



**Indicatief investeringsprogramma op 10 jaar
Fluxys Belgium & Fluxys LNG | 2019-2028**

**FLUXYS
BELGIUM
&
FLUXYS LNG**

**Indicatief investeringsplan op 10 jaar
Fluxys Belgium & Fluxys LNG | 2019-2028**

Februari 2019

Inhoudsopgave

1	Inleiding	4
1.1	Fluxys Belgium	4
1.2	Investerings in 2018	5
1.3	Vooruitzichten	6
2	Europese gasmarkt	8
2.1	Verbruikstrends in 2017	8
2.2	Vooruitzichten voor de Europese gasvraag	10
2.3	Bevoorradingstrends in 2017	12
2.4	Vooruitzichten voor de interne Europese productie	16
2.5	Bevoorradingsperspectieven	18
3	Belgische aardgasmarkt	21
3.1	De aardgasinfrastructuur van Fluxys Belgium en Fluxys LNG	21
3.2	Marktsegmenten	22
3.3	Verbruikstrends in België	23
3.4	Netsimulatiemodel	26
3.5	Investeringsbehoeften (interne markt)	29
4	Conversie	33
4.1	Inleiding	33
4.2	Principes voor de conversie van de vervoersnetten	35
4.3	Belangrijkste aanpassingen aan het netwerk van Fluxys Belgium	36
4.4	Ingangscapaciteit voor de 'nieuwe H-markt'	39
4.5	Investerings	40
4.6	Project van gemeenschappelijk belang op Europees niveau (PGB)	41
5	Vervoerscapaciteit aan de Belgische grenzen	42
5.1	Algemene omschrijving	42
5.2	Bijdrage van het netwerk van Fluxys Belgium tot de bevoorrading van de aangrenzende markten (Exit Interconnectiepunten)	42
5.3	Invoer in het netwerk van Fluxys Belgium	49

5.4	Investeringsbehoeften (naburige markten)	54
6	Tienjarenplan voor de ontwikkeling van het net (TYNDP) van ENTSOG	55
6.1	TYNDP 2018 van ENTSOG	55
6.2	TYNDP 2020	60
6.3	PGB-selectie.....	60
6.4	Regionale Investeringsplannen voor Aardgas.....	60
7	Becijfering van het indicatieve plan 2019-2028	62
7.1	LNG-initiatieven en grensoverschrijdende projecten	63
7.2	Evolutie van de capaciteit die ter beschikking van de eindgebruikers wordt gesteld	63
7.3	Behoud van de integriteit, aanpassing en vernieuwing van de infrastructuur ...	63

1 Inleiding

1.1 Fluxys Belgium

Een samenleving die wil bloeien, heeft nood aan een betrouwbare instroom van energie. En als we rekening willen houden met de klimaatuitdaging en de socio-economische imperatieven moet die energie zowel duurzaam als betaalbaar zijn.

Als aardgasvervoersnetbeheerder zijn we voor België een centrale partner om in die behoefte te voorzien: onze kernactiviteit is zorgen voor een betrouwbare en betaalbare instroom van energie naar de markt en met onze infrastructuur bieden we de capaciteit om gas te doen meebouwen aan het energiesysteem van vandaag en morgen.

Vandaag draagt Fluxys bij tot het behalen van de nationale doelstellingen voor klimaat en luchtkwaliteit door aardgas als energiebron te faciliteren. Aardgas heeft in vergelijking met andere fossiele brandstoffen immers een veel gunstiger profiel qua klimaatemissies (CO₂) en luchtkwaliteit (fijn stof, NO_x en SO_x). Overschakelen van benzine, diesel, (zware) stookolie en steenkool naar aardgas levert daardoor onmiddellijk resultaten op.

Het Belgische net is verbonden met alle aardgasbronnen die voor de Europese markt beschikbaar zijn en klanten kunnen alle richtingen uit met het aardgas dat ze via pijpleidingen aanvoeren: naar Frankrijk, het Verenigd Koninkrijk, Nederland en Duitsland. Dankzij het veelzijdige entry/exit-systeem van Fluxys Belgium dat met het Groothertogdom Luxemburg is geïntegreerd in de Belux-zone, kunnen ze binnen verschillende tijdshorizonten capaciteit boeken en gebruiken. Bovendien kan vanuit Zeebrugge LNG via schepen of met tankwagens nieuwe bestemmingen krijgen in België en Europa.

De sleutel tot een succesvolle energietransitie is de juiste energie in de juiste toepassing te gebruiken en zo goed mogelijk de complementariteit tussen de gas- en elektriciteitssystemen te doen spelen. In dat dubbele energiesysteem heeft de gasinfrastructuur van Fluxys drie centrale troeven.

1. **Vervoer van groen gas** – Vandaag vervoert Fluxys alleen aardgas, maar morgen kan door de bestaande infrastructuur ook groen gas stromen, biomethaan, bijvoorbeeld, waterstof of synthetisch gas. De infrastructuur is eveneens geschikt voor het vervoer van CO₂.
2. **Zeer grote capaciteit** – De gasinfrastructuur biedt het energiesysteem van morgen de capaciteit om niet alleen de behoefte in te vullen aan meer energie met lage uitstoot maar ook de nood aan meer flexibiliteit om back-up te bieden voor de variabele stroomproductie uit wind en zon.
3. **Kostenefficiënt** – De bestaande gasinfrastructuur inzetten voor de energiebehoeften van morgen spaart investeringen in het energiesysteem in zijn geheel. Bovendien is gasinfrastructuur op zich bijzonder efficiënt doordat gas een hoge energiedichtheid heeft.

