

Nota

(Z)1601

19 januari 2017

Nota over de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten voor elektriciteit en aardgas in 2016.

Opgesteld 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.

Niet-vertrouwelijk

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
EXECUTIVE SUMMARY.....	3
1. Elektriciteit	4
1.1. Elektriciteitsproductie	4
1.2. Elektriciteitsafname.....	5
1.3. Uitwisseling van elektriciteit	6
1.4. Interconnecties.....	9
1.5. Balancing	11
2. Aardgas.....	13
2.1. Grensoverschrijdende aardgasstromen en aardgasverbruik	13
2.2. Opslag.....	15
2.3. LNG	16
2.4. Korte- en langetermijnmarkt.....	17
3. CONCLUSIE	19

EXECUTIVE SUMMARY

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 groothandelsmarkten voor elektriciteit en gas in 2016. Deze nota is in afwachting van de meer gedetailleerde studies die de CREG jaarlijks maakt over de groothandelsmarkten en die in de komende maanden gefinaliseerd worden.

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

Er wordt telkens een historiek gegeven van de voorgaande jaren. Op deze manier krijgt de lezer een beter begrip van de evoluties op de groothandelsmarkten.

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

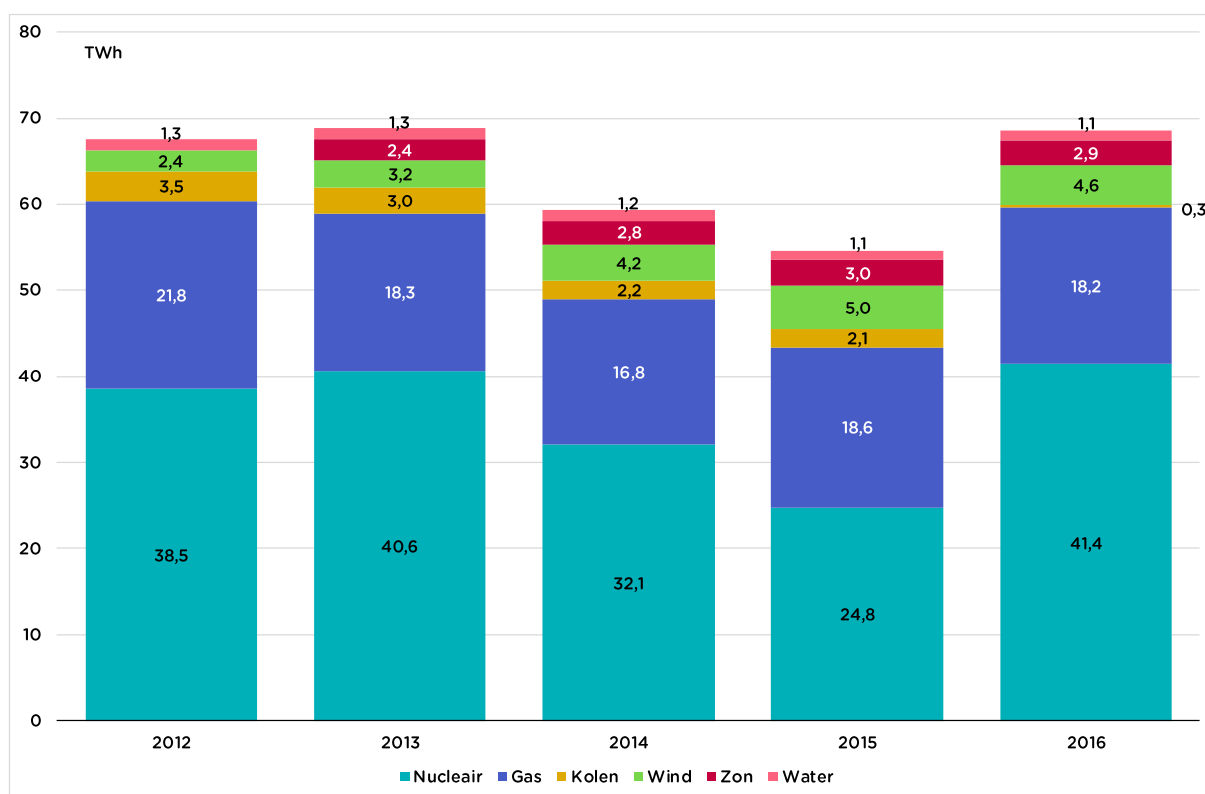
Het Directiecomité van de CREG heeft de onderhavige nota goedgekeurd op zijn vergadering van 19 januari 2017.

1. ELEKTRICITEIT

1.1. ELEKTRICITEITSPRODUCTIE

1. Productiecentrales injecteerden in 2016 een 21,6% hoger volume van elektriciteit dan in 2015 (Figuur 1). De nucleaire elektriciteitsproductie nam toe met 67%. Kolencentrales verliezen het grootste aandeel in de elektriciteitsproductie in België van alle controleerbare productietechnologieën (-86%). Opvallend is dat het aandeel van elektriciteit geproduceerd door gasgestookte eenheden slechts met 2,2% gedaald is ondanks de sterke toename aan (goedkopere) elektriciteit geproduceerd door nucleaire centrales.

2. Het volume van in België gegenereerde intermitterende hernieuwbare energie (wind en zon) daalde met 6,3% of 0,5 TWh in 2016. De daling is vooral te wijten aan een lagere energieproductie in het laatste kwartaal ten opzichte van hetzelfde kwartaal in 2015. De hoeveelheid gegenereerde zonne-energie in België daalde met 3,4% ten opzichte van 2015. De hoeveelheid gegenereerde windenergie daalde met 8,3% ten opzichte van 2015.

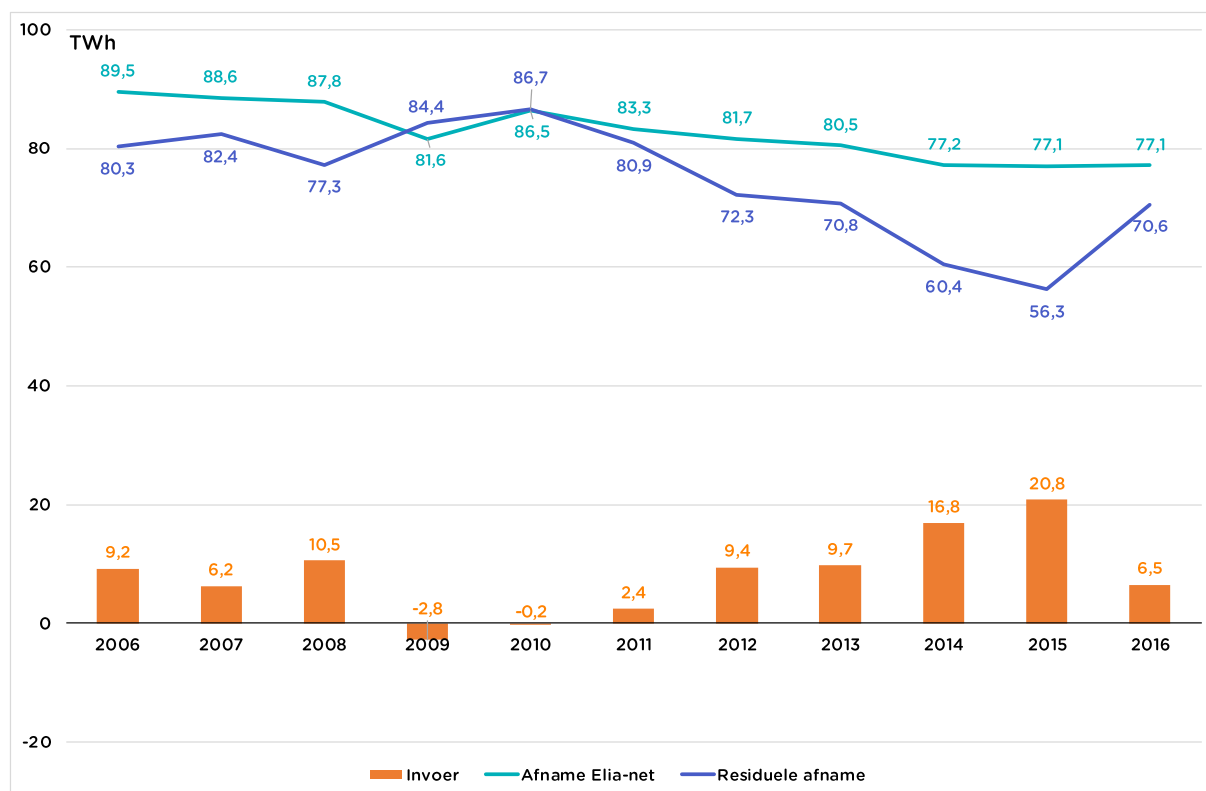


Figuur 1 – Volume aan geproduceerde elektriciteit in 2016, per geselecteerde productietechnologie

1.2. ELEKTRICITEITSAFNAME

3. Het jaarlijks afgenomen volume van het Elia-net bedraagt 77,1 TWh in 2016 en blijft daarmee gelijk ten opzichte van 2015 (Figuur 2). Er werd evenwel fysisch netto 2/3 minder ingevoerd waardoor de residuele afname (het afnamevolume dat gedekt moet worden door elektriciteit geproduceerd door eenheden aangesloten op het Elia-net) sterk stijgt. De daling van het volume aan ingevoerde elektriciteit wordt verklaard door de toename aan door nucleaire centrales gegenereerde elektriciteit: de Belgische nucleaire centrales concurreren eerder centrales gelegen in het buitenland uit de markt dan concurrerende productietechnologieën gelegen in België, waardoor er minder nood is aan invoer om eenzelfde afnamebehoefte in België te voldoen.

