productiekost in €/MWh voor een typische gas- en steenkoolcentrale (rendement respectievelijk 50% en 33%). De evolutie is duidelijk: de gemiddelde productiekost van steenkoolcentrales wordt nog lager, waardoor de Duitse steenkoolcentrales de gascentrales nog meer verdringen uit de 'merit order'.



Figuur 6: productiekost elektriciteit op *month ahead* markt van een typische gasgestookte (CCGT) en steenkoolgestookte (coal plant) centrale (in €/MWh)

15. Negatieve prijzen – day ahead. In 2012 werden voor het eerst negatieve prijzen gevormd op de Belgische day ahead markt Belpex DAM: tijdens 7 uren waren er licht negatieve prijzen (tot minimaal -5 €/MWh). In 2013 waren er 15 uren met negatieve prijzen, waarvan 11 uren tijdens zondag 16 juni 2013, met negatieve prijsspieken tot -200 €/MWh en een negatieve baseloadprijs van -41 €/MWh.

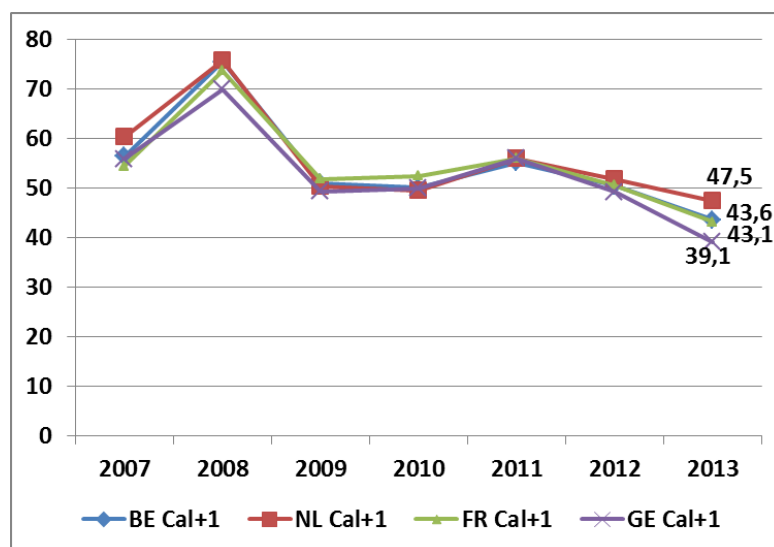
16. Negatieve prijzen – reële tijd (balancing). Negatieve prijzen komen op de balancing markt, de markt in reële tijd, vaker voor en de prijsspieken kunnen nog negatiever zijn. Al in december 2010 werden een aantal negatieve prijzen gevormd. In 2012 werden er voor een positief onevenwicht gedurende 3082 kwartieren negatieve prijzen gevormd op de balancingmarkt. In 2013 nam dit af tot 2305 kwartieren. De minimale negatieve balancingprijs voor een positief onevenwicht daalde in 2013 nog sterker, tot -313 €/MWh; in 2012 was dit nog -238 €/MWh.

Langetermijnmarkt

17. De onderstaande figuur geeft voor de periode 2007-2013 de jaarlijkse, gemiddelde elektriciteitsprijs op de *year ahead* markt voor België, Nederland, Frankrijk en Duitsland (de centraal-westelijke Europese regio (CWE-regio)). De gemiddelde Belgische *year ahead* prijs in 2013 was 43,6 €/MWh, fors minder dan in 2012 toen het gemiddelde nog 50,4 €/MWh en een nog sterkere daling ten opzichte van 2011 met 55,2 €/MWh.