Op die manier zal de gasinfrastructuur samen met hernieuwbare energie en de elektriciteitsinfrastructuur de hoeksteen van een betrouwbare, duurzame en competitieve energietoekomst vormen.

1.2 Investerings in 2018

In 2018 werd ongeveer 60% van de investeringen van Fluxys Belgium besteed aan de toenemende LNG-activiteiten, in het bijzonder in het kader van de vooruitgang in de bouw van de vijfde tank en de bijkomende procesinstallaties op de LNG-terminal van Zeebrugge.

De investeringen voor het binnenlands vervoersnetwerk waren toegespitst op de punctuele versterking van het net voor de distributienetbeheerders die jaarlijks 55 à 60.000 nieuwe klanten blijven optekenen, op het aansluiten van nieuwe industriële klanten en het op peil houden van de goede en veilige staat van het netwerk.

Wat de vervoersinfrastructuur aan de grenspunten betreft, is met de indienstname eind 2015 van de verbinding Duinkerke-Zeebrugge het Belgische net volledig bidirectioneel geworden en kan het dus ten volle zijn draaischijfrol op de Noordwest-Europese markt

spelen. Intensief gebruik van de grenscapaciteit eind februari 2018 - de winterprik in combinatie met de uitvoer van grote volumes naar het Verenigd Koninkrijk - heeft bevestigd dat de capaciteiten aan de marktbehoeften zijn aangepast.

1.3 Vooruitzichten

Naast het afronden van de lopende investeringen in de LNG-activiteit staat de infrastructuur van Fluxys Belgium tegen 2030 voor de volgende uitdagingen:

- De verdere conversie van de markt voor L-gas naar H-gas vereist een aanpassing van het netwerk van Fluxys Belgium in overleg met de Belgische distributienetbeheerders¹ en de Franse en Nederlandse vervoersnetbeheerders. Het conversieproces is gestart en de investeringen die nodig zijn voor de uitvoering van de indicatieve planning 2019-2028 worden uiteengezet in dit plan.
- Nog steeds in het kader van de L/H-conversie, maar op grensoverschrijdend niveau, biedt de noodzaak om L-gas door H-gas te vervangen in Duitsland, en in het bijzonder het project van de nieuwe Zeelink-leiding², de opportuniteit om de uitvoercapaciteit naar Duitsland verder te ontwikkelen. Afhankelijk van de behoefte en de marktvraag zou een versterking van het vervoersnet van Fluxys Belgium nodig kunnen zijn. Aangezien het overleg aan de gang is en de eventuele investeringen in ons vervoersnet niet zijn bevestigd, worden ze niet opgenomen in het indicatief investeringsplan 2019-2028.
- Op het vlak van elektriciteitsproductie beschikt het huidige netwerk van Fluxys Belgium in het algemeen over voldoende capaciteit voor nieuwe elektriciteitscentrales met het oog op de kernuitstap in 2025. De keuze van de inplanting kan er echter voor zorgen dat het netwerk in de betrokken regio moet worden versterkt. Zowel voor die versterkingen

¹Gecoördineerd binnen Synergrid, de federatie van de vervoers- en distributienetbeheerders elektriciteit en aardgas in België (www.synergrid.be)

²www.zeelink.de

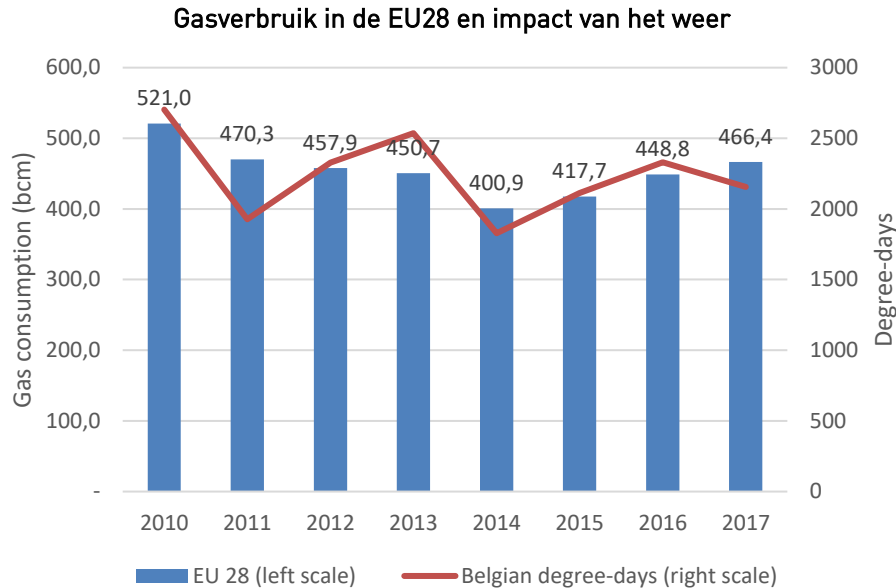
als voor de lokale aansluitingen van nieuwe productie-eenheden worden bedragen uitgetrokken.

Naast de belangrijke huidige en toekomstige ontwikkelingen van de LNG-infrastructuur in de zone Zeebrugge, zijn de geïdentificeerde versterkingen in het indicatief investeringsplan 2019-2028 van Fluxys Belgium toegespitst op de aanpassingen die nodig zijn voor de conversie van het L-gasnet en op de capaciteit die ter beschikking wordt gesteld van de nieuwe elektriciteitscentrales.