4. Er zijn weinige verschillen op te merken aan de belastingkromme bij vergelijking tussen 2016 en 2015. De piekafname ligt met 12,7 GWh/h in 2016 slechts 0.1 GWh/h hoger. De daling van de kromme vanaf deze piekafname verloopt ook iets steiler: de daling in afname tijdens de 800 kwartieren waarin de afname het hoogst is bedraagt 1,5 GWh/h in 2016 ten opzichte van 1,3 TWh in 2015. De daling van energieproductie uit intermitterende hernieuwbare energiebronnen aangesloten op het distributieniveau (wind en zon) kan deze kleine variaties ten opzichte van vorig jaar verklaren.



Figuur 2 – Volume aan elektriciteit afgenomen van het Elia-net en aan fysisch netto ingevoerde elektriciteit uit het buitenland.

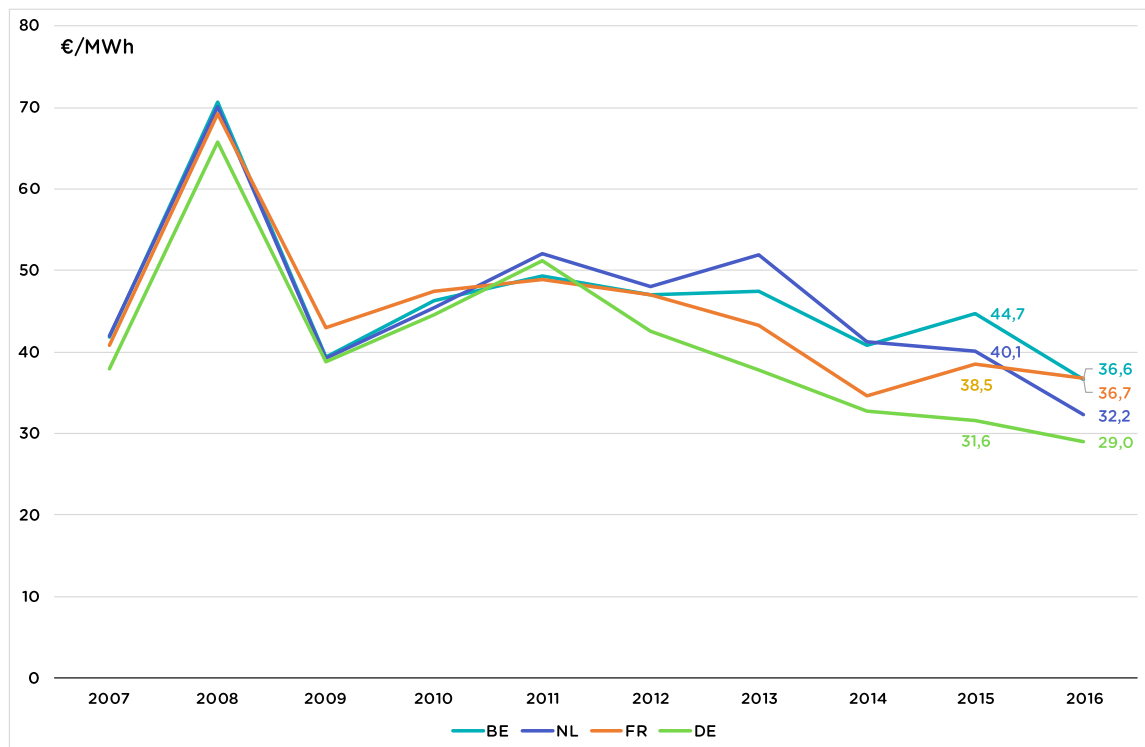
1.3. UITWISSELING VAN ELEKTRICITEIT

5. De gemiddelde dagmarktprijs voor levering van elektriciteit in België ligt in 2016 8,1 €/MWh of 18,1% lager dan in 2015 en is hierdoor ongeveer gelijk aan die voor levering van elektriciteit in Frankrijk (Figuur 3). Ter vergelijking, de gemiddelde prijs voor contracten voor levering van een basislastprofiel aan elektriciteit in 2016, verhandeld in 2015, bedroeg 43,4 €/MWh, of 6,8 €/MWh hoger dan de gerealiseerde gemiddelde dagmarktprijs (Figuur 5). Zich (deels) bevoorraden via de dagmarkt is ook in 2016 voordeliger dan zich bevoorraden via de langetermijnmarkten.

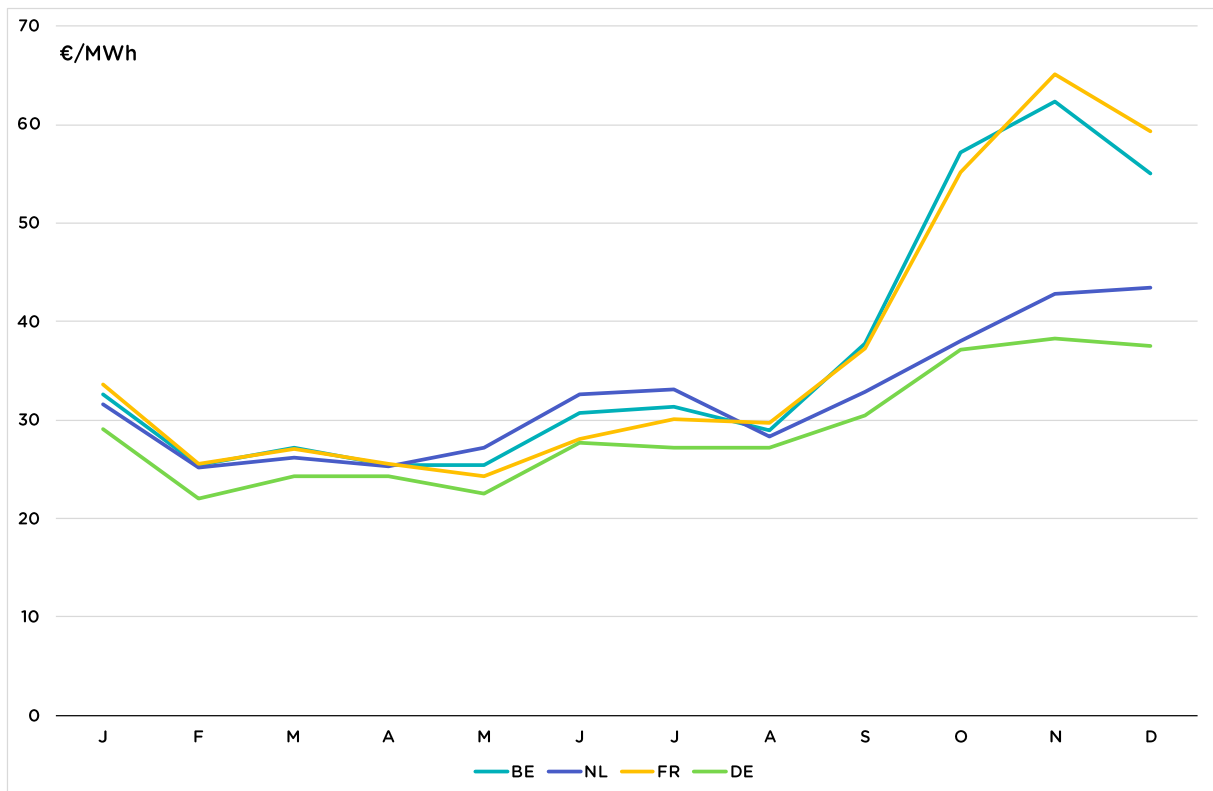
De dagmarktprijs in België ligt 14% hoger dan die in Nederland, die haar convergentie richting de gemiddelde dagmarktprijs voor levering van elektriciteit in Duitsland verder zet. De spreiding van de hoogste en laagste prijs in de CWE-regio bedraagt 17,4 €/MWh: lager dan in 2015, en dit in zowel absolute als relatieve zin.

6. Visualisatie van de gemiddelde maandelijkse dagmarktprijzen voor elke biedzone in de CWE-regio toont dat de prijsdivergentie zich vooral vanaf september manifesteert en zich tot het einde van het jaar doorzet (Figuur 4). Deels vindt deze divergentie haar oorzaak in het lagere volume van nucleaire energieproductie in België en in Frankrijk, en deels in het lagere volume aan intermitterende hernieuwbare energieproductie.

