CREG

Commissie voor de Regulering
van de Elektriciteit en het Gas

Nota

(Z)1719
25 januari 2018

Nota over de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten voor elektriciteit en aardgas in 2017

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

CREG – Nijverheidsstraat 26-38, 1040 Brussel, België
T +32 2 289 76 11 – F + 32 2 289 76 09 – info@creg.be – www.creg.be

INHOUDSTAFEL

INHOUDSTAFEL 2
VOORAF 3
1. Elektriciteit 4
1.1. Elektriciteitsproductie 4
1.2. Elektriciteitsafname 5
1.3. Uitwisseling van elektriciteit 6
1.4. Interconnecties 11
1.5. Balancing 13
2. Aardgas 15
2.1. GRENSOVERSCHRIJDENDE AARDGASSTROMEN EN AARDGASVERBRUIK 15
2.2. Opslag 18
2.3. LNG 19
2.4. Korte- en langetermijnmarkt 20
3. Conclusie 22

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 groothandelsmarkten voor elektriciteit en gas in 2017. Deze nota is opgesteld in afwachting van de meer gedetailleerde studies die de CREG jaarlijks maakt over de groothandelsmarkten en die in de komende maanden gefinaliseerd worden.

Er wordt zoveel mogelijk 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 deze nota goedgekeurd op zijn vergadering van 25 januari 2018.

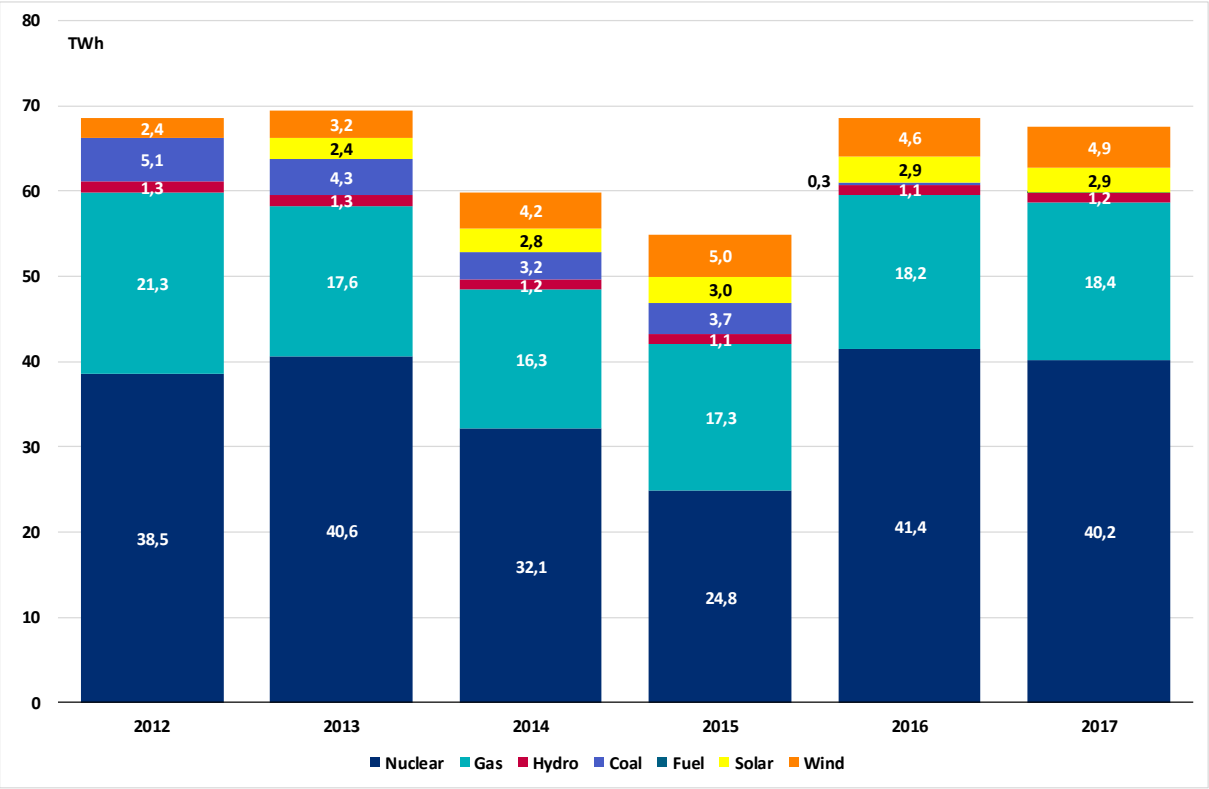
1. ELEKTRICITEIT

1.1. ELEKTRICITEITSPRODUCTIE

1. In 2017 injecteerden productiecentrales 69,6 TWh, ten opzichte van 69,5 TWh in 2016. Figuur 1 geeft een overzicht van een deel van de productie per brandstoftype.

2. De nucleaire elektriciteitsproductie daalde met 1,2 TWh ten opzichte van vorig jaar. Het aandeel van elektriciteit opgewekt door gasgestookte eenheden steeg in beperkte mate. 2017 is het eerste jaar zonder injectie van elektriciteit door steenkoolcentrales ten gevolge van de sluiting van de centrale van Langerlo in 2016, terwijl in 2012 nog 5,1 TWh aan elektriciteit opgewekt werd door steenkoolcentrales.

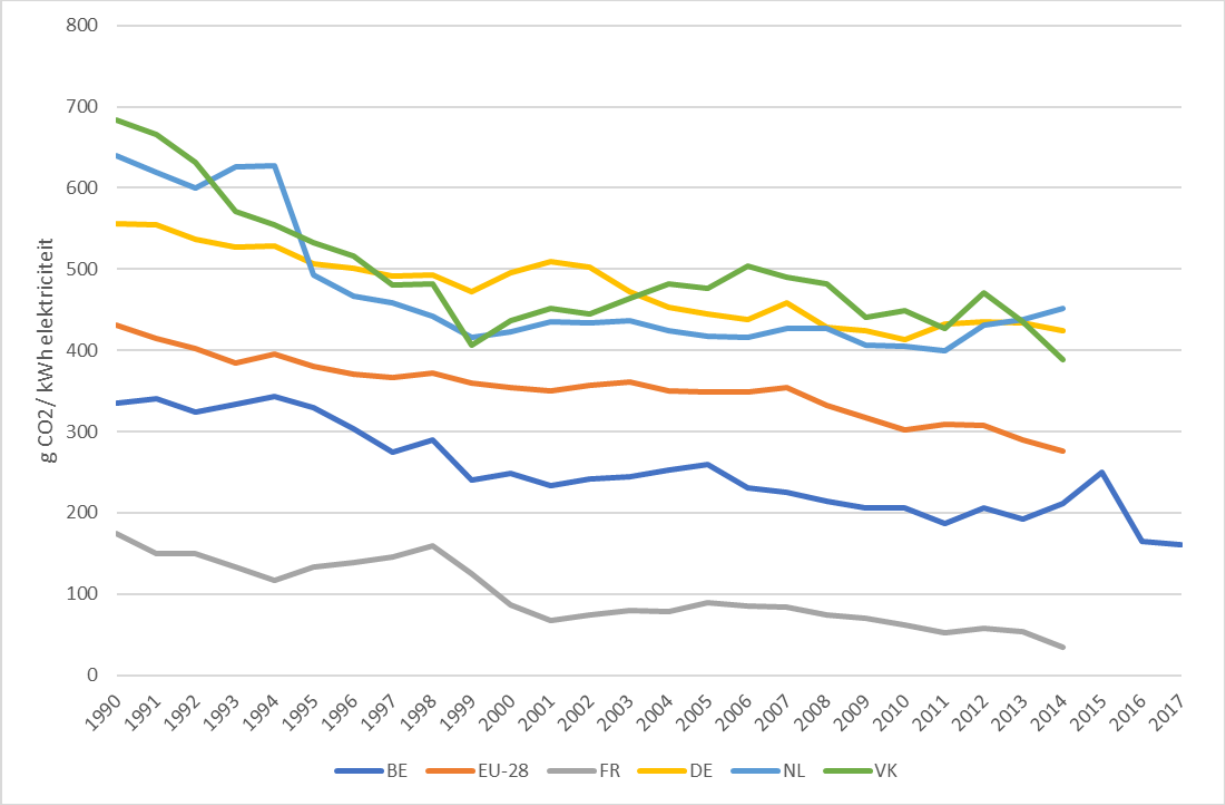
3. Het volume van in België gegenereerde intermitterende hernieuwbare energie (wind en zon) steeg met 4,0% (of 0,3 TWh) in 2017. Het verschil is toe te schrijven aan een hogere windenergieproductie. De hoeveelheid gegenereerde elektriciteit met zonne-energie bleef in België ongeveer gelijk.



Figuur 1 – Volume aan geproduceerde elektriciteit in 2017, per geselecteerde productietechnologie. In 2012 zijn er nog geen gegevens beschikbaar voor de productie op basis van zonne-energie. De categorie “overige technologieën” is niet aangeduid op de figuur.

4. De onderstaande figuur geeft de koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie gemeten in gram CO_2 per kWh geproduceerde elektriciteit sinds 1990 weer, zowel voor België als voor de omringende landen, met daarnaast het Europees gemiddelde. België heeft een lagere koolstofintensiteit dan het Europees gemiddelde. De buurlanden Nederland, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk kennen een koolstofintensiteit die hoger ligt dan het Europees gemiddelde en minstens dubbel zo hoog als in België. Het niveau van intensiteit wordt uiteraard sterk bepaald door de energiemix voor elektriciteitsproductie. De dalende trend van de koolstofintensiteit – voor België

betreft het een halvering sinds 1990 - kan verklaard worden door de daling van het aandeel steenkool en de toename van het aandeel zonne- en windenergie in de energiemix voor elektriciteitsproductie.