18. Uit de figuur blijkt dat er in de periode 2007-2012 een relatief goede prijsconvergentie was, terwijl in 2013 vermindert. In 2013 kende Duitsland met 39,1 €/MWh de laagste prijs van de vier landen; dat is ook veruit de laagste prijs in Duitsland voor de beschouwde periode. Nederland kende in 2013 met 47,5 €/MWh de hoogste prijs; het verschil tussen Duitsland en Nederland is 8,4 €/MWh. De prijzen liggen nog steeds gevoelig lager dan in 2007 en 2008 en kennen sinds 2010 opnieuw een dalende trend.

19. In de loop van 2013 werd de prijsdivergentie groter, met in december een gemiddelde *year ahead* prijs van 37,6 €/MWh in Duitsland en 48,8 €/MWh in Nederland. België zat met 44,1 €/MWh onder Nederland, maar hoger dan Frankrijk met 41,1 €/MWh.

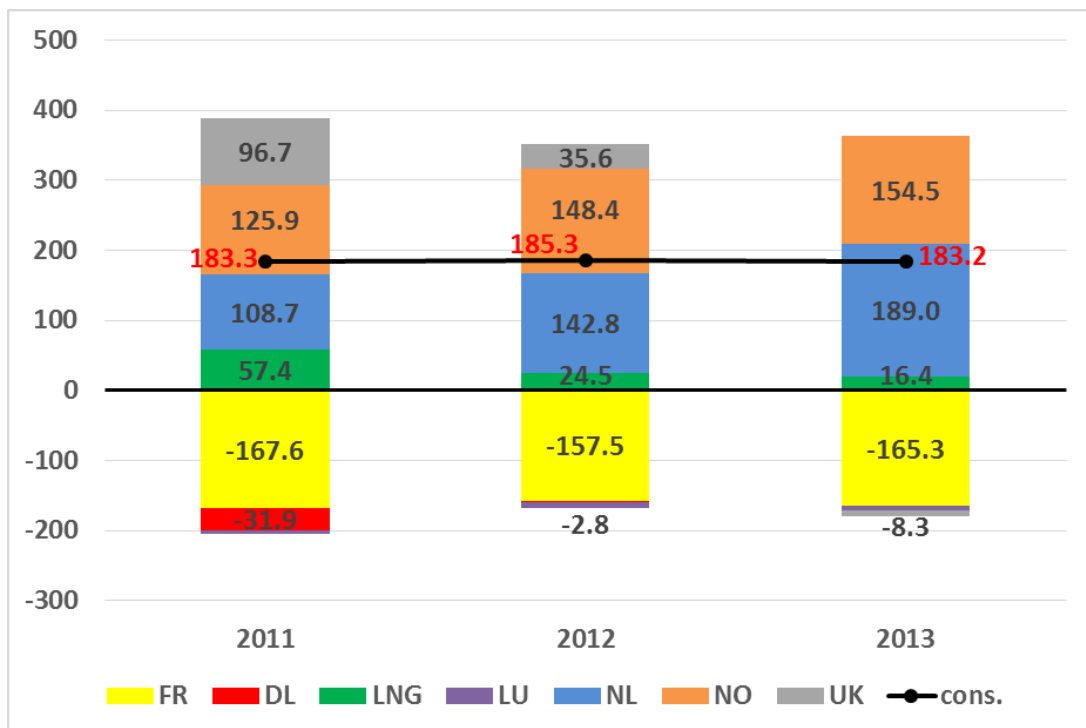


Figuur 7: gemiddelde elektriciteitsprijs op *year ahead* markt (in €/MWh)

II. GAS

Verbruik, import en export, opslag

20. De onderstaande grafiek geeft voor de periode 2011-2013 de netto gasstromen per land of via LNG, zowel voor import (positief) als export (negatief). De zwarte lijn geeft het verschil tussen import en export en is dan ook de netto gasconsumptie in België¹. In 2013 was dit 183 TWh, ongeveer gelijk aan de twee vorige jaren.