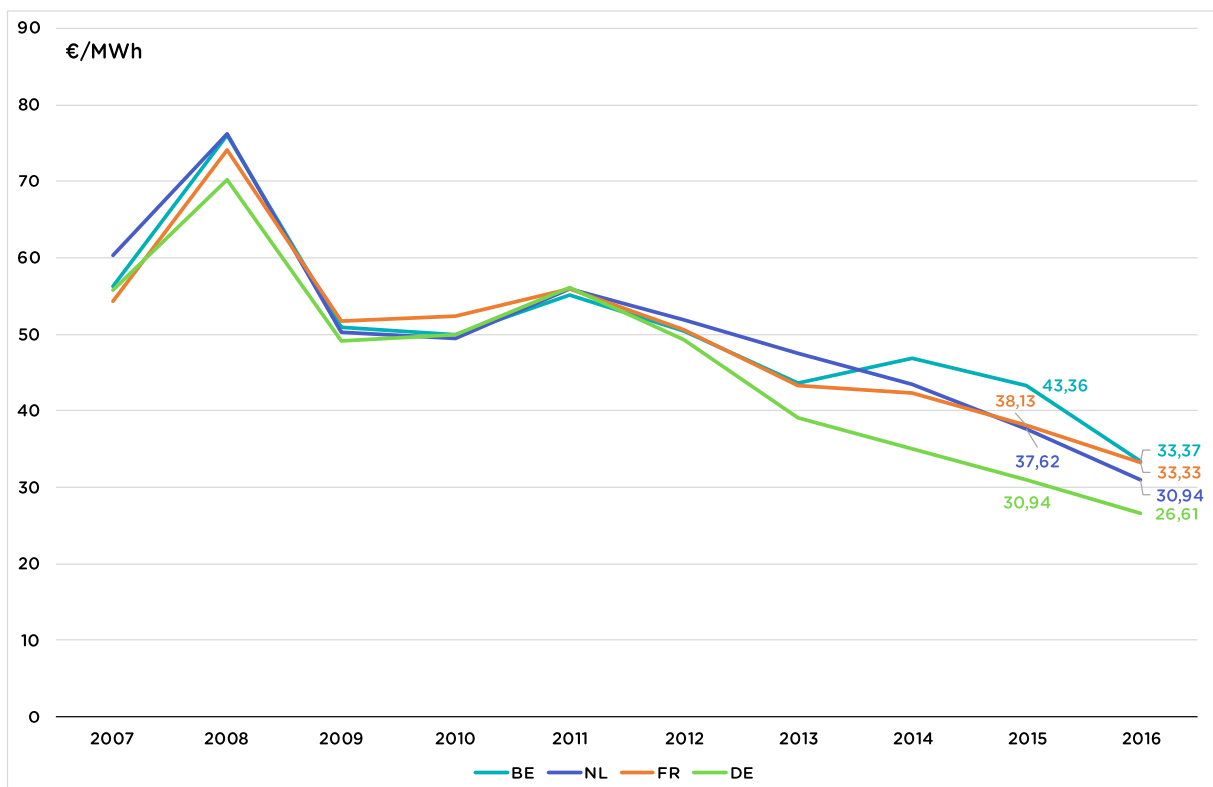
7. Op basis van de handel, in de loop van 2016 en op publieke marktplaatsen, van contracten voor levering van een basislastprofiel van elektriciteit in 2017, wordt voor volgend jaar een verdere daling van de gemiddelde dagmarktprijs van elektriciteit verwacht (Figuur 5). Daarenboven is de verwachting dat gemiddelde dagmarktprijzen van de landen in de CWE-regio zal dalen. Een basislastprofiel van elektriciteit voor levering in België in 2017 wordt gemiddeld een jaar op voorhand gewaardeerd aan 33,37 €/MWh. Deze prijs verschilt licht met die voor levering in Frankrijk (33,33 €/MWh). Naast de prijsconvergentie tussen België en Frankrijk daalt de spreiding tussen de gemiddeld prijs voor levering van elektriciteit in België en die voor levering in Nederland (2,43 €/MWh). Analoog daalt de spreiding ook met die voor levering van elektriciteit in Duitsland (6,76 €/MWh).



Figuur 3 – Gemiddelde dagmarktprijzen voor levering van elektriciteit in de landen van de CWE-regio.



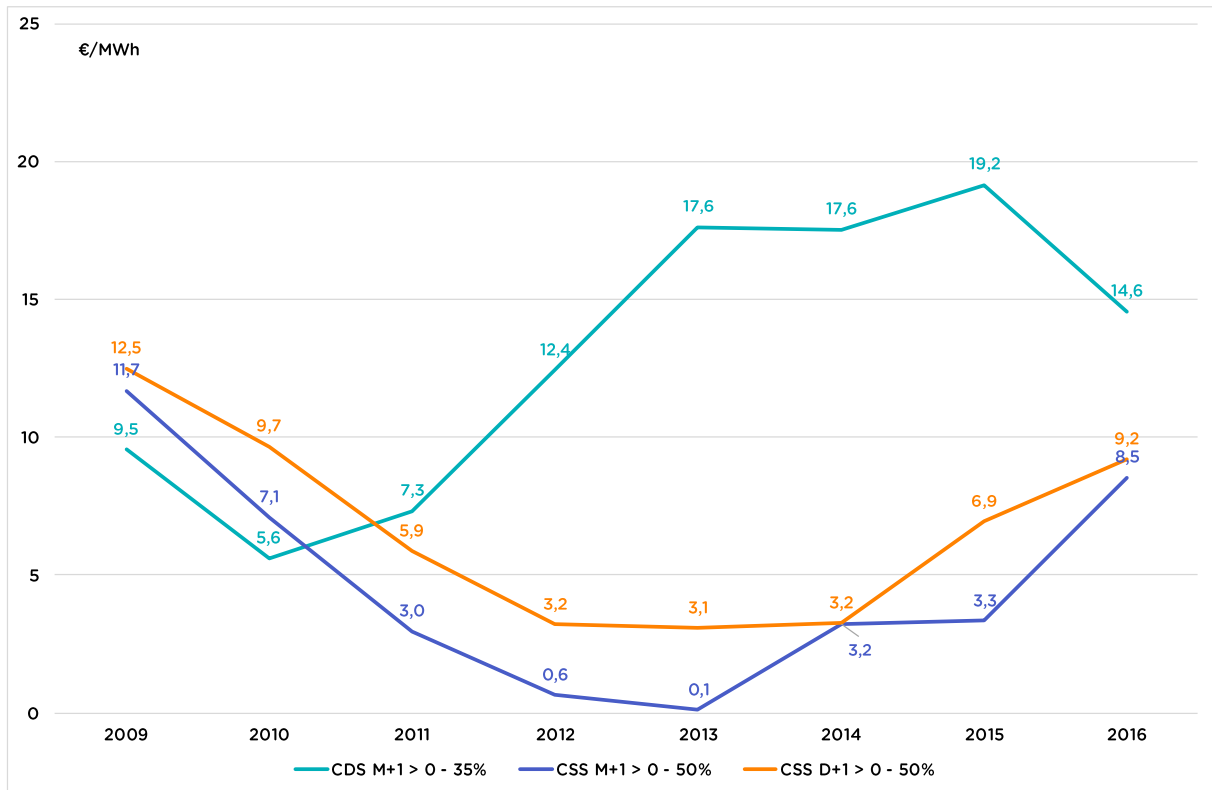
Figuur 4 - Gemiddelde dagmarktprijzen voor levering van elektriciteit in de landen van de CWE-regio.



Figuur 5 – Gemiddelde prijs tijdens een handelsjaar van een contract voor levering van een basislastprofiel van elektriciteit per biedzone in de CWE-regio.

8. Ondanks de daling van de prijs van *year-ahead* contracten voor levering van een basislastprofiel van elektriciteit in 2017 is het gemiddelde van de positieve verschillen (i.e. 0 indien het verschil

negatief is) tussen de *month-ahead* prijs om elektriciteit te genereren en de grondstofkost om deze rendabel op te wekken via een STEG-centrale met 50% rendement gestegen naar 8,5 €/MWh (Figuur 6). Gebruik makende van de *day-ahead* prijzen resulteert de winstgevendheid tot 9,2 €/MWh. Het gemiddelde van het verschil van de *month-ahead* prijzen voor de rendabele opwekking van elektriciteit via een kolencentrale met 35% rendement is daarentegen sterk gedaald, maar ligt met 14,6 €/MWh nog altijd significant hoger dan die met een STEG-centrale.