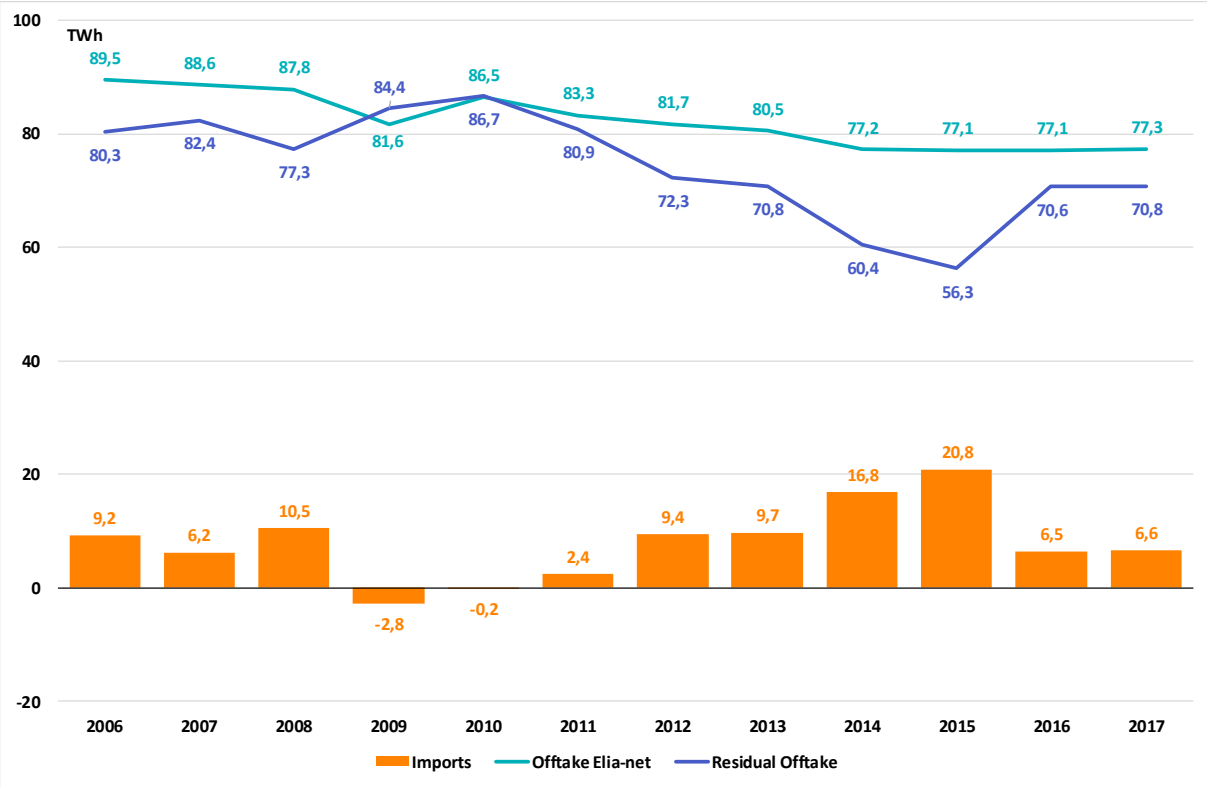
Figuur 2 – Koolstofintensiteit gemeten in gram CO2 /kWh geproduceerde elektriciteit[1].
Noot: De plotse stijging van de koolstofintensiteit in België in 2015 kan verklaard worden door de daling van de nucleaire productie in dat jaar (2014: 32,1 TWh, 2015: 24,8 TWh, 2016: 41,4 TWh).

1.2. ELEKTRICITEITSAFNAME

5. Het jaarlijks afgenomen volume van het Elia-net bedraagt 77,3 TWh in 2017 en blijft daarmee nagenoeg constant ten opzichte van 2016 (Figuur 3). Er werd fysisch netto evenveel ingevoerd als vorig jaar waardoor de residuele afname (het afnamevolume dat gedekt moet worden door elektriciteit geproduceerd door eenheden aangesloten op het Elia-net[2]) ook nagenoeg constant blijft.

[1] Bron: CO2- emissieberekeningen op basis van primaire energiegegevens van EUROSTAT tot 2014. Vanaf 2015 enkel voor België op basis van afgeleide primaire energiegegevens uit de elektriciteitsproductiecijfers geleverd door transmissienetbeheerder Elia.

[2] De geïnjecteerde energie van energiebronnen aangesloten op het net van de distributienetbeheerders in België zit reeds vervat in de metingen van de afnames van het Elia-net, zijnde het verschil tussen de geconsumeerde energie in België en de gegenereerde energie van de op het net van de distributienetbeheerders aangesloten energiebronnen. Een meer gedetailleerde uitleg is te vinden op http://www.elia.be/en/grid-data/Load-and-Load-Forecasts/Elia-grid-load [online, januari 2018]



Figuur 3 – Volume aan elektriciteit afgenomen van het Elia-net en aan fysisch netto ingevoerde elektriciteit uit het buitenland.

1.3. UITWISSELING VAN ELEKTRICITEIT

6. De gemiddelde dagmarktprijs voor levering van elektriciteit in België ligt in 2017 8,0 €/MWh of 22% hoger dan in 2016 en is hierdoor ongeveer gelijk aan die voor levering van elektriciteit in 2015 (Figuur 4). Ter vergelijking, de gemiddelde prijs voor langetermijncontracten voor levering van een basislastprofiel aan elektriciteit in België in 2017, verhandeld in 2016, bedroeg 33,4 €/MWh, dit is 11,2 €/MWh lager dan de gerealiseerde gemiddelde dagmarktprijs (Figuur 6). Elektriciteit kopen op de dagmarkt was voor het eerste jaar sinds 2008 nadeliger dan kopen op de langetermijnmarkt. De hogere prijzen op Belgische dagmarkt zijn deels te verklaren door de inefficiënte manier waarop de elektriciteitsmarkten in Centraal-West Europa gekoppeld worden[3].

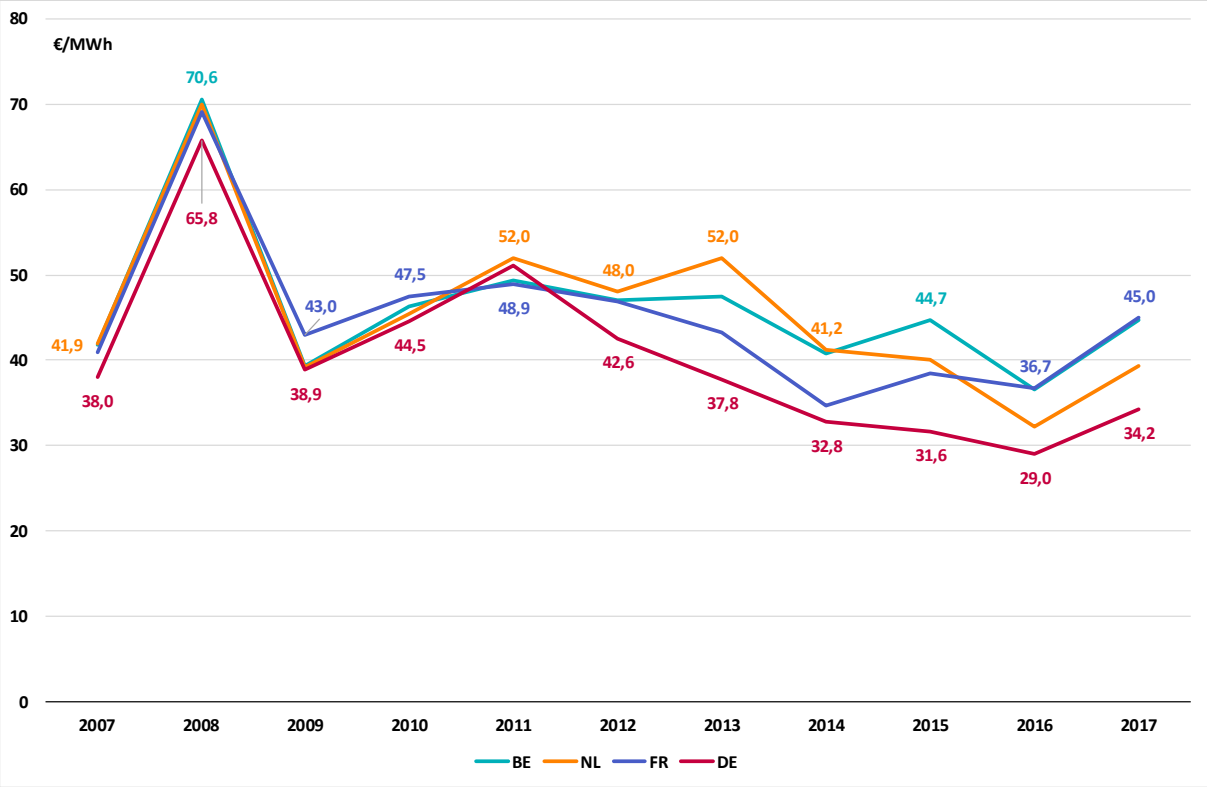
7. De dagmarktprijs in België ligt 13,6% hoger dan die in Nederland, waar de convergentie richting de gemiddelde dagmarktprijs voor levering van elektriciteit in Duitsland sinds 2013 niet wordt verdergezet in 2017. De spreiding van de hoogste en laagste prijs in de CWE-regio bedraagt 10,4 €/MWh: hoger dan in 2016 maar lager dan in 2015, en dit zowel in absolute als in relatieve zin.