Gelet op de maturiteit en de leeftijd van het netwerk en de installaties van Fluxys Belgium wordt een stijgend aandeel van het indicatief plan aangewend voor terugkerende investeringen in onderhoud, aanpassing en modernisering van het net.

2 Europese gasmarkt

2.1 Verbruikstrends in 2017

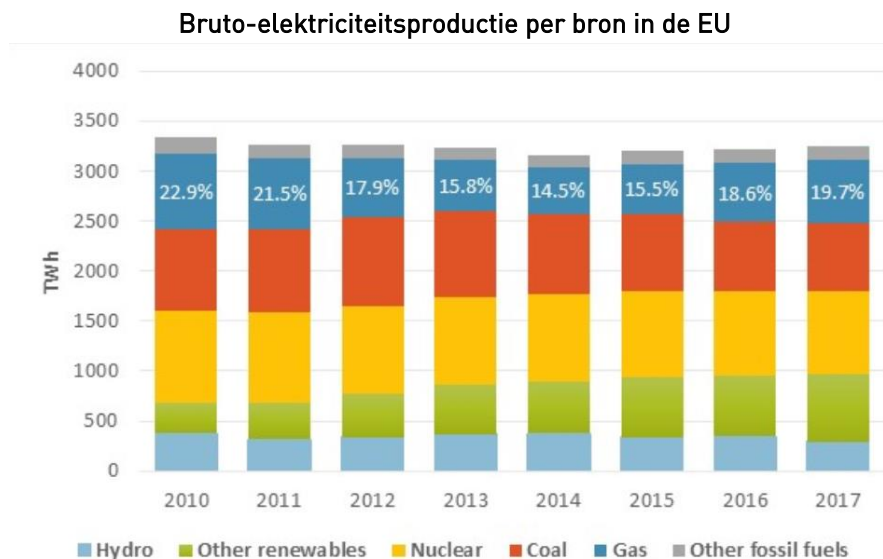


[Bron: BP Statistical Review of World Energy 2018 en Synergrid]

In 2017 steeg het Europese gasverbruik (EU28, met uitzondering van Cyprus en Malta) voor het derde jaar op rij van 448,8 mld. m³ in 2016 tot 466,4 mld. m³ (BP Statistical Review of World Energy 2018). De opwaartse trend, die in 2014 is ingezet, hield vooral verband met het toenemende aantal graaddagen tot 2016. Het aantal graaddagen is in 2017 echter gedaald als gevolg van hogere temperaturen dan normaal in Europa en België, waardoor de vraag naar gas voor ruimteverwarming is afgenomen.

Een sterk economisch herstel en een grotere overstap van steenkool op gas voor de elektriciteitsopwekking waren de belangrijkste drijfveren voor de groeiende vraag. Hogere steenkoolprijzen en het toenemende concurrentievermogen van gas ten opzichte van

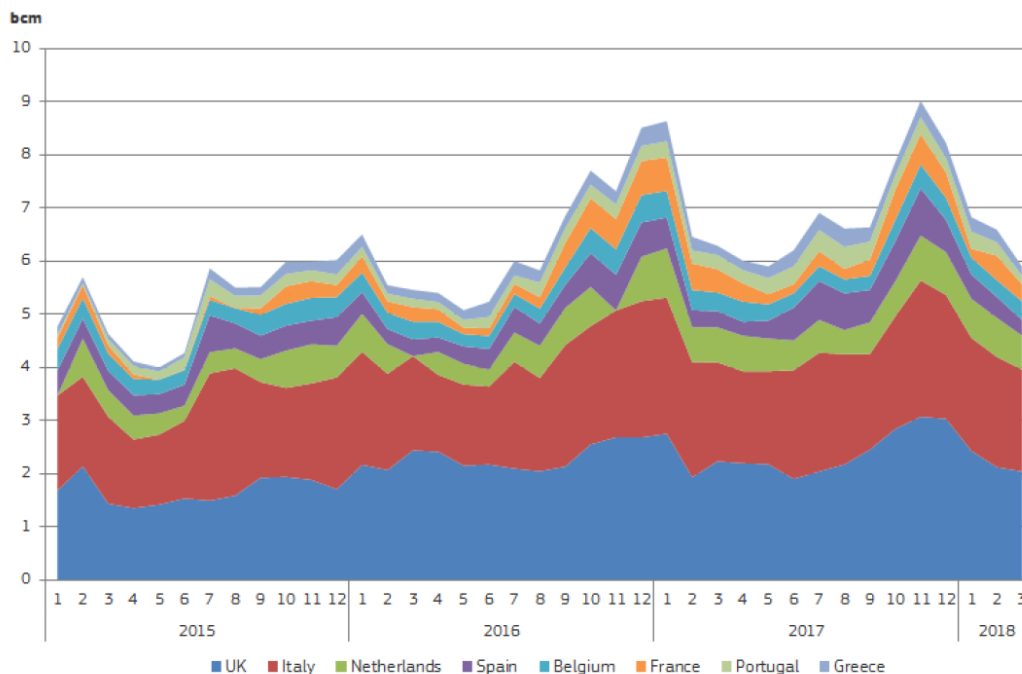
steenkool hebben de gasgestookte elektriciteitsproductie gestimuleerd, zij het in mindere mate dan in 2016. Volgens Cedigaz heeft de hogere snelheid van windenergieopwekking in 2017 de thermische energieproductie onder druk gezet.