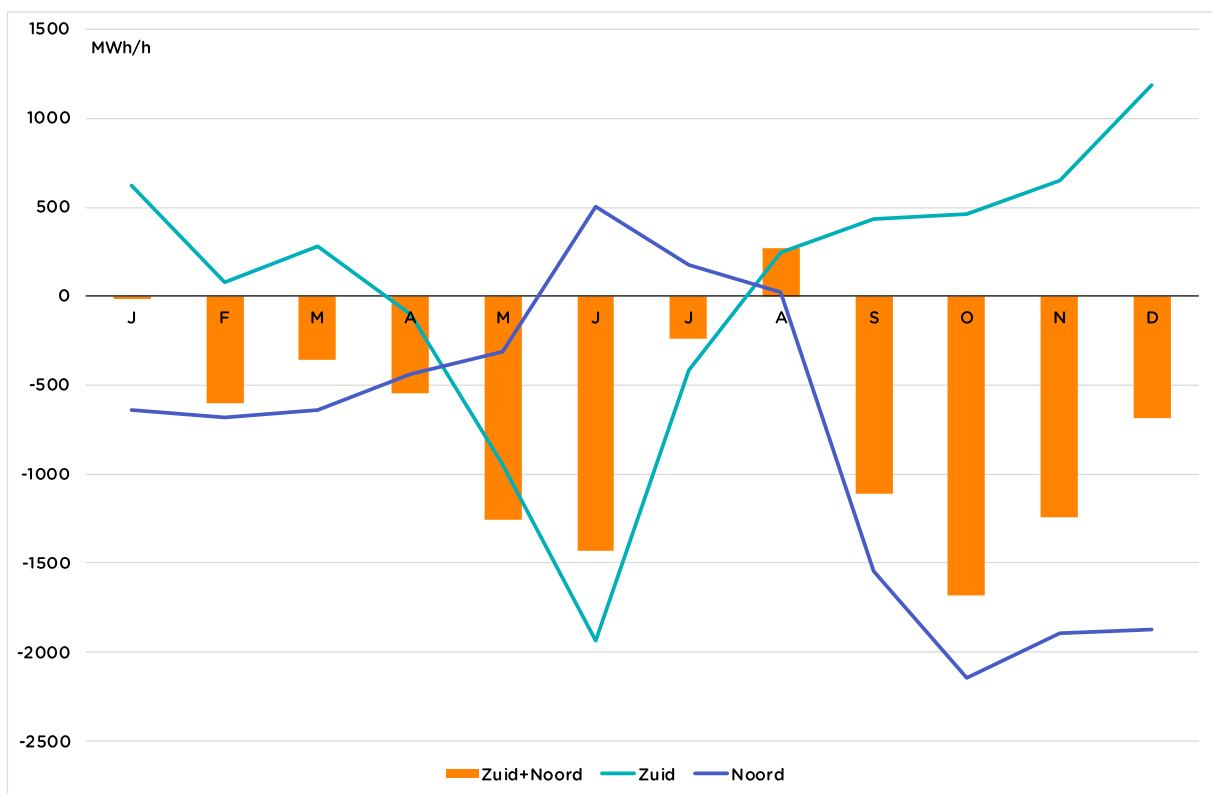


Figuur 6 – Jaarlijkse gemiddelde (positieve) Clean Dark Spread (CDS, rendement 35%) en Clean Spark Spread (CSS, rendement 50%) voor de levering van elektriciteit in de Belgische biedzone

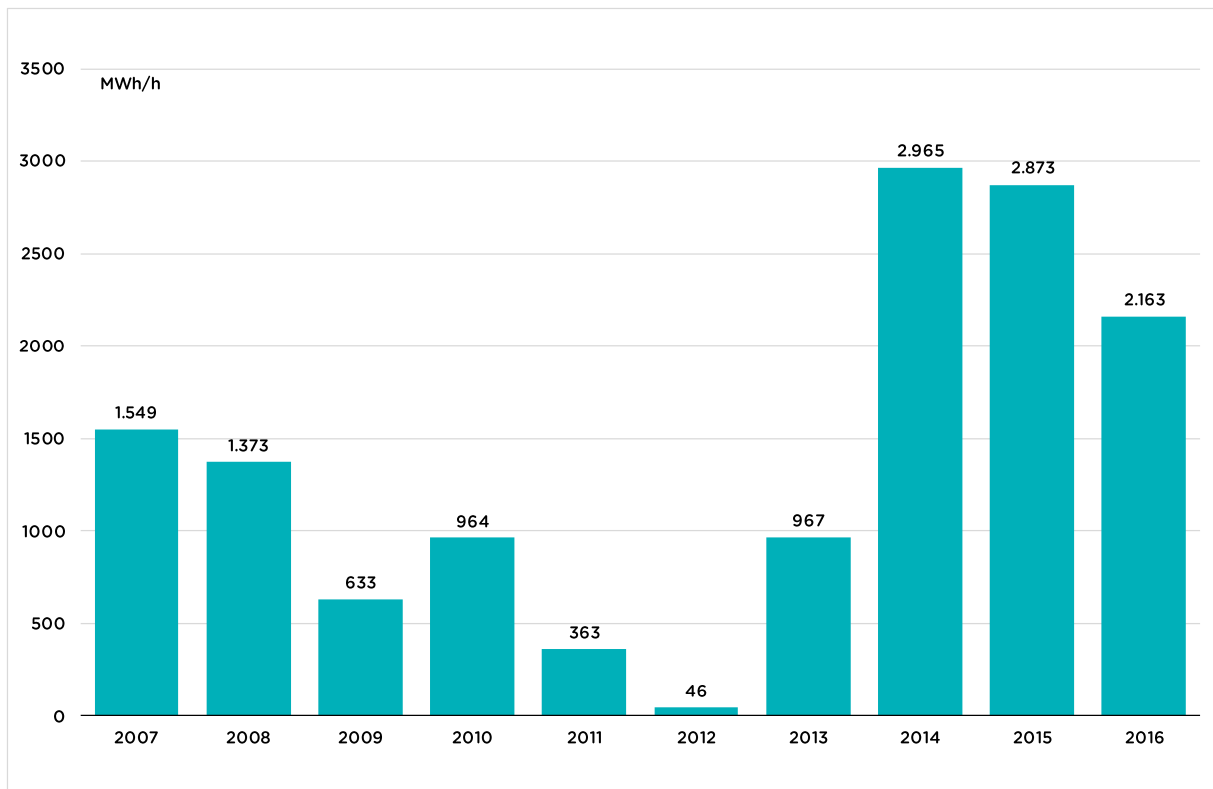
1.4. INTERCONNECTIES

9. In 2016 werd er fysisch bruto 3,99 TWh ingevoerd uit Frankrijk en 8,74 TWh uit Nederland. Dit is een vermindering van respectievelijk 60% en 35% ten opzichte van 2015. Er werd fysisch bruto 4,43 TWh uitgevoerd naar Frankrijk (3 keer meer dan vorig jaar) en 1,81 TWh (77% meer dan vorig jaar) naar Nederland. De gemiddelde netto fysieke stromen tonen dat de uitwisselingen met de buurlanden het hoogst zijn in juni en vanaf september tot het einde van het jaar (Figuur 7). In augustus exporteerde België zelfs elektriciteit.

10. Ten opzichte van 2015 wordt er in 2016 minder fysisch ingevoerd tijdens uren met een dagmarktprijs die hoger ligt dan 100 €/MWh (Figuur 8). Dit doet vermoeden dat, in tegenstelling tot 2015, de fysieke grenzen van de beschikbare interconnectiecapaciteit minder efficiënt benut wordt. De figuur illustreert ook dat de marktkoppeling, die toegepast wordt sinds eind 2013, aan België toelaat om meer elektriciteit te importeren dan daarvoor.



Figuur 7 – Gemiddelde maandelijks netto fysieke uitwisselingen van elektriciteit tussen België en de met haar geconnecteerde buurlanden.