8. Figuur 5 toont de gemiddelde maandelijkse dagmarktprijzen voor elke biedzone in de CWE-regio (België, Nederland, Frankrijk en Duitsland/Oostenrijk). De figuur toont dat de prijsverschillen zich vooral in januari, februari en vanaf oktober tot en met december manifesteren. Deze prijsverschillen

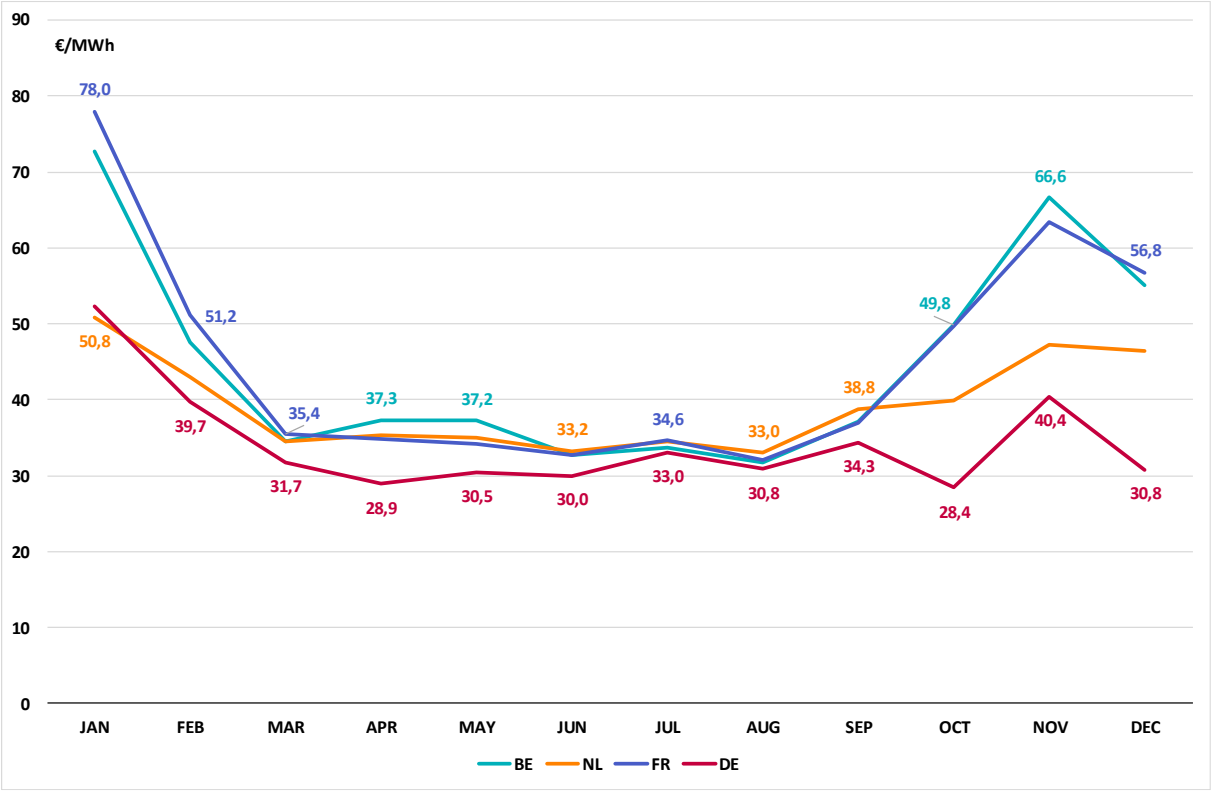
[3] Zie studie 1520 van de CREG over de geobserveerde prijspieken op de Belgische dagmarkt op 22 september en 16 oktober 2015, http://www.creg.info/pdf/Studies/F1520EN.pdf [Engelstalig]
Zie studie 1687 van de CREG over de huidige werking van de marktkoppeling in de CWE regio en de impact van discretionaire acties van netbeheerders hierin: "*Functioning and design of the Central West European day-ahead flow based market coupling for electricity: Impact of TSOs Discretionary Actions*", http://www.creg.be/nl/publicaties/studie-f1687 [Engelstalig]

kunnen voor een groot deel verklaard worden door de lage commerciële beschikbare interconnectiecapaciteit, door de lagere volumes van nucleaire energieproductie in België en in Frankrijk, en door lagere volumes aan intermitterende hernieuwbare energieproductie. Het maandelijks verloop van de dagmarktprijzen toont dat piekcentrales in België in 2017 operationeel rendabel ingezet konden worden tijdens deze 5 maanden van het jaar.

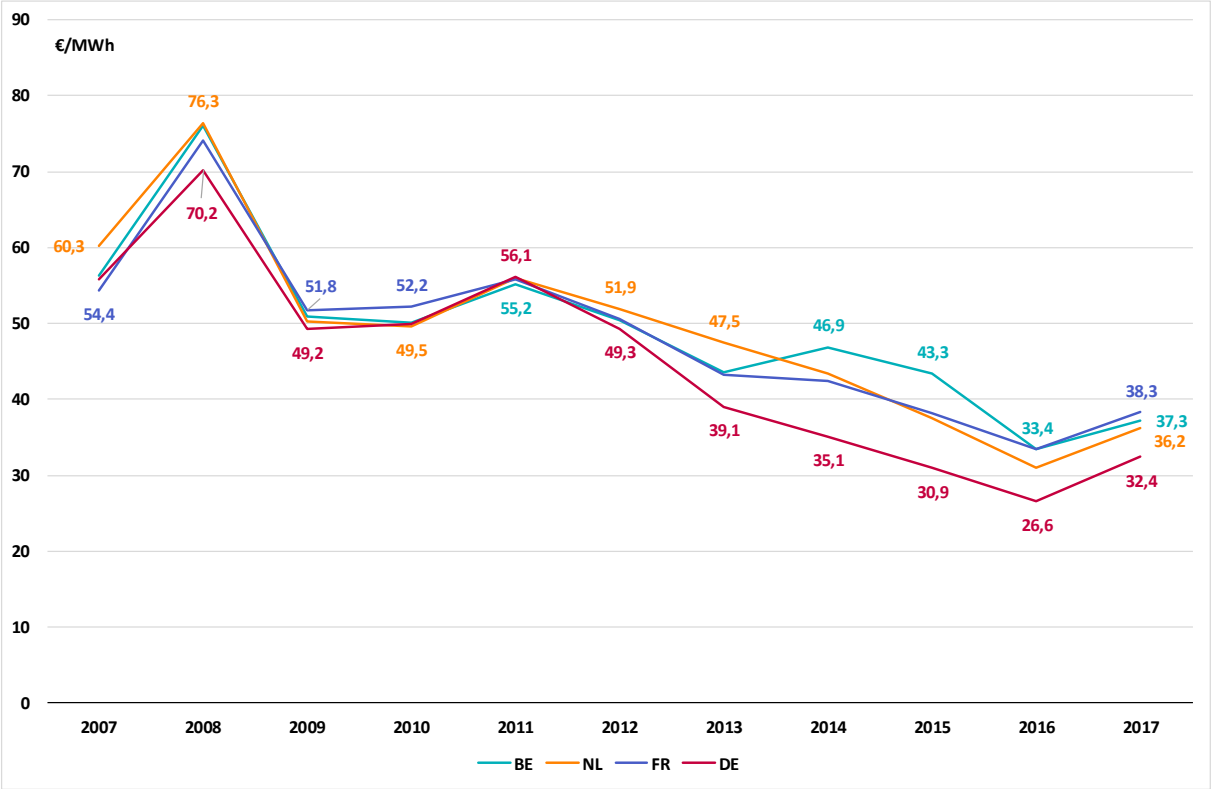
9. De gemiddelde langetermijnprijs (levering voor het volgende jaar) stijgt naar 37,3 €/MWh (Figuur 6). De stijging is op te merken in alle landen van de CWE-regio. Deze prijs ligt 1 €/MWh lager dan voor levering in Frankrijk en 1,1 €/MWh hoger dan voor levering in Nederland. Het grootste prijsverschil is met Duitsland dat een gemiddelde langetermijnprijs heeft die bijna 5 €/MWh lager ligt dan in België. Dit prijsverschil is echter wel gedaald ten opzichte van vorig jaar.



Figuur 4 – Gemiddelde dagmarktprijzen voor levering van elektriciteit in de landen van de CWE-regio, per jaar van 2007 tot en met 2017.



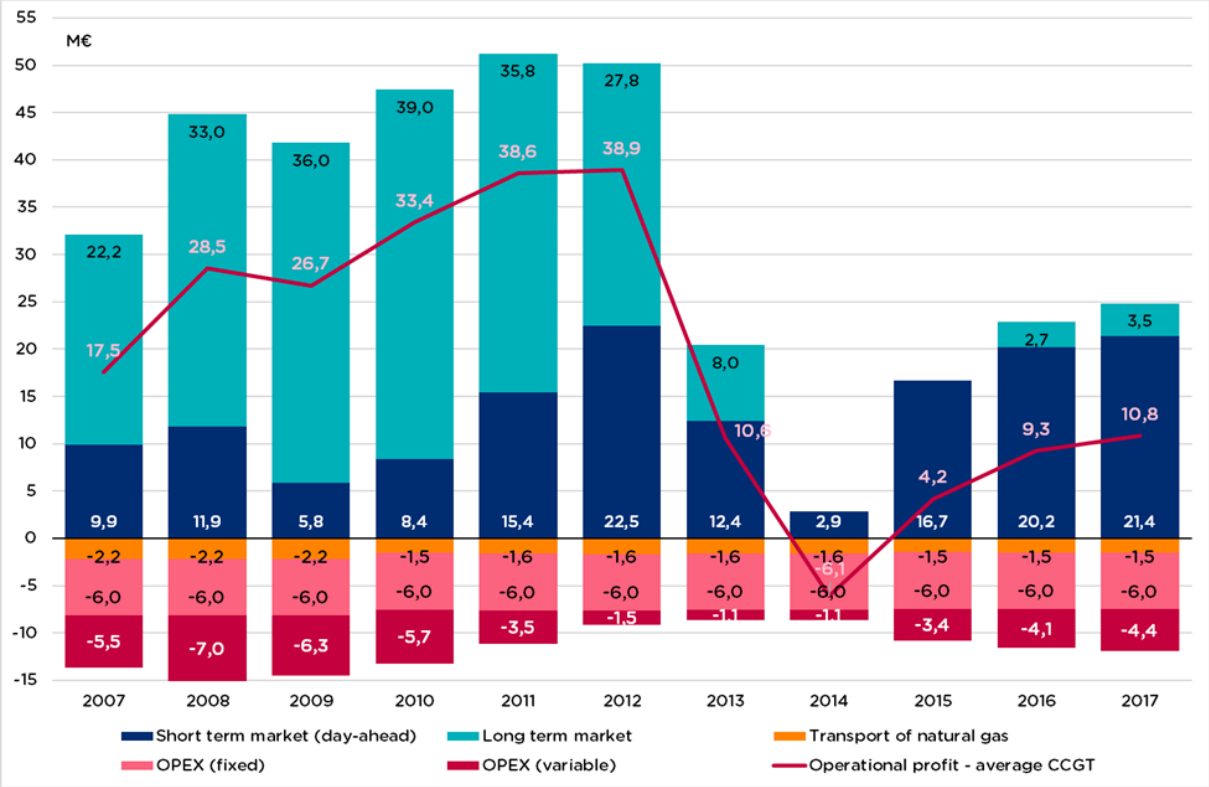
Figuur 5 - Gemiddelde dagmarktprijzen voor levering van elektriciteit in de landen van de CWE-regio, per maand in 2017.