[Bron: Cedigaz: Ten major trends in the European gas market]

In haar Quarterly Report on European Gas markets heeft de Europese Commissie de vraag naar gas in de elektriciteitssector in 2017 geëvalueerd voor bepaalde landen: het VK, Nederland, Italië, Spanje, België, Frankrijk, Portugal en Griekenland. West-Europa heeft het aandeel van de gasopwekking met 11% op jaarbasis verhoogd, met name door de verminderde beschikbaarheid van kernenergie in Frankrijk. De groei bedroeg 48% in Portugal, 27% in Spanje, 24% in Nederland, 19% in Frankrijk, 18% in Griekenland, 8% in Italië en 4% in het VK en België. In de wintermaanden 2016 en 2017 is het aandeel van gasgestookte energie sterk toegenomen.

Gasleveringen aan elektriciteitsproducenten in bepaalde lidstaten



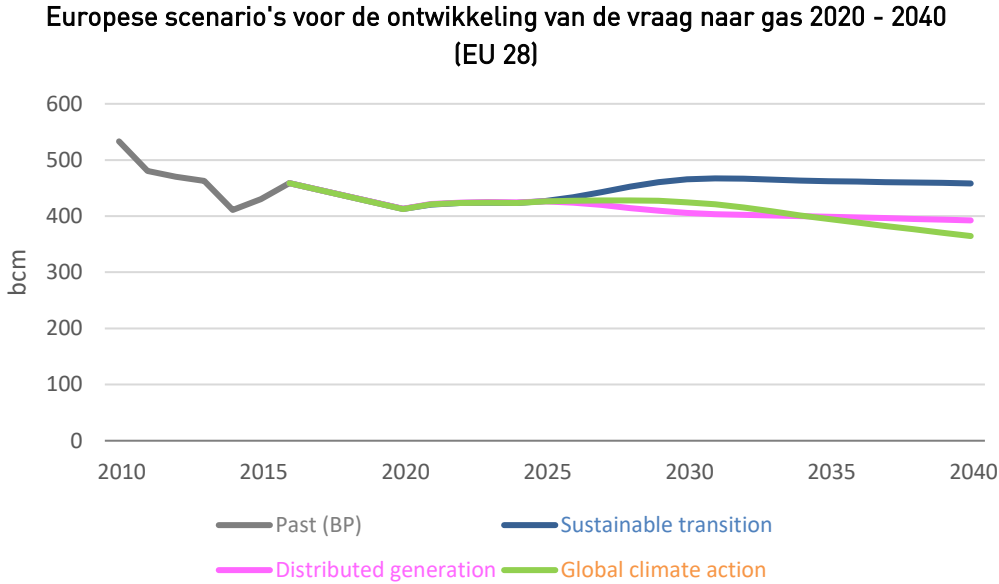
Source: Eurostat, data as of 14 June 2018 from data series nrg_103m; Germany is not included because of gaps in reporting.

[Bron: Europese Commissie 2017-2018]

2.2 Vooruitzichten voor de Europese gasvraag

De wereldwijde verbintenis om de klimaatverandering te beperken (Akkoord van Parijs) en het nationale en Europese energie- en klimaatbeleid zullen gevolgen hebben voor de toekomstige vraag naar gas. Het Europees Netwerk van Vervoersnetbeheerders voor Gas (European Network of Transmission System Operators for Gas of ENTSG) - waarvan Fluxys Belgium lid is - heeft in zijn Tienjarenplan voor de ontwikkeling van het net 2018 (Ten-Year Network Development Plan of TYNDP) drie verschillende scenario's gedefinieerd. Het scenario Duurzame Transitie (Sustainable Transition), dat neigt naar een

snelle CO2-reductie, ondersteunt de sterkste vraag naar gas. Met een piek van 467 mld. m³ in 2031 zou de vraag naar gas dan licht dalen tot 458 mld. m³ in 2040. Aan de andere kant neemt de vraag naar aardgas in het Global Climate Action-scenario af tot 364 mld. m³ in 2040.

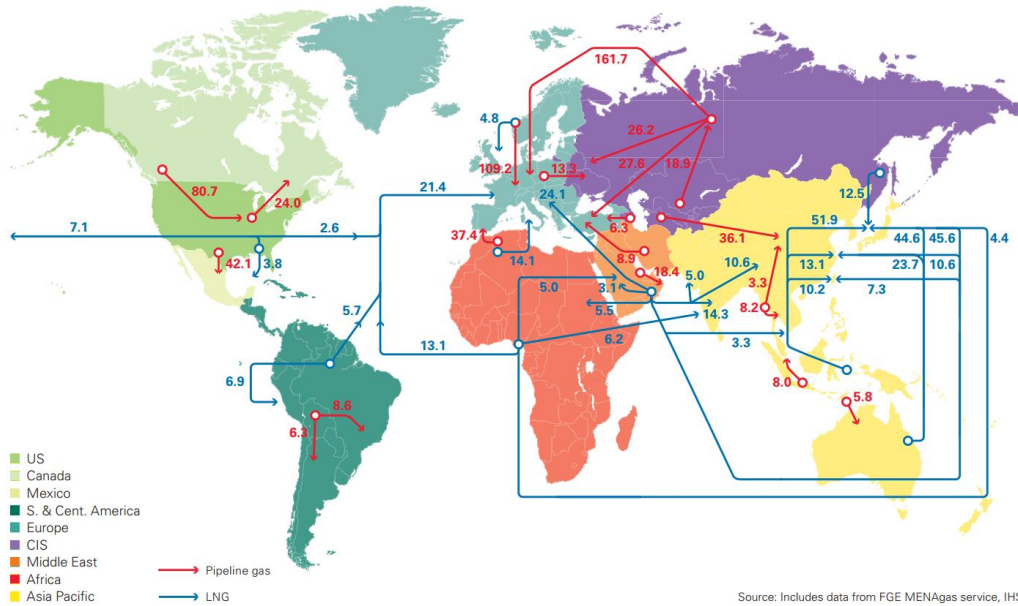


[Bronnen: BP, ENTSOG TYNDP 2018]