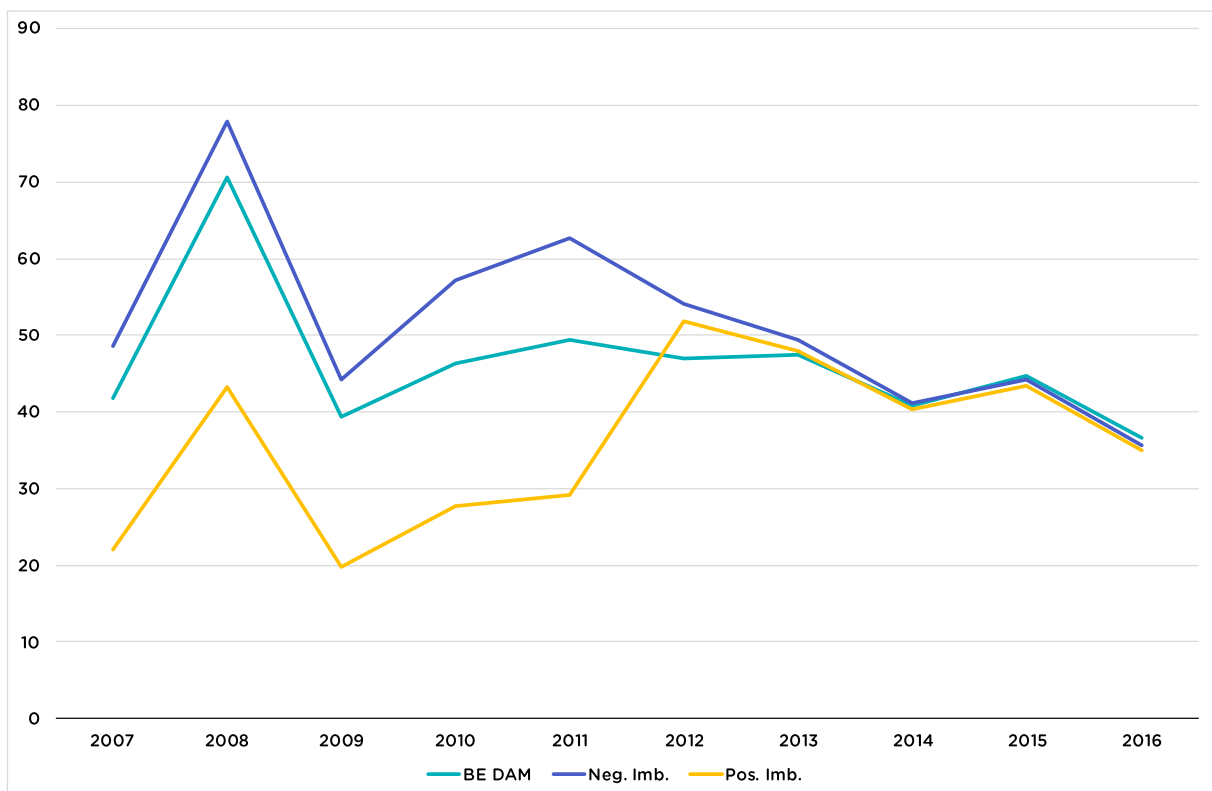


Figuur 8 – Gemiddelde netto fysische uitwisselingen van elektriciteit tussen België en de met haar geconnecteerde buurlanden tijdens uren waarop de dagmarktprijs hoger ligt dan 100 €/MWh.

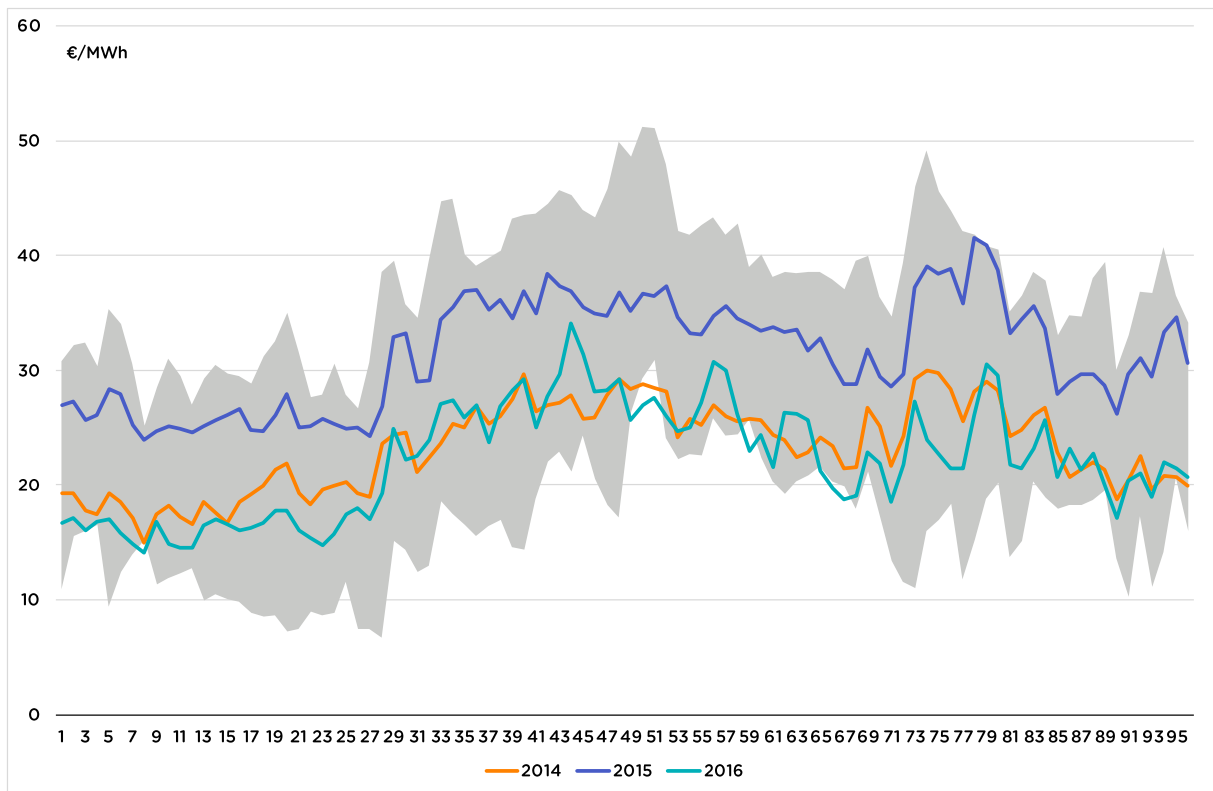
1.5. BALANCING

11. De convergentie tussen de gemiddelde jaarlijkse dagmarktprijs, negatieve onevenwichtsprijs en positieve onevenwichtsprijs blijft ook in 2016 behouden (Figuur 9). De gemiddelde tarieven voor positieve en negatieve onevenwichten liggen iets lager dan de gemiddelde dagmarktprijs.

12. Onevenwichtstarieven kunnen weliswaar binnen een uur sterk afwijken van de dagmarktprijs in dat uur. Flexibele eenheden kunnen hiervan gebruik maken door een positieve afwijking van het genomineerd vermogen te creëren wanneer het onbalanstarief voor positieve evenwichten hoger ligt dan de dagmarktprijs of door een negatieve afwijking van het genomineerd vermogen te creëren wanneer het onbalanstarief voor negatieve evenwichten lager ligt dan de dagmarktprijs. Het gemiddelde absolute verschil tussen een onbalanstarief en de dagmarktprijs, over alle kwartieren in een jaar, varieert in 2016 tussen 14 €/MWh en 34 €/MWh (Figuur 10).



Figuur 9 – Jaarlijkse gemiddelde onevenwichtstarieven, voor een negatief en een positief onevenwicht, voor de periode 2007-2016, in de Elia-regelzone, evenals de gemiddelde prijs op de Belpex DAM.

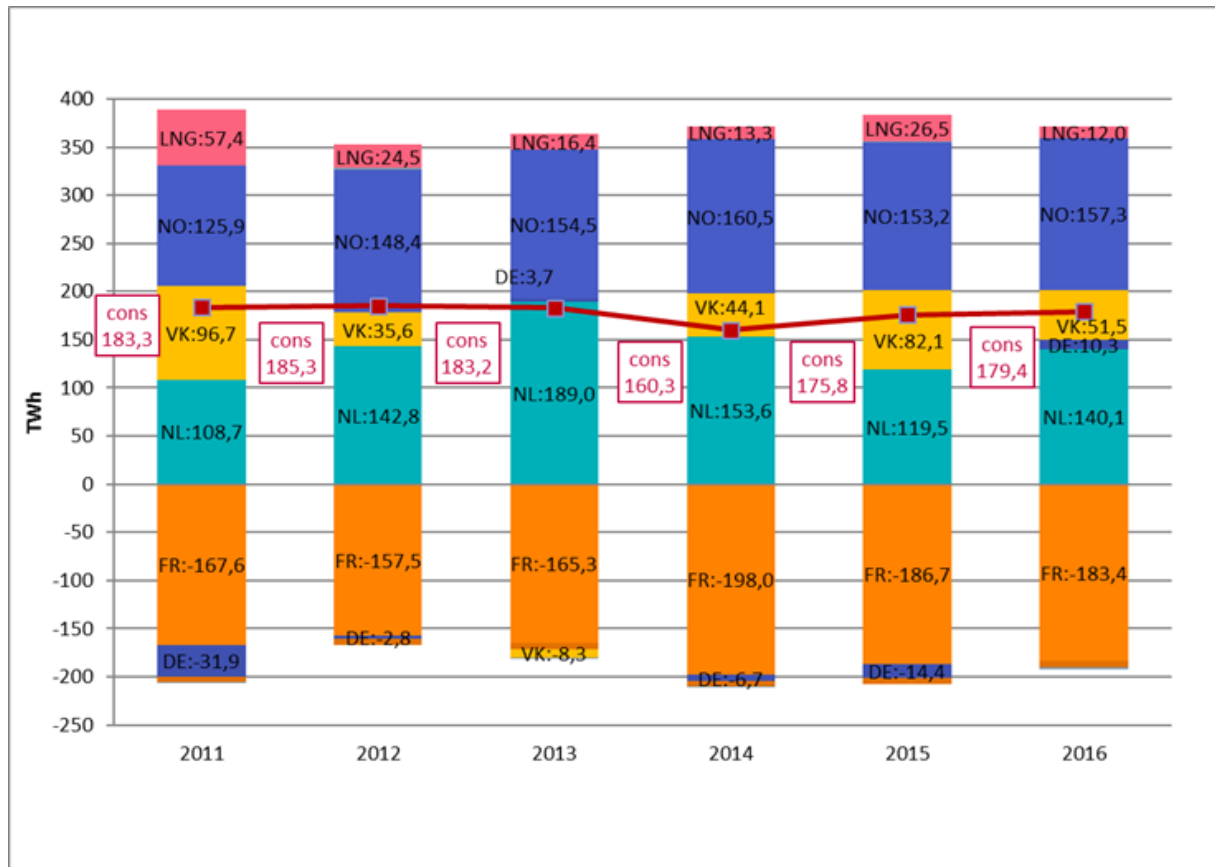


Figuur 10 – Gemiddelde absoluut verschil, tussen een onbalanstarief en de dagmarktprijs, per kwartier tijdens een jaar. De grijze zone duidt het bereik van de jaren 2007-2013 aan.