Figuur 6 – Gemiddelde prijs tijdens een handelsjaar van een *year-ahead* contract voor levering van een basislastprofiel van elektriciteit per biedzone in de CWE-regio.

10. In 2017 was er een sterke stijging van de *Clean Spark Spread* (CSS), een maat voor de winstgevendheid van STEG-centrales (gebaseerd op de prijzen van elektriciteit, gas en CO_2). De CSS werd in mei/juni positief voor een gemiddelde centrale met een rendement van 50%. De stijging zette zich voort tot het einde van het jaar.

11. Figuur 7 toont de jaarlijkse operationele winstgevendheid van een gemiddelde stoom- en gascentrale (STEG)[4]. Uit de figuur blijkt dat een gemiddelde STEG-centrale in 2017 zich voor 3,5 MEUR kon indekken op de langetermijnmarkten. Op de dagmarkt maakte een gemiddelde STEG-centrale 21,4 MEUR bijkomende winst. Rekening houdend met de jaarlijkse vaste kost en de variabele kosten en een beschikbaarheid van 90% leidt dit tot een operationele winst van 10,8 MEUR voor 2017. Dat is de hoogste operationele winst sinds 2012.

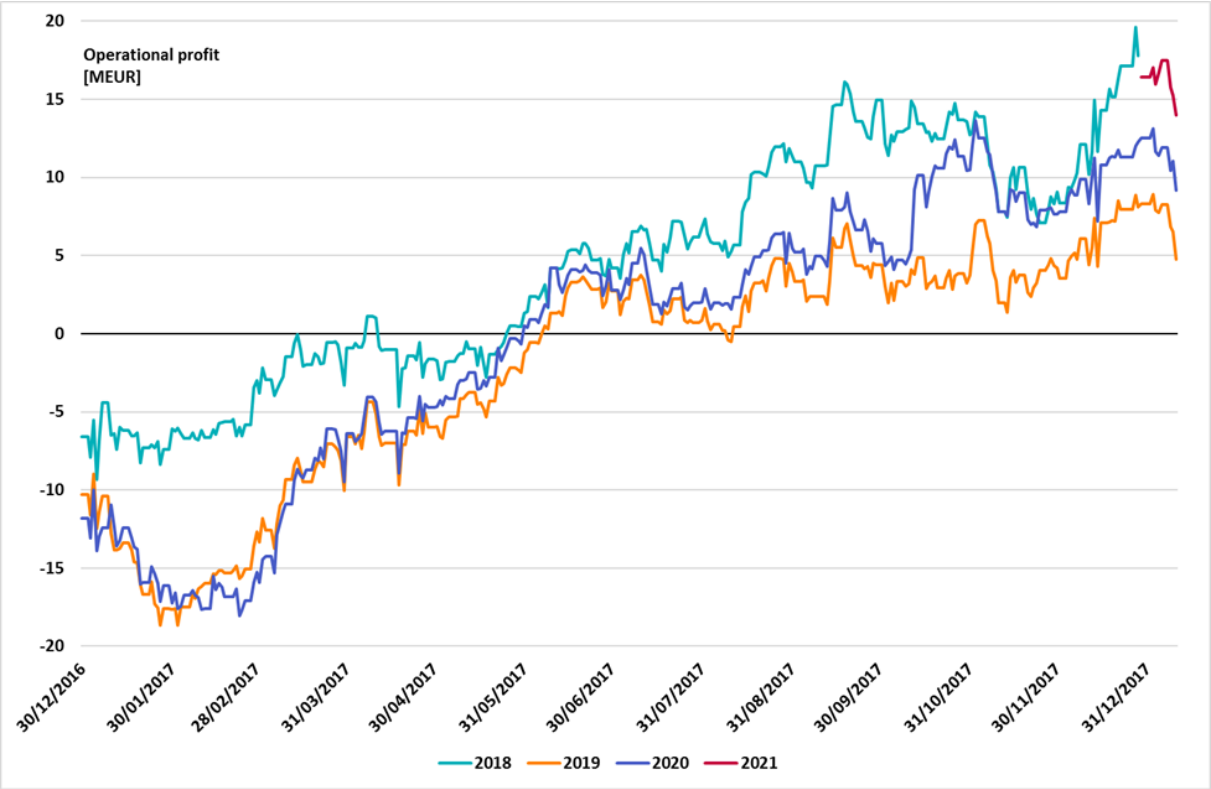


Figuur 7 – Operationele winstgevendheid per leveringsjaar van een gemiddelde stoom- en gascentrale (STEG) van 400 MW in België, op basis van de *Clean Spark Spread* (CSS, rendement 50%) en een jaarlijkse vaste operationele kost van 7,5 MEUR.

12. Figuur 8 toont de operationele winstgevendheid van een nieuwe, efficiënte stoom- en gascentrale (STEG) in België, enkel op basis van langetermijnprijzen tot en met 2021 (dus zonder rekening te houden met de winstgevendheid op de dagmarkt)[5]. Hiervoor worden een productie-efficiëntie van 55% en een capaciteit van 400 MW verondersteld, evenals een jaarlijks vaste operationele kost van 7,5 MEUR per centrale. De operationele winstgevendheid varieert naargelang de langetermijnprijzen van elektriciteit, gas en CO_2 en is sterk toegenomen in de loop van 2017. De laatste cijfers tonen dat de operationele winstgevendheid voor levering in 2021 (rode lijn) hoger is dan in 2019 en 2020.

[4] De operationele winstgevendheid van bestaande STEG-centrales wordt sinds 2017 opgevolgd door de CREG. CREG studie 1628 beschrijft de methodologie om de operationele winstgevendheid te berekenen. De studie geeft tevens de resultaten die aantonen dat bestaande, Belgische STEG-centrales voldoende operationeel winstgevend kunnen zijn om hun vaste en variabele kosten te dekken, alsook de kosten voor een groot onderhoud, en dat binnen de huidige markt.

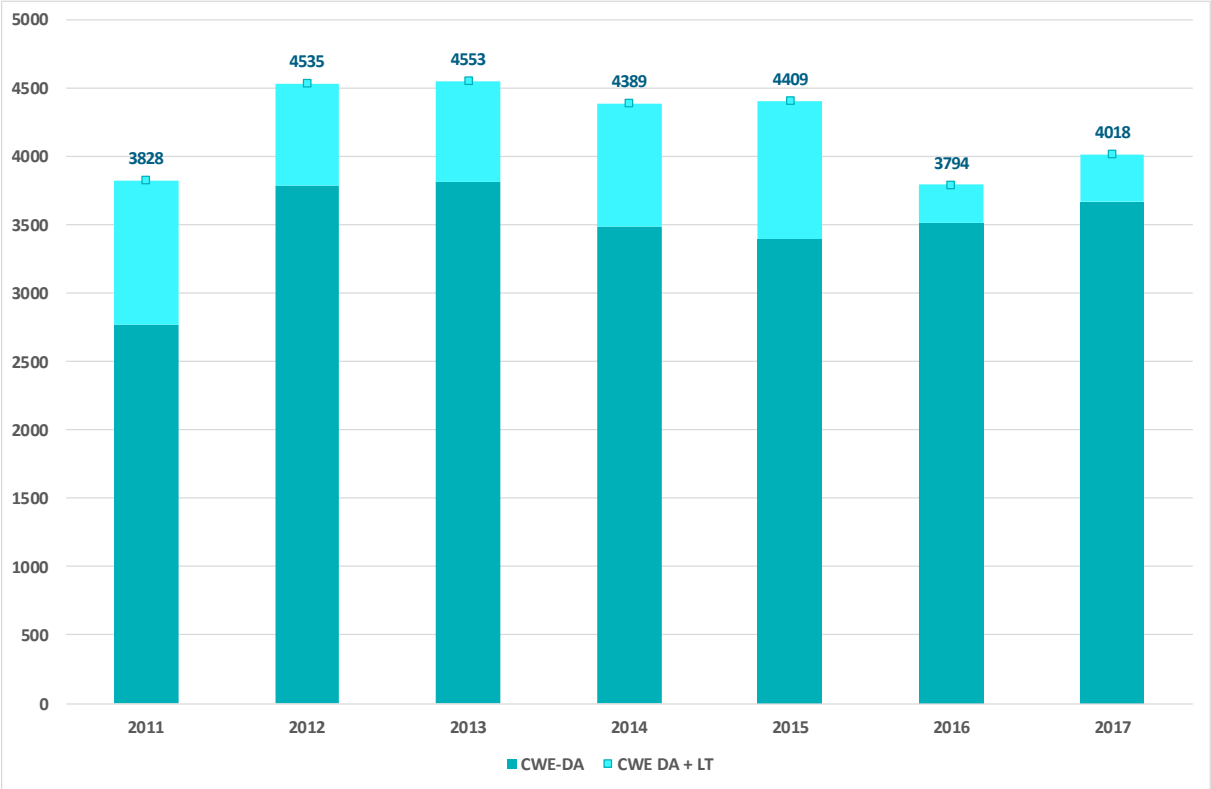
[5] Dezelfde methodologie uit studie 1628 wordt gebruikt om de operationele winstgevendheid op de langetermijnmarkt te berekenen (zie voetnoot hierboven).



Figuur 8 – Operationele winstgevendheid per leveringsjaar van een nieuwe stoom- en gascentrale (STEG) van 400 MW in België, op basis van de *Clean Spark Spread* (CSS, rendement 55%) en een jaarlijkse vaste operationele kost van 7,5 MEUR.