Figuur 8: Belgische import en export van gas (in TWh)

21. Hoewel de Belgische gasconsumptie nauwelijks gewijzigd is, is de aanvoer van aardgas wel sterk gewijzigd:

- Verenigd Koninkrijk (UK): België importeerde in 2011 nog netto 97 TWh uit de UK, terwijl in 2013 er 8 TWh netto *uitgevoerd* werd, een verandering van 105 TWh op twee jaar tijd.
- Nederland (NL): België importeerde in 2011 nog netto 109 TWh via Nederland, terwijl in 2013 er 189 TWh netto geïmporteerd werd, een stijging van 80 TWh op twee jaar tijd of 74%.

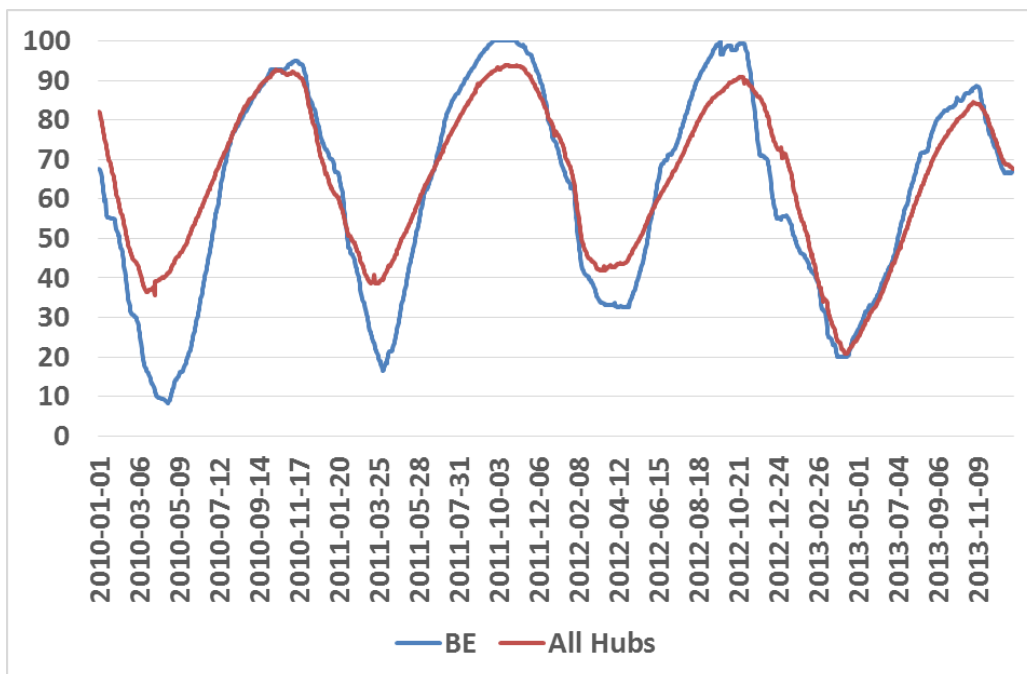
¹ Dit is niet exact het netto verbruik aangezien er ook netto stockwijzigingen zijn in de opslag van Loenhout (2011:-0,36 TWh; 2012:+1,45 TWh; 2013:-0,73 TWh).

- Noorwegen: de import uit Noorwegen steeg van 125 TWh in 2011 naar 155 TWh in 2013, of een stijging met 23% op twee jaar.
- LNG: de import via LNG nam af van 57 TWh in 2011 naar 16 TWh in 2013, of een daling met 71% op twee jaar.

België heeft een zeer volatiel patroon van gasstromen in het kader van de grensoverschrijdende handel waarin België een draaischijf is, en niet zozeer voor de levering voor de binnenlandse markt. Bovendien is het net deze grensoverschrijdende handel die zorgt voor liquiditeit in België zelf.

22. De uitvoer is minder sterk veranderd. De uitvoer van Frankrijk zat in 2013 met 165 TWh ongeveer op hetzelfde niveau als in 2011, na een daling in 2012. De netto uitvoer van 32 TWh naar Duitsland in 2011 veranderde wel in een netto invoer in 2013 van 4 TWh.