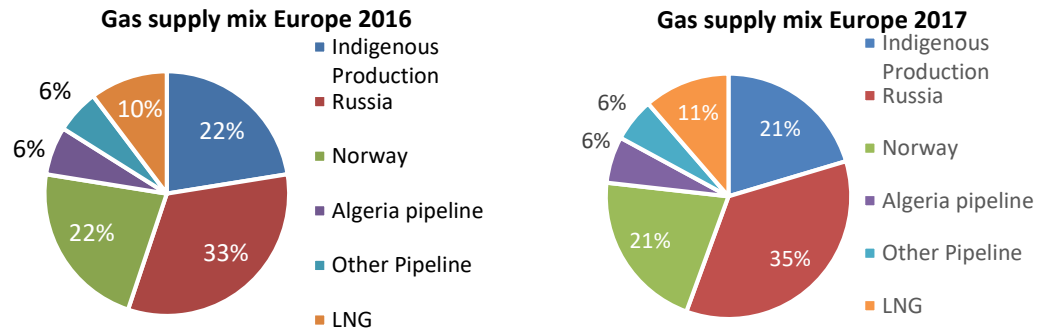
2.3 Bevoorradingstrends in 2017

Major trade movements 2017

Trade flows worldwide (billion cubic metres)



[Bron: BP Statistical Review of World Energy 2018]



[Bron: BP Statistical Review of World Energy 2018]

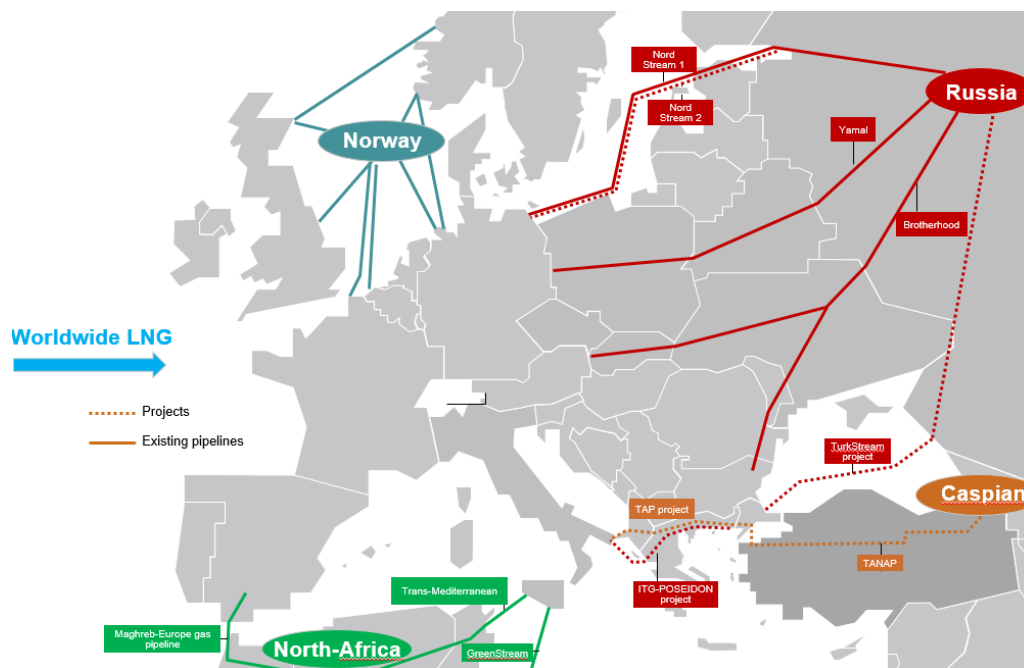
In 2017 bleef Rusland met een aandeel van 35% de belangrijkste gasleverancier voor Europa, gevolgd door Noorwegen en de interne Europese productie³, beide goed voor 21%. De invoer van LNG⁴ was goed voor 11%, terwijl de invoer via pijpleidingen buiten Europa (Algerije en Libië) in totaal 12% bedroeg. Een nieuwe pijpleiding (TAP) is in aanbouw voor nieuwe leveringen uit de Kaspische regio (Azerbeidzjan).

De daling van de interne Europese productie in combinatie met een toenemend gasverbruik leidde tot een stijging van de Europese gasimport, voornamelijk geleverd door Rusland, LNG en Noorwegen.

³ Nederland, het Verenigd Koninkrijk, Duitsland, Denemarken, Italië, Polen en Roemenië.

⁴ Qatar, Algerije, Nigeria, Peru, de Verenigde Staten, Tobago, Angola, Egypte, de Verenigde Arabische Emiraten, Guinee, Brazilië en de Russische Federatie.