13. Op basis van de operationele winstgevendheid alleen kunnen er geen conclusies getrokken worden of het al dan niet economisch rationeel is om te investeren in een nieuwe STEG-centrale. Dit vereist een analyse van de nettowinst en van het risico dat gepaard gaat met de investeringsbeslissing. Deze analyse houdt rekening met de mogelijke evoluties van factoren die de winstgevendheid beïnvloeden voor de periode na 2021 tot het verwachte einde van de levensduur van de centrale.

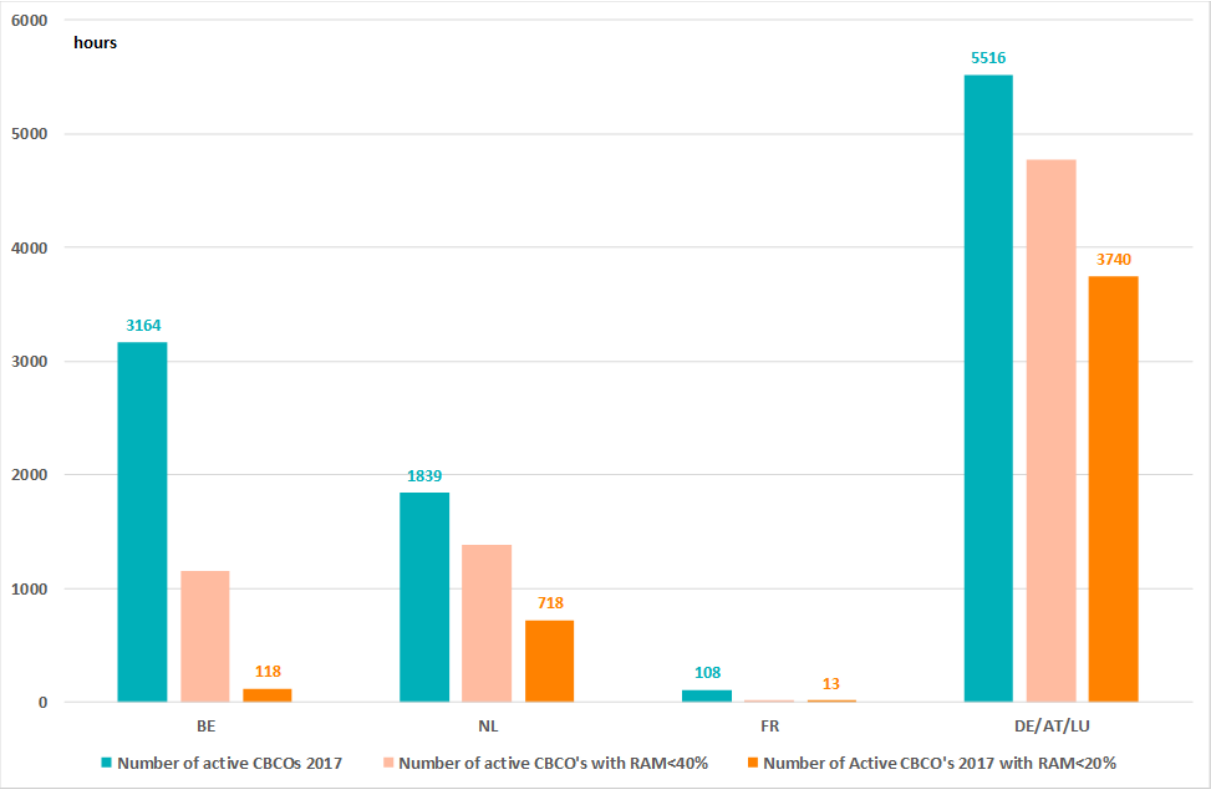
1.4. INTERCONNECTIES



Figuur 9 – Jaarlijks gemiddeld uitgewisseld grensoverschrijdend vermogen in de CWE-regio in day-ahead ('CWE DA') en inclusief lange termijn nominaties ('CWE DA+ LT'). In mei 2015 werd in de CWE-regio overgestapt van Allocated Transmission Capacities (ATC) marktkoppeling naar Flow Based marktkoppeling.

14. In 2017 was de grensoverschrijdende handel in de CWE-regio tijdens de uren met congestie (4793 uur) met een jaargemiddelde van 4018 MW lichtjes hoger dan in 2016, maar dit blijft gevoelig onder het niveau gerealiseerd vóór de introductie van *Flow Based* marktkoppeling in mei 2015.

15. Net als in 2016 ligt in de CWE-regio in 2017 het aandeel van nominaties van langetermijncapaciteit in de totale uitwisseling lager dan vóór de introductie van *Flow Based* marktkoppeling (FBMC). De daling van de langetermijnnominaties wordt echter niet gecompenseerd door evenredig hogere *day-ahead* uitwisselingen. De totale commerciële capaciteit voor grensoverschrijdende handel is dus afgenomen.



Figuur 10 – Overzicht van de spreiding van de beperkende netwerkelementen over de 4 CWE-biedzones. Blauw geeft het totaal aantal uren dat een netwerkelement de CWE grensoverschrijdende handel beperkte ('active CBCO'). Oranje geeft aan in hoeveel gevallen het beperkende netwerkelement minder dan 20% van de thermische capaciteit ter beschikking stelde voor de marktkoppeling.

16. In totaal kende 2017 4793 uren met congestie (54,7% van het jaar), waarvan in de helft van de gevallen meerdere netwerkelementen verzadigd waren in de CWE-regio. Figuur 9 toont in het blauw het aantal uren en de ligging van de netwerkelementen die de grensoverschrijdende handel in de CWE-regio beperkt hebben. 52% van de beperkende netwerkelementen bevonden zich in de Duitse biedzone (DA/AT/LU), 30% in de Belgische, 17% in de Nederlandse en ten slotte slechts 1% in de Franse biedzone.

17. Figuur 10 toont in het donkeroranje het aantal uren waarop het beperkend netwerkelement minder dan 20% van de thermische capaciteit beschikbaar stelde voor de grensoverschrijdende handel (RAM = *"remaining available margin"*, voor de grensoverschrijdende handel in CWE). In 43% van de gevallen was minder dan 20% van de thermische capaciteit op de beperkende transmissielijn beschikbaar voor de marktkoppeling. Hieruit blijkt dat vooral op de beperkende transmissielijnen in de Duitse biedzone minder dan 20% capaciteit beschikbaar was. In Nederland waren er ook relatief veel transmissielijnen met weinig RAM (719 uur) in vergelijking tot België (118 uur) of Frankrijk (13 uur). Belgische actieve CBCO's hadden gemiddeld 43% RAM beschikbaar.

18. Uit de CREG-studie 1687 blijkt dat lage RAM-waarden heel sterk de grensoverschrijdende handel beperken. De schaduwkost van de beperkende lijnen met minder dan 20% RAM bedroeg in 2017 gemiddeld 235 €/MW. Transmissienetbeheerders van de Centraal-West-Europese regio bestuderen nu op vraag van nationale regulerende autoriteiten een FBMC-methode met minimale RAM-voorwaarden voor alle netwerkelementen die deelnemen in de FBMC.

1.5. BALANCING

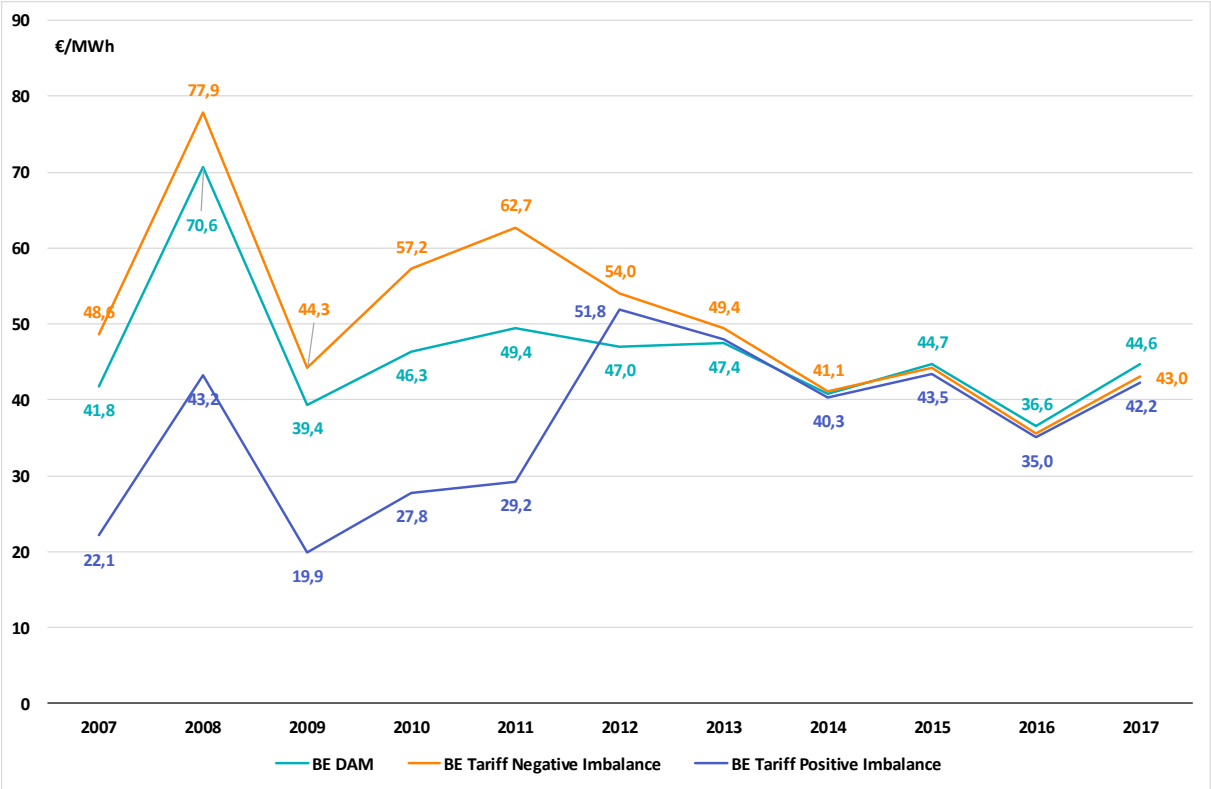
19. De convergentie tussen de gemiddelde jaarlijkse dagmarktprijs en positieve en negatieve onevenwichtsprijs[6] blijft ook in 2017 behouden, alhoewel de prijsverschillen licht zijn toegenomen (Figuur 11). De gemiddelde tarieven voor positieve en negatieve onevenwichten liggen beide iets lager dan de gemiddelde dagmarktprijs.