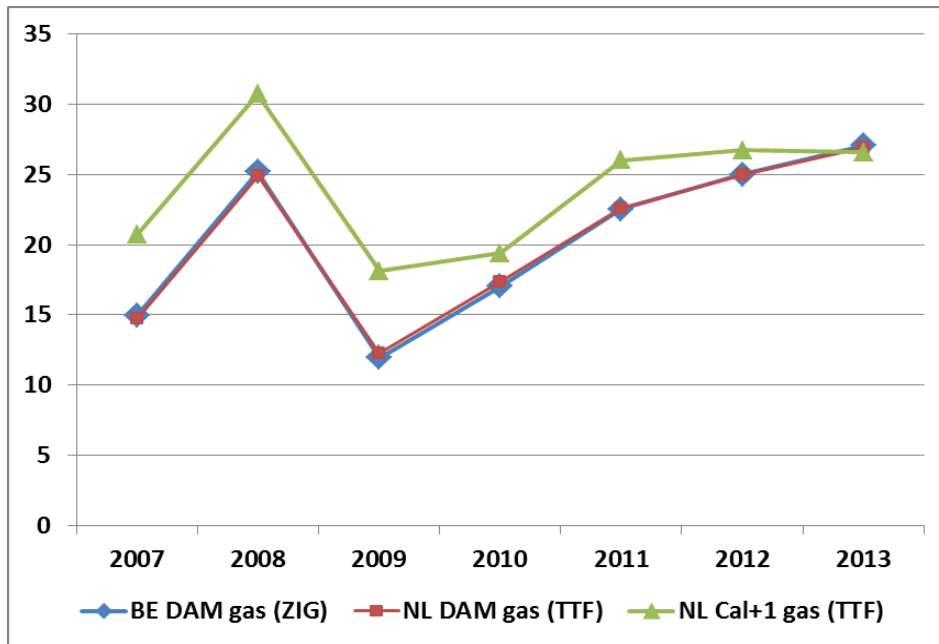
23. Opslag. De onderstaande grafiek geeft de dagelijkse vullingsgraad van de stockage van aardgas in België (blauwe lijn) en in Europa (rode lijn) voor de periode 2010-2013. Uit de figuur blijkt dat in 2013 de maximale vullingsgraad voor België en Europa zich onder 90% bevond. Tevens valt het steeds meer gelijke vullingspatroon in België en Europa op; in 2013 is dit nagenoeg gelijk geworden.



Figuur 9: vullingsgraad in België (BE) en Europa (All Hubs) (in % van capaciteit)

Korte- en langetermijnmarkt

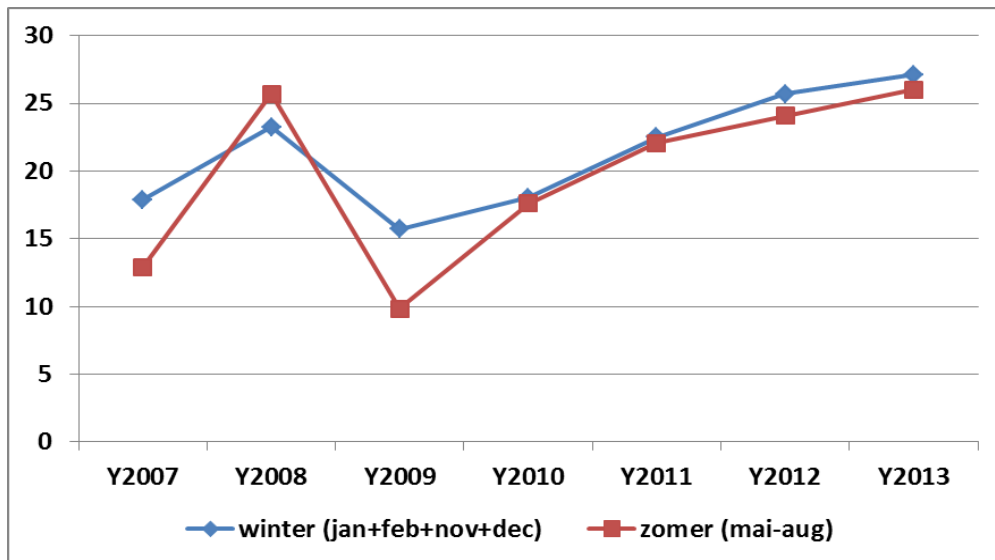
24. De onderstaande figuur geeft met de blauwe en rode lijnen de jaarlijks gemiddelde *day ahead* gasprijs voor respectievelijk België en Nederland (in €/MW). De twee lijnen vallen nagenoeg samen, wat erop wijst dat er vlotte grensoverschrijdende aardgashandel mogelijk is tussen België en Nederland (althans voor H-gas). De groene lijn geeft de jaarlijks gemiddelde *year ahead* gasprijs voor Nederland.