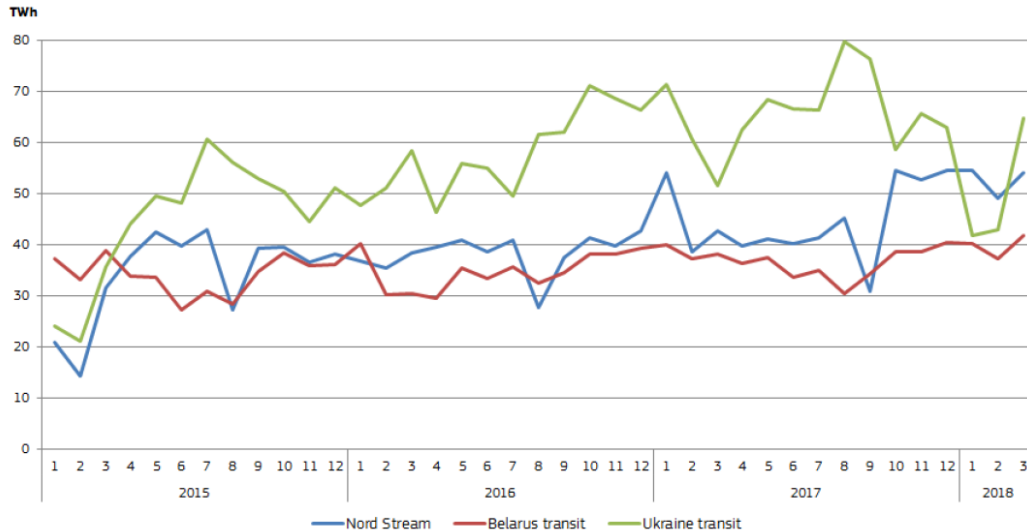
Huidige en toekomstige bevoorradingsroutes naar de EU



[Bron: Fluxys]

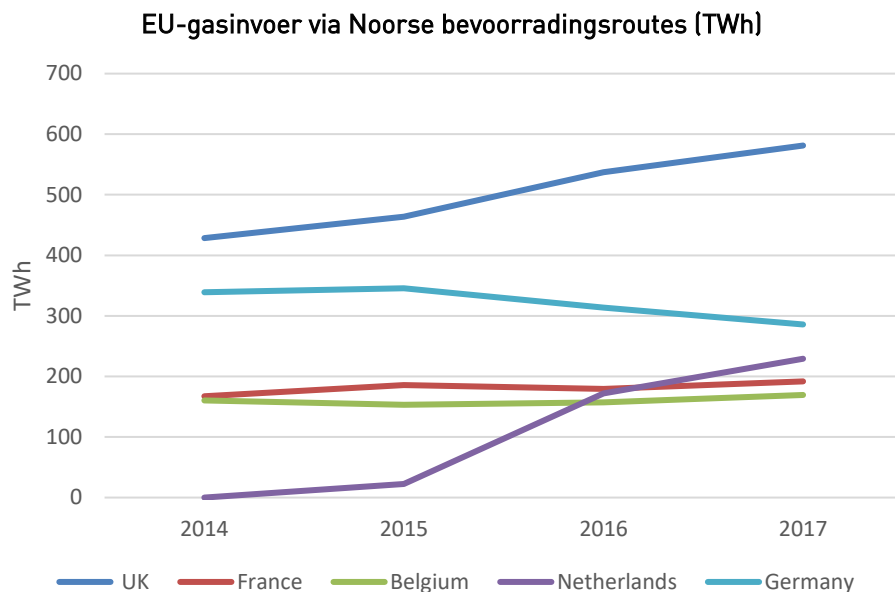
In 2017 liep de Russische pijpleidinglevering aan Europa via Oekraïne (44% in 2017 tegen 43% in 2016), Nord Stream (30% tegen 28% in 2016) en Wit-Rusland (24% tegen 26% in 2016). De invoer via Oekraïne steeg met 14% op jaarbasis, de volumes via de Nord Stream met 17% en Wit-Rusland met 6%. In december 2017 werd de eerste trein van Yamal LNG van Novatek in gebruik genomen, waarmee een nieuwe aanvoeroute voor Russisch gas naar Europa werd geopend.

EU-gasvoer via Russische bevoorradingsroutes



[Bron: Europese Commissie 2017-2018]

In 2017 groeide de Noorse pijpleidingexport naar Europa met 9%. Terwijl de invoer van Noors gas in Frankrijk en België overwegend stabiel bleef, is die in Nederland en het VK sterk toegenomen. Meer Nederlandse import uit Noorwegen compenseerde de afname van de gasproductie van het gasveld Groningen. In het VK is de opwaartse trend voor de Noorse invoer stabiel sinds 2015, toen de Rough opslag te maken kreeg met technische problemen die in 2017 hebben geleid tot de sluiting ervan. De Duitse invoer uit Noorwegen daarentegen is in 2017 aanzienlijk gedaald als gevolg van een meer concurrentiële Russische gasprijs.



[Bron: ENTSOG TYNDP 2018]

In 2017 is de invoer van LNG in de EU met 12% gestegen op jaarbasis. De dynamiek van de gasmarkt in de noordelijke en zuidelijke regio's verschilt echter. Terwijl de invoer van LNG in het VK, België, Nederland en Litouwen daalde, nam de invoer sterk toe in Spanje, Frankrijk, Griekenland, Portugal, Italië en Polen. Spanje behield zijn eerste positie als LNG-importeur (31% van de totale Europese invoer), gevolgd door Frankrijk (20%) en Italië (15%), dat de plaats innam van het VK (12%) als derde LNG-importeur. In Frankrijk ging de terminal van 9,5 Mt/j Duinkerke in 2017 in commerciële uitbating.