20. Hoewel de jaarlijkse gemiddelde dagmarktprijs en onevenwichtstarieven weinig van elkaar verschillen, kunnen deze per kwartier wel sterk uiteenlopen. Indien de gemiddelde absolute waarde van deze prijsverschillen berekend wordt, dan blijkt inderdaad dat de onevenwichtstarieven sterk kunnen afwijken van de dagmarktprijs. Het gemiddelde absolute verschil tussen een onbalanstarief en de dagmarktprijs in 2017 is 26 €/MWh, een kleine stijging ten opzichte van 2016 (24 €/MWh) (Figuur 12).

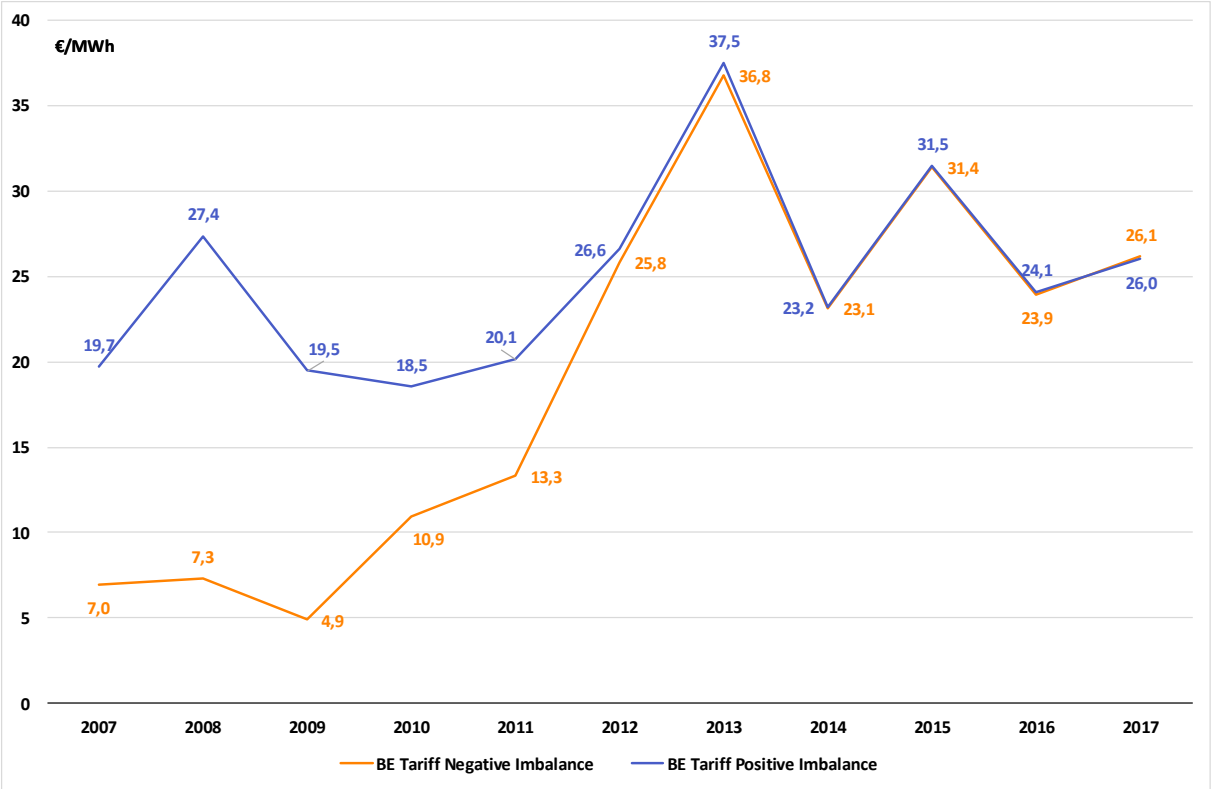
21. Een productie-eenheid die zich reeds, door verkoop van elektriciteit op de dagmarkt, geëngageerd heeft om energie te leveren aan de dagmarktprijs, maakt extra winst door dit volume niet te produceren indien het tarief voor een negatief onevenwicht lager is dan de kost om de energie te produceren met die productie-eenheid. Alternatief maakt een eenheid die zich op de dagmarkt nog niet geëngageerd heeft om energie te leveren extra winst door toch te produceren indien het onevenwichtstarief voor een positief onevenwicht hoger is dan de kost om de energie te leveren met de eenheid. Deze economische prikkels bieden opportuniteiten om flexibele, stuurbare productie-eenheden te valoriseren in reële tijd, zoals reeds in 2015 vastgesteld door de CREG[7].

[6] De dagmarktprijs is de prijs die op de *day ahead* markt betaald of ontvangen wordt voor elektriciteit; het negatieve en positieve onevenwichtstarief is de prijs die betaald of ontvangen wordt in de reële tijd, respectievelijk voor een negatief en positief onevenwicht. Bij een negatief onevenwicht betaalt de evenwichtsverantwoordelijke de negatieve onevenwichtsprijs voor zijn tekort; bij een positief onevenwicht ontvangt de evenwichtsverantwoordelijke de positieve onevenwichtsprijs voor zijn overschot.

[7] Zie studie 1583 van de CREG over de winstgevendheid van lokale, stuurbare productie-eenheden, http://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1583NL.pdf [Nederlandstalig]



Figuur 11 – 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 12 – Gemiddeld absoluut verschil, tussen een uurlijks gemiddeld onbalanstarief en de dagmarktprijs, tijdens een jaar, van 2007 tot en met 2017.

2. AARDGAS

2.1. GRENSOVERSCHRIJDENDE AARDGASSTROMEN EN AARDGASVERBRUIK

22. De onderstaande grafiek geeft voor de periode 2011-2017 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 België[8]. In 2017 was dit 182 TWh, een stijging met 1,4% ten opzichte van 2016.

Figuur 13 – Grensoverschrijdende aardgasstromen in België (in TWh)

23. De Belgische aardgasconsumptie kende in 2017 een groei die toe te schrijven is aan de verbruikstoename van de grootverbruikers (industrieel verbruik +5,1% en verbruik door aardgasgestookte elektriciteitscentrales +3,4%) aangezien het verbruik op de distributienetten afnam met 1,2%. De temperatuurschommelingen in 2017 geven aan dat de verwarmingsbehoefte 7,5% lager lag dan in 2016. De patronen in de grensoverschrijdende aardgasstromen zien er als volgt uit:

<u>Verenigd Koninkrijk (UK):</u> 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

[8] 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; 2017: +3,34 TWh)

toeneemt met 86% in 2015 om 82 TWh te bereiken om vervolgens terug te vallen tot 52 TWh in 2016. In 2017 wordt er een stijging genoteerd van de netto aardgasstroom vanuit het VK met 12,7% en bereikt zo een netto volume van 58 TWh die op de Belgische handelsmarkt terecht komt.

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 aardgasstroom vanuit Nederland die verder afneemt tot 119 TWh in 2015 om vervolgens weer te stijgen tot 140 TWh in 2016. In 2017 wordt er een sterke daling genoteerd van de netto aardgasstroom vanuit Nederland met 21,7% en bereikt zo een netto aardgasstroom van 110 TWh. 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 (NO): 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. In 2017 wordt er een sterke stijging genoteerd van de aardgastromen uit de Noorse aardgasvelden met 7,7% om 169,4 TWh te bereiken; een volume dat overeenkomt met 93% 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. In 2017 blijft de instroom van LNG in België stabiel op het niveau van 11,9 TWh.

24. 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 die bijdragen tot het waarborgen van efficiënte groothandelsprijzen en leveringszekerheid.

25. 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. In 2017 kennen de aardgasstromen naar Frankrijk een daling met 5,6% om 173 TWh te bereiken. Dit volume is nog steeds equivalent aan 95% van het Belgische aardgasverbruik. 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 aardgasstroom van 32 TWh naar Duitsland in 2011 veranderde wel in een netto aardgasstroom naar België in 2013 van 4 TWh. In 2014 sloeg de stroomrichting weer om in een netto aardgasstroom van 7 TWh vanuit België naar Duitsland. In 2015 wordt zelfs een verdubbeling genoteerd van de netto aardgasstroom vanuit België naar Duitsland. In 2016 levert de aardgashandel een netto *entry*stroom van 10 TWh vanuit Duitsland. Ook in 2017 wordt er een netto *entry*stroom genoteerd vanuit Duitsland (9,6 TWh). 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 (H-gas) 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 aardgastromen 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. Deze groei wordt verdergezet in 2017 met 11,8% om een volume van 7,3 TWh te vertegenwoordigen.