2. AARDGAS

2.1. GRENSOVERSCHRIJDENDE AARDGASSTROMEN EN AARDGASVERBRUIK

De onderstaande grafiek geeft voor de periode 2011-2016 de netto aardgasstromen per betrokken land of via LNG, zowel voor entry (positief) als exit (negatief). De rode lijn geeft het verschil tussen grensoverschrijdende entry en exit en is dan ook de aardgasconsumptie in België¹. In 2016 was dit 179 TWh, een stijging met 2,1% ten opzichte van 2015.



Figuur 11: Grensoverschrijdende aardgasstromen in België (in TWh)

13. De Belgische aardgasconsumptie kende in 2016 een groei die toe te schrijven is aan de verbruikstoename op de distributienetten (+5,6%) aangezien het verbruik door de grootverbruikers afnam met 1,5%. De temperatuurschommelingen in 2016 geven aan dat de verwarmingsbehoefte 10% hoger lag dan in 2015. De patronen in de grensoverschrijdende aardgasstromen zien er als volgt uit:

Verenigd Koninkrijk (VK): de aardgasstroom vanuit het VK bedroeg in 2011 netto 97 TWh, terwijl er in 2013 een omgekeerde aardgasstroom was van netto 8 TWh, een verandering van 105 TWh op twee jaar tijd. In 2014 zien we dan weer een netto aardgasstroom vanuit het VK van 44 TWh die verder toeneemt met 86% in 2015 om 82 TWh te bereiken om vervolgens terug te vallen tot 52 TWh in 2016.

¹ Dit is niet exact het nettoverbruik aangezien er ook netto stockwijzigingen zijn in de opslag van Loenhout (2011:-0,36 TWh; 2012:+1,45 TWh; 2013:-0,72 TWh; 2014: -1,18 TWh; 2015: +1,82 TWh; 2016: -2,11 TWh)

Nederland (NL): de aardgastroom vanuit Nederland bedroeg in 2011 netto 109 TWh om vervolgens drastisch te stijgen tot netto 189 TWh in 2013, een stijging van 80 TWh op twee jaar tijd of 74%. In 2014 was er dan weer een daling tot 154 TWh van de netto aardgastroom vanuit Nederland die verder afneemt tot 119 TWh in 2015 om vervolgens weer te stijgen tot 140 TWh in 2016. Aardgas vanuit Nederland betreft niet enkel aardgas gewonnen in Nederland (zie bijvoorbeeld L-gas) maar tevens aardgas afkomstig van bronnen elders (bijvoorbeeld vanuit Noorwegen of Rusland) die al dan niet via verhandeling in Nederland terecht komt op de Belgische markt.

Noorwegen: de aardgasstromen rechtstreeks uit de Noorse aardgasvelden stegen van 126 TWh in 2011 naar 155 TWh in 2013, of een stijging met 23% op twee jaar. Deze stijgende trend zet zich verder in 2014 om het niveau van 160,5 TWh te bereiken maar kent in 2015 een ommekeer met een daling met 4,5% tot 153 TWh. In 2016 wordt er een lichte stijging genoteerd van 2,7% tot een niveau van 157 TWh. Een volume dat overeenkomt met 88% van het Belgische aardgasverbruik.

LNG: na een continue daling tussen 2011 en 2014, kende de instroom van LNG een belangrijke herneming in 2015 met een verdubbeling tot 26 TWh, een niveau dat echter nog lager lag dan de helft van de LNG-instroom in 2011. In 2016 keldert de instroom van LNG in België tot op het niveau van 12 TWh ofwel 21% van het instroomvolume van 2011.

14. België heeft een zeer flexibel bevoorradingspatroon van aardgas en dit heeft alles te maken met de intense grensoverschrijdende aardgashandel in België en de keuze uit diverse routes en bronnen naargelang de marktomstandigheden. Het is net deze grensoverschrijdende handel en het internationaal portefeuillebeheer van de diverse leveranciers die zorgen voor liquiditeit in België zelf en bijdragen tot het waarborgen van efficiënte groothandelsprijzen en leveringszekerheid.

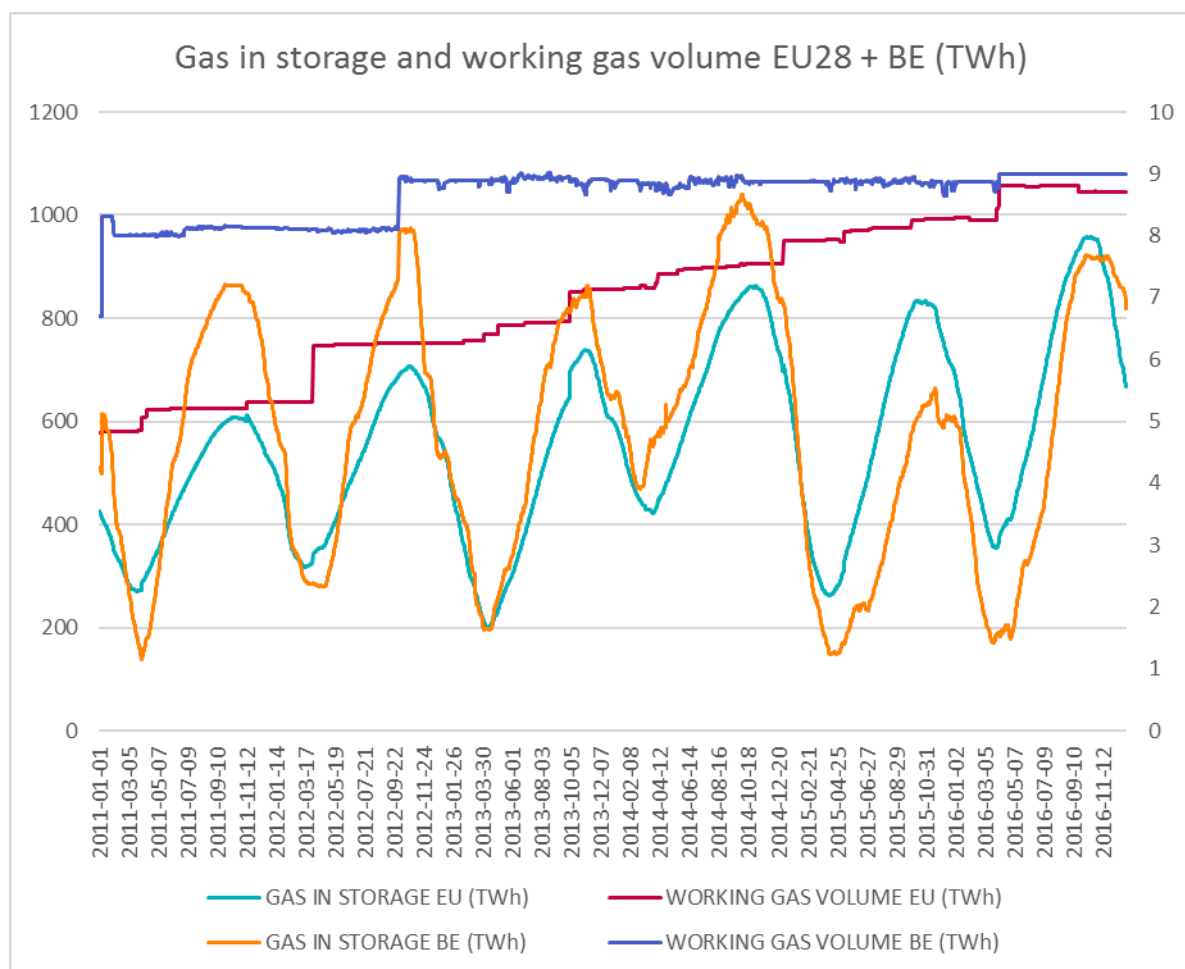
15. De exitstromen gaan vooral richting Frankrijk en zijn bestemd voor de Franse consumptie. De aardgasstromen naar Frankrijk lagen in 2013 met 165 TWh ongeveer op hetzelfde niveau als in 2011, na een daling in 2012. In 2014 wordt een stijging genoteerd tot 198 TWh, die in 2015 dan weer terugvalt op het niveau van 187 TWh en 183 TWh in 2016. Hierbij moet worden vermeld dat het sinds 1 oktober 2015 voor het eerst mogelijk is om fysisch aardgas over te brengen van Frankrijk naar België dankzij het nieuw interconnectiepunt in het West-Vlaamse Alveringem. De netto aardgastroom van 32 TWh naar Duitsland in 2011 veranderde wel in een netto aardgastroom naar België in 2013 van 4 TWh. In 2014 sloeg de stroomrichting weer om in een netto aardgastroom van 7 TWh vanuit België naar Duitsland. In 2015 wordt zelfs een verdubbeling genoteerd van de netto aardgastroom vanuit België naar Duitsland. In 2016 levert de aardgashandel een netto entrystroom van 10 TWh vanuit Duitsland. De Luxemburgse aardgasverbruikers zijn sterk afhankelijk van de aardgasstromen via België. Ter bevordering van de aardgashandel en de leveringszekerheid in Luxemburg zijn sinds 1 oktober 2015 de Belgische en Luxemburgse aardgasmarkt geïntegreerd in één entry/exit-zone, één balanceringszone en één gemeenschappelijk handelsplatform (bestaande ZTP: Zeebrugge Trading Platform). Deze markthervorming wordt gunstig geacht voor de fysische aardgasstromen tussen België en Luxemburg. In 2015 wordt een stijging van 19% genoteerd van de aardgasstromen richting Luxemburg (van 5,3 TWh naar 6,2 TWh) die verder groeit met 4% om een exitstroom van 6,5 TWh te bereiken in 2016.