Figuur 10: gemiddelde gasprijs op *day* en *year ahead* markt (in €/MWh)

25. Wat opvalt is de evolutie van zowel de *day ahead* als de *year ahead* prijs: sinds het crisisjaar 2009 blijft de gasprijs gestaag stijgen, vooral op de *day ahead* markt. In 2012 was de gemiddelde *day ahead* prijs al 25 €/MWh, nagenoeg hetzelfde niveau als in 2008. In 2013 stijgt de *day ahead* prijs verder naar 27,1 €/MWh, de hoogste nominale prijs voor de beschouwde periode.

26. Een andere opvallende evolutie is het lage prijsverschil tussen winter en zomer. De onderstaande figuur geeft de gemiddelde *day ahead* prijs voor België voor de zomer en wintermaanden. Sinds 2010 is het verschil niet hoger dan 1,6 €/MWh. De anomalie in 2008, met de zomerprijs hoger dan de winterprijs, is te verklaren door de sterk stijgende energieprijzen in de zomer van 2008 tot de economische crisis toesloeg in september 2008.



Figuur 10: gemiddelde gasprijs op *day ahead* markt in winter en zomer (in €/MWh)

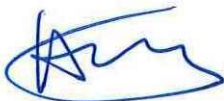
III. CONCLUSIE

27. De voornaamste conclusies zijn volgens de CREG de volgende:

- Het totale Belgische elektriciteitsverbruik zoals door de netbeheerder gemeten was in 2013 79,3 TWh. Daarmee werd ook in 2013 de dalende trend van dit verbruik aangehouden.
- De lagere nucleaire elektriciteitsproductie in 2012 en 2013 wordt voornamelijk gecompenseerd door meer invoer uit het buitenland en niet door de Belgische gasgestookte eenheden; in 2012 en 2013 werd respectievelijke 9,4 TWh en 9,7 TWh ingevoerd.
- De elektriciteitsprijs op de kortetermijnmarkt was gemiddeld 47,5 €/MWh in 2013, ongeveer gelijk aan 2012 en 2 €/MWh lager dan in 2011.
- Zowel op de kortetermijnmarkt als op de langetermijnmarkt kenden de elektriciteitsprijzen op de groothandelsmarkten in België, Nederland, Frankrijk en Duitsland een toenemende divergentie, met Duitsland de laagste en Nederland de hoogste prijzen.
- De gasconsumptie in 2013 in België was 183 TWh, een lichte daling ten opzichte van 2012 en nagenoeg hetzelfde als in 2011.
- De gasprijs op de kortetermijnmarkt stijgt sinds 2009 jaar na jaar en was in 2013 gemiddeld 27,1 €/MWh. De gasprijs op de langetermijnmarkt bleef nagenoeg constant ten opzichte van 2012.

////

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitster van het directiecomité