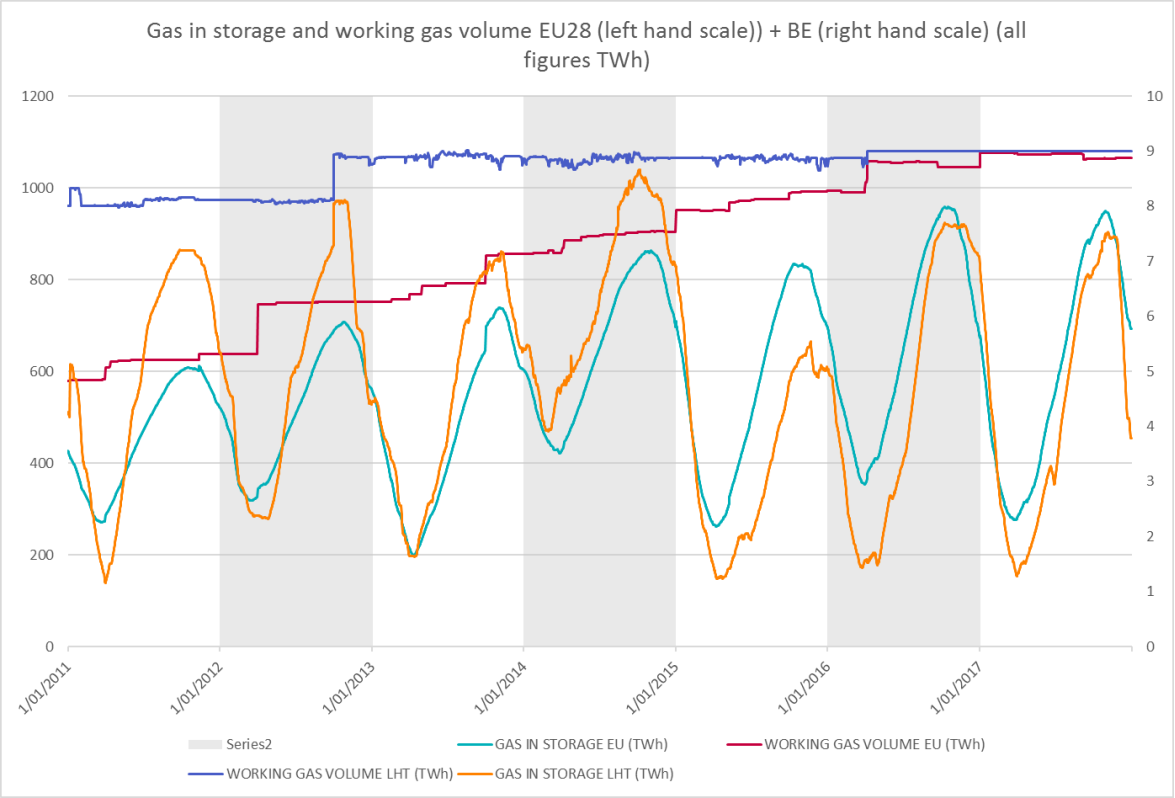
2.2. OPSLAG

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

27. 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 een optimalisatie van de aangeboden diensten door de opslagbeheerder: de opslaggebruikers kunnen opslagcapaciteit onderschrijven als 'trage capaciteit' en niet uitsluitend als SBU (Standard Bundled Unit).

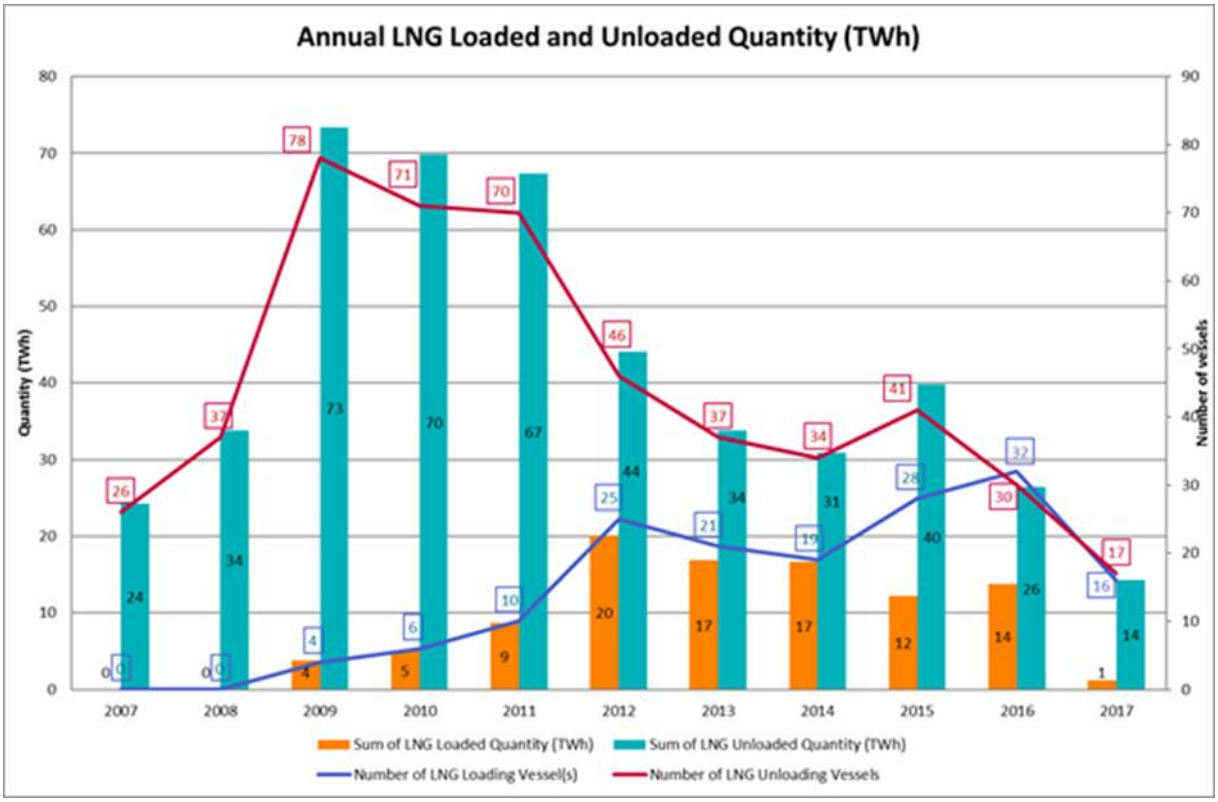
28. De vullingsgraad voor het seizoen 2016-2017 lag met 85% voor België (Loenhout) en 91% voor EU28 merkelijk hoger dan 2015-2016 (64% respectievelijk 84%). Hoewel de spread tussen de winter- en zomerprijs voor aardgas in 2016 laag bleef (< 2€ /MWh, ruim onder de gemiddelde kost van opslag (>3,5 €/MWh)), zorgde de onbeschikbaarheid van de grootste opslaginstallatie in het VK voor een toegenomen boeking van opslagcapaciteit in de Noordwest-Europese markt.

29. De vullingsgraad van de installatie te Loenhout op het einde van 2017 is laag (42%) in vergelijking met 2016 toen de vullingsgraad 77% bedroeg. De lage vullingsgraad valt samen met een verbruikspiek in UK (koudegolf) en de tijdelijke onbeschikbaarheid van een upstream pijplijn voor de bevoorrading van de Britse markt. Dit kan wijzen op het gebruik van Loenhout als flexibiliteitsbron voor de UK en is een mogelijke indicatie van de goede werking van de Noordwest-Europese gasmarkt.



Figuur 14 – Technisch beschikbare capaciteit en volume gas in opslag in België en Europa (EU28) (in mcm).

2.3. LNG



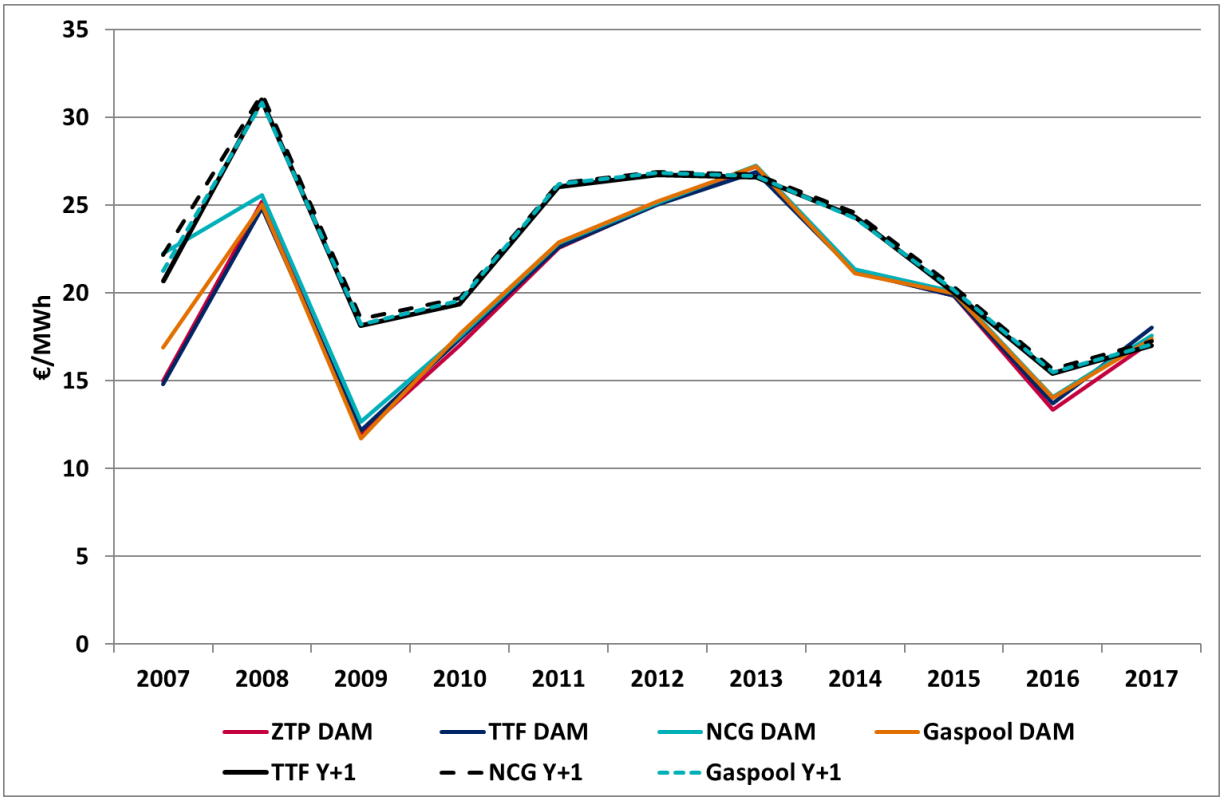
Figuur 15 – Jaarlijks geladen en geloste hoeveelheden (TWh) en aantal boten in Zeebrugge.

30. Tussen 2011 en 2014 wordt een daling vastgesteld van de hoeveelheid LNG gelost in de LNG-terminal te Zeebrugge, waarna een stijging volgt in 2015. In 2016 wordt een forse daling vastgesteld van de hoeveelheid geloste LNG, zowel in volume (32%) als in aantal boten (22%). In termen van het laden van 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 tankers, terwijl het volume gedaald is. Deze trend wordt voorgezet in 2016 met een stijging van ongeveer 10% van het aantal ladingen en een geladen volume dat net niet verdubbeld is. In 2017 stellen we vast dat zowel de hoeveelheid geloste LNG als de hoeveelheid geladen LNG verder zeer fors zijn gedaald zowel in volume als in aantal tankers en dit tot niveaus van respectievelijk 17 tankers en 14 TWh m.b.t. het lossen van LNG en 16 tankers en 1 TWh m.b.t. het laden van LNG. De *send-out* blijft nochtans relatief stabiel tussen 2016 en 2017 met een lichte verhoging van 11,9 TWh naar 12,1 TWh.