2.2. OPSLAG

De onderstaande grafiek geeft het totaal opgeslagen volume aardgas in Europa (EU28, TWh, linker as) en in België (Loenhout, TWh, rechter as). In de figuur wordt ook de totaal beschikbare opslagcapaciteit getoond (Technical Capacity) (EU28 en België).

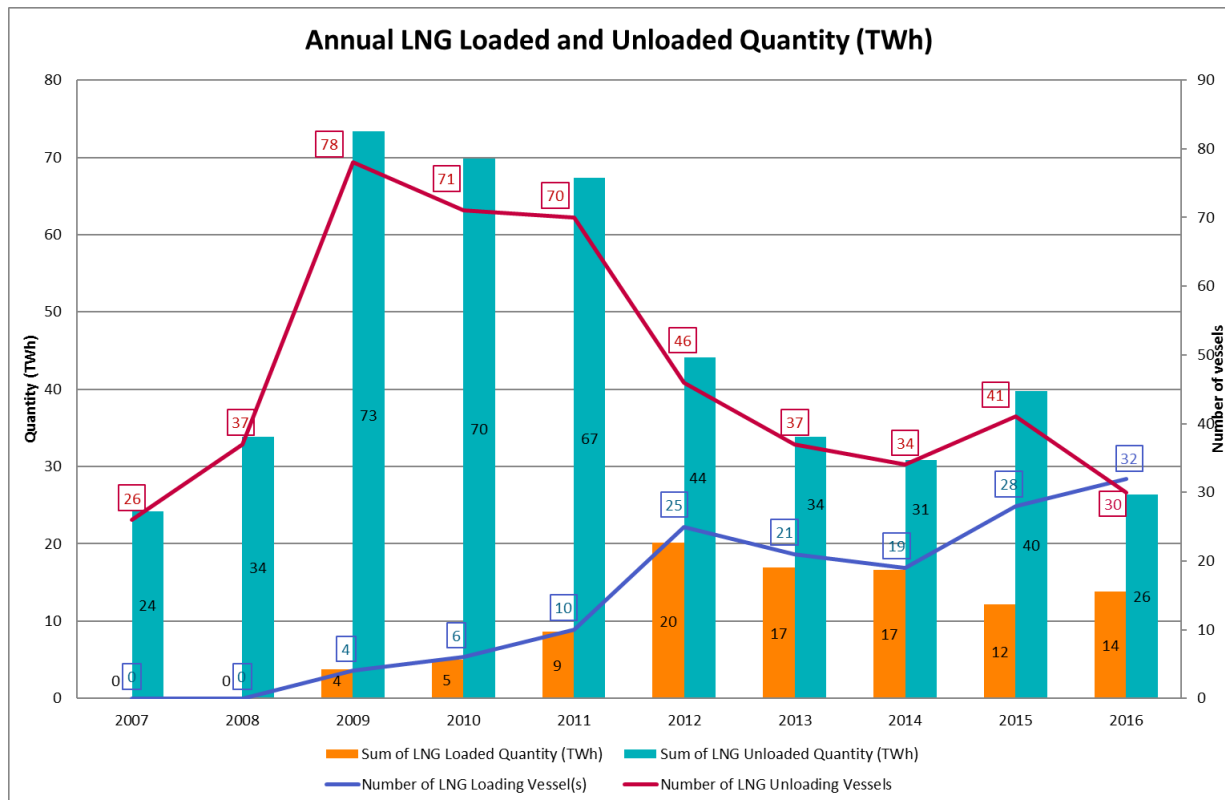
16. Het in EU28 totaal beschikbare opslagvolume voor aardgas is in 2016 toegenomen van ongeveer 990 TWh tot ongeveer 1045 TWh. De stijging van de beschikbare opslagcapaciteit houdt nu reeds enkele jaren aan en is een gevolg van de investeringsbeslissingen in de periode 2003 – 2007. Voor Loenhout is het beschikbare volume in principe constant (7,9 TWh). De stijging tot ongeveer 9 TWh in het aangeboden werkvolume sinds 2014 is toe te schrijven aan optimalisatie van de aangeboden diensten door de opslagbeheerder: de opslaggebruikers kunnen opslagcapaciteit onderschrijven als 'trage capaciteit' en niet uitsluitend als SBU (Standard Bundled Unit).

De vullingsgraad voor het seizoen 2016-2017 lag met 85% voor België (Loenhout) en 91% voor EU28 merklijk hoger dan vorig jaar (64% respectievelijk 84%). Hoewel de spread tussen de winter- en zomerprijs voor aardgas in 2016 laag bleef (< 2€ /MWh, ruim onder de gemiddelde kost van opslag (>3,5 €/MWh)), zorgde de onbeschikbaarheid van de grootste opslaginstallatie in het UK voor een toegenomen boeking van opslagcapaciteit in de Noordwest-Europese markt.



Figuur 12: Technisch beschikbare capaciteit en volume gas in opslag in België en Europa (EU28) (in mcm).

2.3. LNG



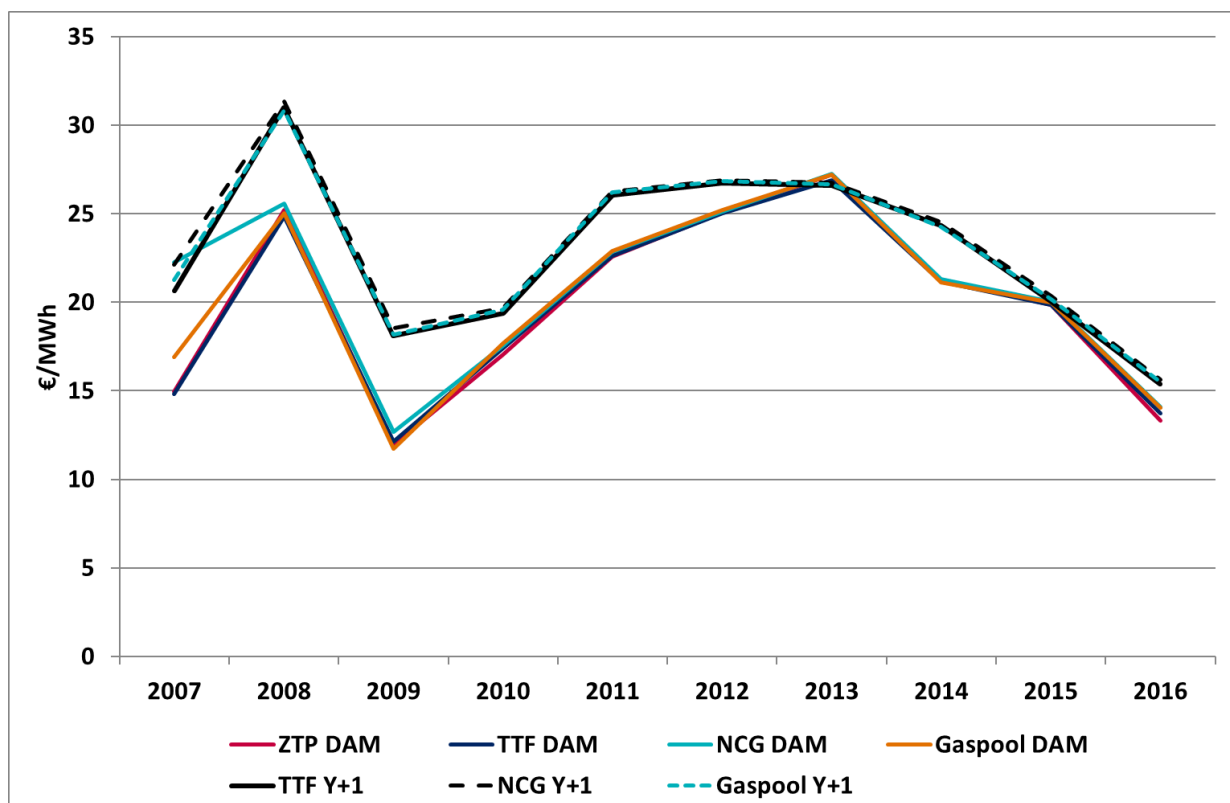
Figuur 13 : Jaarlijks geladen en geloste hoeveelheden (TWh) en aantal boten in Zeebrugge.