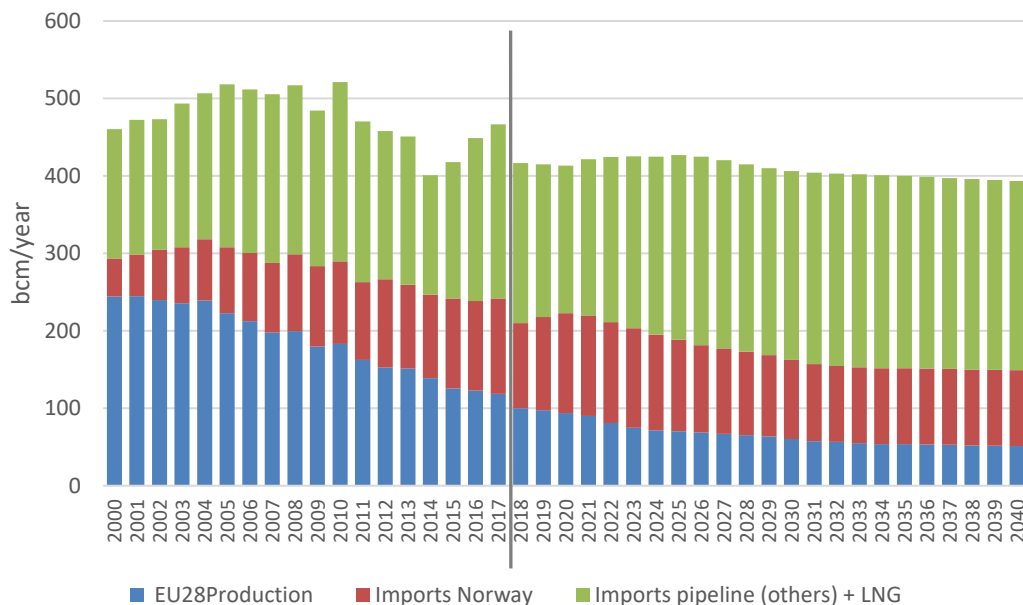
2.4 Vooruitzichten voor de interne Europese productie

Verwacht wordt dat de productie in de EU in de toekomst een neerwaartse trend zal aanhouden. Volgens het nieuwe beleidsscenario van het IEA zal de Europese productie (behalve in Noorwegen) dalen van 134 mld. m³ in 2016 tot 76 mld. m³ in 2040. De productie

uit de Noordzeevelden en het enorme gasveld Groningen zal in de loop van de komende decennia tot stilstand komen.

De gasproductie uit het gasveld Groningen is geplafonneerd op 42,5 mld. m³/j in 2014 en 21,6 mld. m³/j in 2017. In januari 2018, na aardbevingen in de regio Zeerijp, werden de vijf Loppersumclusters gesloten omdat gaswinning er een belangrijke trigger is voor aardbevingen. De Nederlandse regering heeft daarom een wetsvoorstel ingediend om de productie van het Groningenveld te verminderen. De ontwerpwet - tot wijziging van de gas- en mijnbouwwet van het land - definieert een wettelijk kader voor de productievermindering tot het minimum dat nodig is om de bevoorradingszekerheid van L-gas voor Noordwest-Europa te garanderen. Er zullen maatregelen worden genomen om de productie uiterlijk in het gasjaar 2022-23 terug te brengen tot 12 mld. m³/j en tot nul in 2030-31, namelijk de bouw van een nieuwe stikstofballastfabriek in Zuidbroek in 2022 en de omschakeling van de grootste industriële laagcalorische verbruikers op andere energiebronnen.

Evolutie eigen Europese gasproductie en invoer



[Bron: BP Statistical Review 2018 en ENTSOG TYNDP 2018]

2.5 Bevoorradingsperspectieven

Om de aanhoudende daling van de gasproductie in de EU, gekoppeld aan een stagnerende of afnemende aanvoer uit Noorwegen en Algerije, te compenseren, wordt verwacht dat de invoer in de EU de komende jaren zal toenemen. Nieuwe aanvoerroutes per pijpleiding zullen in gebruik worden genomen. Vanaf 2020 zal de Zuidelijke Gasconnector Europa voeden met gas uit het veld Shah Deniz II in Azerbeidzjan via de Trans-Anatolische pijpleiding en de Trans-Adriatische pijpleiding (naar Italië en Bulgarije via de interconnector Griekenland-Bulgarije). De Nord Stream 2-pijpleiding is in aanbouw en verdubbelt de capaciteit van Rusland naar Duitsland vanaf eind 2019. Daarnaast wordt de

optie om de Eastmed-pijpleiding aan te leggen om Europa te voorzien van gas uit de oostelijke mediterrane productie (Israël en Cyprus) nog steeds bestudeerd.

Toch wordt verwacht dat het grootste deel van de extra import zal bestaan uit LNG en Russisch gas. Er worden immers nieuwe faciliteiten voor vloeibaarmaking en hervergassing gebouwd, waardoor de hoeveelheid LNG die beschikbaar is voor verhandeling toeneemt en de weg wordt vrijgemaakt voor diversificatie van het aanbod.