2.4. KORTE- EN LANGETERMIJNMARKT

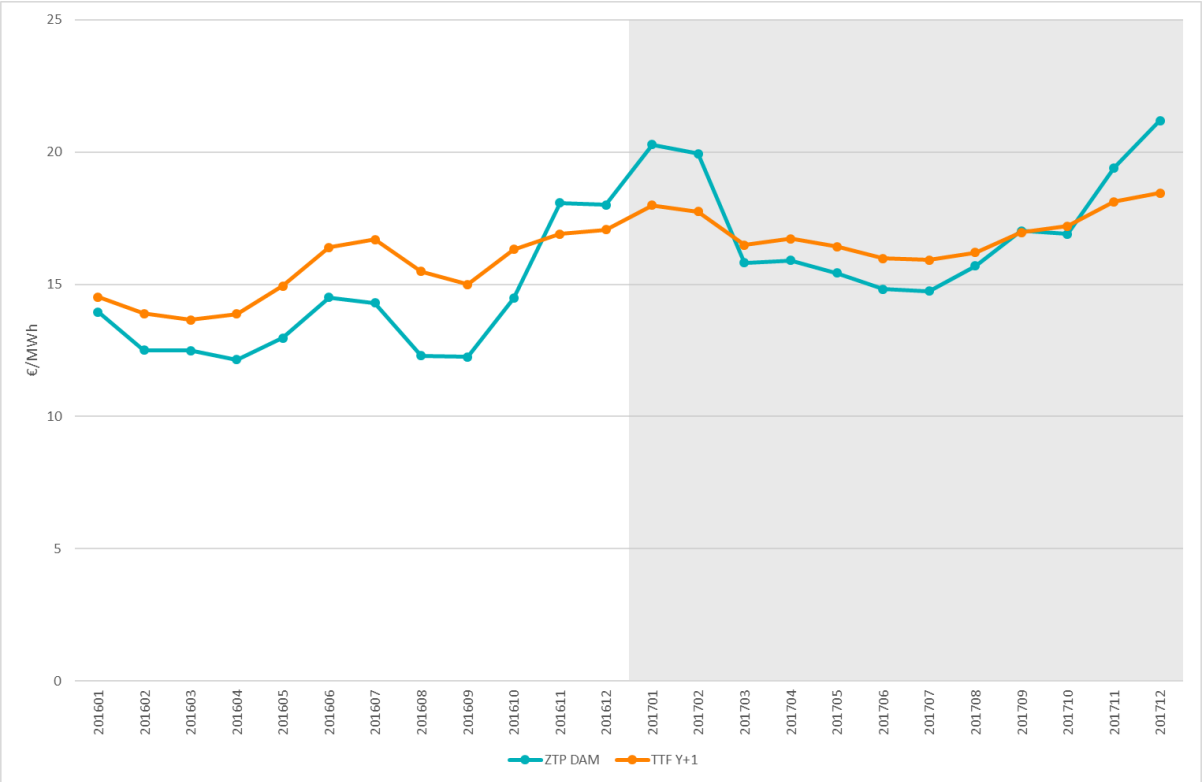
31. De onderstaande figuur geeft met de gekleurde lijnen de jaarlijks gemiddelde day ahead gasprijs (DAM) voor respectievelijk België (ZTP), Nederland (TTF) en Duitsland (NCG, Gaspool) (in €/MWh). Deze lijnen vallen nagenoeg samen, wat erop wijst dat er een vlotte grensoverschrijdende aardgashandel mogelijk is tussen België, Nederland en Duitsland (althans voor hoogcalorisch gas (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.

32. De gemiddelde gasprijs op de kortetermijnmarkt is in 2017 gestegen tot ongeveer 17,3 €/MWh en die op de langetermijnmarkt tot ongeveer 17,0 €/MWh. Dat is voor de beide producten een eerste verhoging sinds 2013 toen ze gemiddeld boven 26 €/MWh noteerden. De gemiddelde gasprijzen op de kortetermijnmarkt in België en in het buitenland lagen op een gelijkaardig niveau met een verschil van 1,01% tussen NCG en ZTP.



Figuur 16 – gemiddelde gasprijs op day en year ahead markt, per jaar (in €/MWh).

33. De evolutie van de prijzen op korte en lange termijn toont dat de prijzen niet volledig samenvallen. In 2017 ligt de gemiddelde gasprijs op de dagmarkt systematisch minder hoog dan de *year-ahead* prijs, met uitzondering van de maanden januari, februari, november en december. Dit is onder meer te verklaren door het seizoensgebonden karakter van de gasvraag.



Figuur 17 – Gemiddelde gasprijs op *day ahead* en *year ahead* markt in 2017, per maand (in €/MWh).

3. CONCLUSIE

De voornaamste conclusies zijn de volgende:

Elektriciteit

- Het totale Belgische elektriciteitsverbruik zoals door de netbeheerder Elia gemeten, lag op 77,3 TWh in 2017. Daarmee was de elektriciteitsafname nagenoeg gelijk aan 2016.
- De nucleaire centrales produceerden 40,2 TWh, een lichte daling met 1,2 TWh ten opzichte van 2016. De fysische invoer uit het buitenland bleef ongeveer constant met 6,6 TWh. Gasgestookte eenheden produceerden 18,4 TWh, nagenoeg evenveel als in 2016. In 2017 werd er voor het eerst geen elektriciteit geproduceerd door steenkoolcentrales in België.
- De koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie kent in Europa een dalende trend. De koolstofintensiteit van de elektriciteitsproductie in België ligt onder het Europese niveau, zoals tevens geldt voor Frankrijk, terwijl de intensiteit in de buurlanden Nederland, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk dubbel zo hoog ligt als in België.
- De elektriciteitsprijs op de kortetermijnmarkt was gemiddeld 45,0 €/MWh in 2017, een stijging met ongeveer 8,3 €/MWh ten opzichte van 2016.
- De gemiddelde prijsverschillen op de kortetermijnmarkt voor elektriciteit in België, Nederland, Frankrijk en Duitsland lagen met €10,8/MWh in 2017 hoger ten opzichte van 2016, met in Duitsland de laagste en in België en Frankrijk de hoogste prijzen. Nederland zit daar tussenin. De prijsverschillen manifesteerden zich vooral in januari en tijdens het laatste kwartaal van 2017.
- Op de langetermijnmarkt voor elektriciteit steeg de *year-ahead* prijs in 2017 tot gemiddeld 37,3 €/MWh. Het gemiddelde prijsverschil in de CWE-regio[9] bedraagt 5,9 €/MWh, licht lager in vergelijking met vorig jaar, met de Franse en Duitse prijs respectievelijk de hoogste en de laagste prijs.
- In 2017 was er een sterke stijging van de *Clean Spark Spread* (CSS), een maat voor de winstgevendheid van STEG-centrales (gebaseerd op de prijzen van elektriciteit, gas en CO_2). De operationele winst van een gemiddelde, bestaande STEG-centrale in België berekent de CREG op 10,3 MEUR voor 2017. Dat is de hoogste operationele winst sinds 2012.
- De grensoverschrijdende handel in de CWE-regio was tijdens de uren met congestie met een jaargemiddelde van 3900 MW lichtjes hoger dan in 2016 (3800 MW) maar blijft gevoelig onder het niveau gerealiseerd vóór de introductie in 2015 van Flow Based marktkoppeling (4400 MW in 2014).
- In 43% van de gevallen had het netwerkelement dat de grensoverschrijdende handel in de CWE-regio beperkte minder dan 20% van de totale capaciteit beschikbaar voor de grensoverschrijdende handel. Het leeuwenaandeel (81%) van deze transmissielijnen met een lage grensoverschrijdende commerciële transmissiecapaciteit bevond zich in de Duitse biedzone. De gemiddelde grensoverschrijdende capaciteit op de Belgische lijnen bedroeg 43%.
- De convergentie tussen de jaarlijkse gemiddelde dagmarktprijs en de gemiddelde positieve en negatieve onevenwichtsprijs[10] blijft ook in 2016 behouden, hoewel de prijsverschillen licht zijn toegenomen.

[9] De CWE-regio bestaat uit de volgende prijszones: België, Nederland, Frankrijk en Duitsland/Oostenrijk/Luxemburg. De laatste drie landen vormen één prijszone.

[10] De dagmarkt prijs is de prijs die op de day ahead markt betaald of ontvangen wordt voor elektriciteit; het negatieve en positieve onevenwichtstarief is de prijs die betaald of ontvangen wordt in de reële tijd, respectievelijk voor een negatief en positief onevenwicht. Bij een negatief onevenwicht betaalt de evenwichtsverantwoordelijke de negatieve onevenwichtsprijs

Gas

- De gasconsumptie in 2017 in België bedroeg 182 TWh, een stijging met 1,4% ten opzichte van 2016.
- De vullingsgraad van de installatie te Loenhout op het einde van 2017 is laag (42%) in vergelijking met vorig jaar toen de vullingsgraad op het einde van het jaar 77% bedroeg. De Belgische vullingsgraad volgt de Europese trend.
- De activiteit in de LNG-terminal van Zeebrugge is in 2017 fors gedaald.
- De gemiddelde gasprijs op de kortetermijnmarkt is in 2017 gestegen tot ongeveer 17,3 €/MWh en die op de langetermijnmarkt tot ongeveer 17,0 €/MWh. Dat is voor de beide producten een eerste verhoging sinds 2013, toen ze gemiddeld boven 26 €/MWh noteerden.

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

Andreas TIREZ
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER
Voorzitster van het Directiecomité

voor zijn tekort; bij een positief onevenwicht ontvangt de evenwichtsverantwoordelijke de positieve onevenwichtsprijs voor zijn overschot.