17. Tussen 2011 en 2014 wordt een daling vastgesteld van de hoeveelheid LNG gelost in de LNG-terminal te Zeebrugge om dan terug te stijgen in 2015. In 2016 wordt een forse daling vastgesteld van de hoeveelheid LNG gelost zowel in volume (32%) als in aantal boten (22%). In termen van het laden van LNG-tankers, is er een groeiende toename tussen 2009 en 2012 gevolgd door een relatieve daling in 2013 (gestabiliseerd in 2014). In 2015 is het niveau van het herladen van LNG-tankers fors gestegen wat betreft het aantal LNG-tankers, terwijl het volume gedaald is. Deze trend wordt voortgezet in 2016 met een stijging van ongeveer 10% van het aantal ladingen en een geladen volume dat net niet verdubbeld is.

2.4. KORTE- EN LANGETERMIJNMARKT

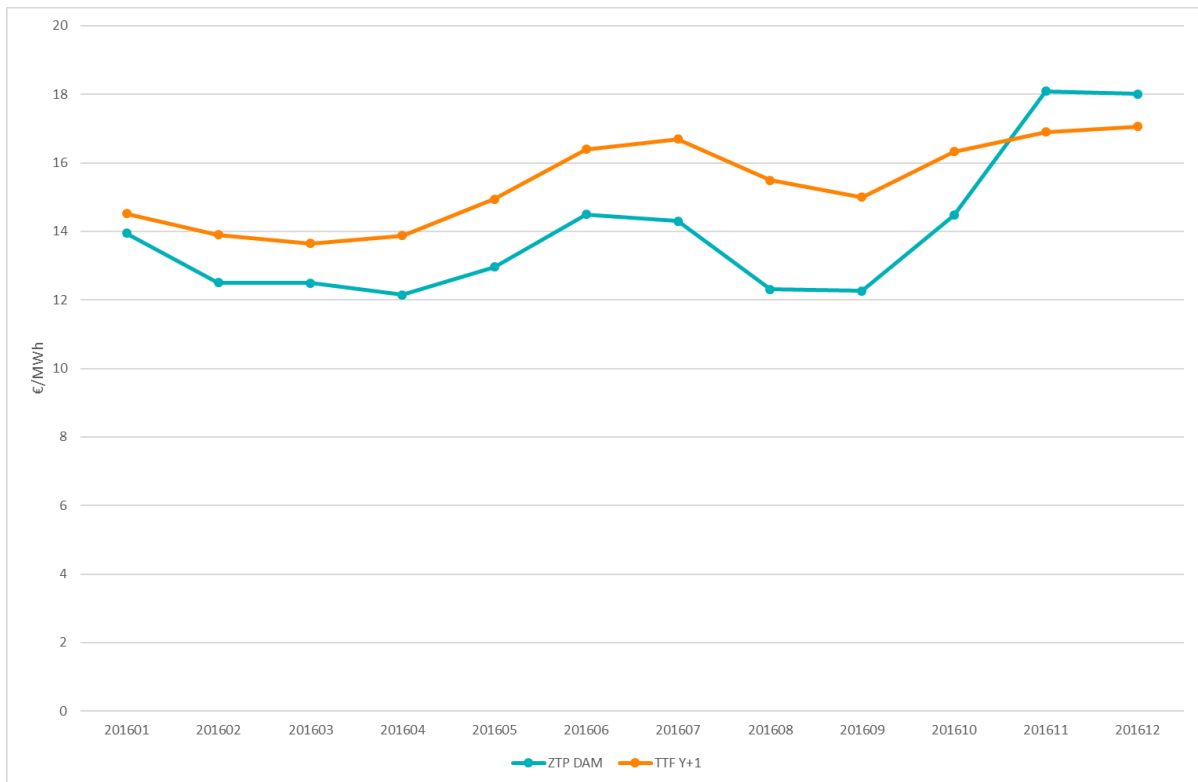
18. De onderstaande figuur geeft met de gekleurde lijnen de jaarlijks gemiddelde day ahead gasprijs (DAM) voor respectievelijk België (ZTP), Nederland (TTF), Duitsland (NCG, Gaspool) (in €/MWh). Deze lijnen vallen nagenoeg samen, wat erop wijst dat er een vlotte grensoverschrijdende aardgashandel mogelijk is tussen België, Nederland en Duitsland (althans voor H-gas). De zwarte lijnen geven de jaarlijks gemiddelde year ahead gasprijs (Y+1) voor Nederland en Duitsland (NCG, Gaspool); gezien de goede prijsconvergentie op de kortetermijnmarkt, kan de langetermijnprijs van Nederland en Duitsland ook gebruikt worden als referentie voor de Belgische markt.

19. De gemiddelde gasprijs op de kortetermijnmarkt is in 2016 gedaald tot ongeveer 13,8 €/MWh en die op de langetermijnmarkt tot ongeveer 15,4 €/MWh. Dat is voor de beide producten een forse daling ten opzichte van 2013 toen ze gemiddeld boven 26 €/MWh noteerden. De gemiddelde gasprijzen op de kortetermijnmarkt in België en in het buitenland vallen niet meer samen met een verschil van 5,6% tussen NCG en ZTP.



Figuur 14 : gemiddelde gasprijs op day en year ahead markt, per jaar (in €/MWh).

20. De evolutie van de prijzen op korte- en langetermijn is opvallend in die zin dat, in tegenstelling tot 2015 en zoals te zien op onderstaande figuur, de prijzen niet meer volledig samenvallen. In 2016 ligt de gemiddelde gasprijs op de dagmarkt systematisch minder hoog dan de *year-ahead* prijs, met uitzondering van de maanden november en december.



Figuur 15 : Gemiddelde gasprijs op day ahead en year ahead markt in 2016, per maand (in €/MWh).

3. CONCLUSIE

De voornaamste conclusies zijn volgens de CREG de volgende:

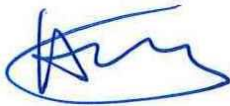
Electriciteit

- Het totale Belgische elektriciteitsverbruik zoals door de netbeheerder gemeten, was in 2016 77,1 TWh. Daarmee was de elektriciteitsafname min of meer gelijk aan die van 2015 en 2014. De piekafname lag met 12,7 GWh/h ongeveer even hoog als die in 2015.
- De nucleaire elektriciteitsproductie verhoogt met 67% ten opzichte van 2015. De fysische invoer uit het buitenland vermindert tot 6,5 TWh en is vooral geconcentreerd in de maand juli en het laatste kwartaal. Gasgestookte eenheden vertonen een beperkt lagere productie.
- De elektriciteitsprijs op de kortetermijnmarkt was gemiddeld 36,6 €/MWh in 2016, een daling met ongeveer 8,1 €/MWh ten opzichte van 2015.
- De gemiddelde prijsverschillen op de kortetermijnmarkt voor elektriciteit in België, Nederland, Frankrijk en Duitsland waren met 7,6 €/MWh in 2016 lager ten opzichte van 2015, met in Duitsland de laagste en in België en Frankrijk de hoogste prijzen. Nederland zit daar tussenin. De prijsverschillen manifesteerden zich vooral tijdens het laatste kwartaal van 2016.
- Op de langetermijnmarkt voor elektriciteit daalde de *year-ahead* prijs in 2016 tot gemiddeld 33,37 €/MWh. Het gemiddelde prijsverschil in de CWE-regio bedraagt 6,8 €/MWh.
- Opvallend is de marge van de gascentrales die, ondanks de hogere productie van nucleaire centrales, opnieuw licht stijgt in 2016. Aan de andere kant daalt de marge voor een kolencentrale significant.
- Ten opzichte van 2015 wordt er in 2016 minder fysisch ingevoerd tijdens uren met een dagmarktprijs die hoger ligt dan 100 €/MWh. Dit doet vermoeden dat, in tegenstelling tot 2015, de fysische grenzen van de beschikbare interconnectiecapaciteit minder efficiënt benut wordt.
- Het gemiddelde absolute verschil tussen een onbalanstarif en de dagmarktprijs, over alle kwartieren in een jaar, varieert in 2016 tussen 14 €/MWh en 34 €/MWh.

Gas

- De gasconsumptie in 2016 in België was 179 TWh, een stijging met 2,1% ten opzichte van 2015.
- De vullingsgraad van de opslaginstallatie in Loenhout bedroeg in 2016 85%, wat aanzienlijk hoger is dan in 2015 (64%). Deze trend was algemeen zichtbaar in EU28.
- De losactiviteit in de LNG-terminal van Zeebrugge is in 2016 gedaald terwijl de laadactiviteit gestegen is.
- De gemiddelde gasprijs op de kortetermijnmarkt is in 2016 gedaald tot ongeveer 13,8 €/MWh en die op de langetermijnmarkt tot ongeveer 15,4 €/MWh. De evolutie van de prijzen op korte- en langetermijn is opvallend in die zin dat, in tegenstelling tot 2015, de prijzen niet meer volledig samenvallen.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitster van het Directiecomité