In Noord-Europa hebben Ierland en het Verenigd Koninkrijk hervergassingsprojecten tegen 2020 (Shannon LNG, een drijvende opslag- en hervergassingseenheid of FSRU in de haven van Cork en de opleving van de Teesside LNG-terminal). In Duitsland bestuderen Gasunie, Oiltanking en Vopak een project voor de bouw van de eerste Duitse LNG-terminal in Brunsbüttel bij Hamburg. Bovendien heeft het Poolse PGNiG korte- en langetermijnovereenkomsten ondertekend om in de nabije toekomst LNG uit de VS te kopen.

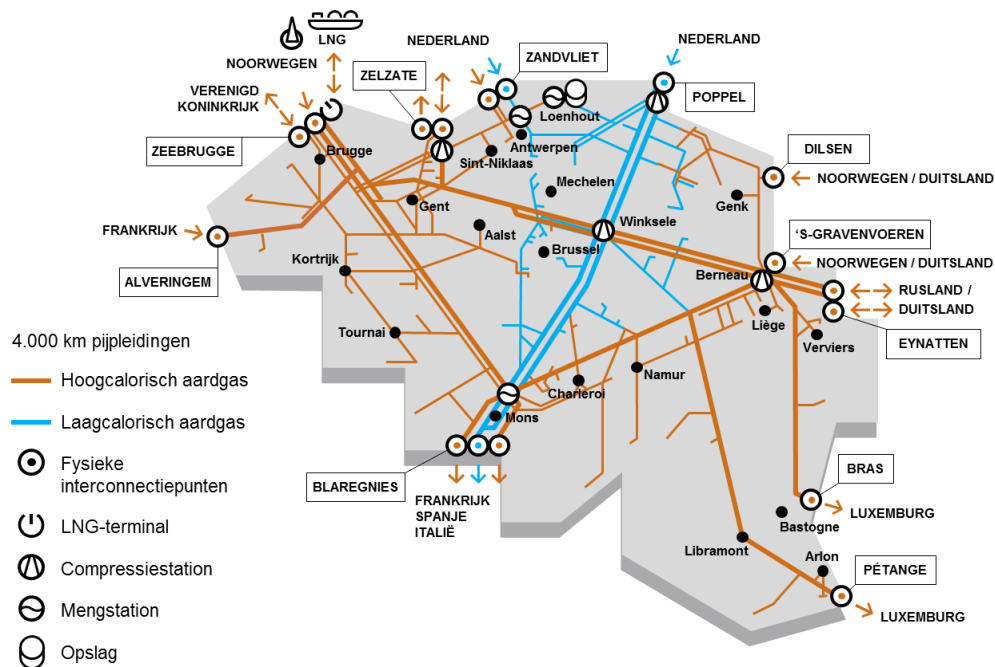
In Zuid-Europa heeft Kroatië in december 2017 een subsidieovereenkomst ondertekend voor de geplande drijvende opslag- en hervergassingseenheid (floating and storage regasification unit of FSRU) in Krk, waarvoor de start van de werkzaamheden gepland is voor januari 2021. In Griekenland is er een project voor een FSRU bij Alexandroupolis, dat wordt ondersteund door de vooruitgang op het gebied van IGB.

Wereldwijd wordt er gewerkt aan de uitbreiding van de capaciteit voor vloeibaarmaking, waarbij de VS (Alaska LNG, Cove Point LNG, Freeport LNG, Cameron LNG, Sabine Pass & Elba Island LNG), Canada (Woodfibre, LNG Canada, Kitimat LNG, Kwispa LNG en Goldboro LNG) en Australië (Wheatstone LNG, Prelude FLNG en Ichthys LNG) de leiding nemen. Bovendien duiken er geregeld nieuwe voorstellen voor vloeibaarmaking op, en dat dankzij voortdurende ontdekkingen. In april 2017 heeft Qatar het moratorium op de aardgasproductie in het North Field verhoogd van 77 Mt/j sinds 2005 tot 100 Mt/j, waardoor het mogelijk werd de uitvoer van LNG te verhogen met drie nieuwe geplande LNG-treinen met een capaciteit van 23,4 Mt.

De Europese LNG-invoer zal ook in de toekomst worden gekenmerkt door een soortgelijke dynamiek als in 2017, met inbegrip van prijsverschillen tussen de VS, Europa en Azië, daling van de binnenlandse productie en concurrentie tussen pijpleidinggas, steenkool en LNG in Europa. De gaslevering via pijpleidingen uit zowel Rusland als Noorwegen zal blijven concurreren met LNG in goed geïntegreerde Europese gasnetwerken.

3 Belgische aardgasmarkt

3.1 De aardgasinfrastructuur van Fluxys Belgium en Fluxys LNG



In België wordt aardgas vervoerd en verdeeld dat van verschillende bronnen afkomstig is. Ze verschillen in chemische samenstelling en onderscheiden zich in Calorische Waarde en Wobbe. De meeste bronnen van het rijke type zijn uitwisselbaar en worden samen vervoerd in het hoogcalorisch aardgas (H-gas). Het laagcalorisch aardgas (L-gas) dat afkomstig is uit de Groningen gasvelden is echter vrij uniek want het bevat tot 14% stikstof. Het heeft een lagere verbrandingswaarde en is niet uitwisselbaar met het H-gas. Het Belgische vervoersnet van Fluxys Belgium bestaat daarom uit twee transportnetten die gescheiden worden uitgebaut.

3.2 Marktsegmenten

Op het Belgische vervoersnet onderscheiden we drie marktsegmenten of categorieën eindgebruikers die vanuit het vervoersnet worden aangeleverd:

- Distributiebedrijven: ze bevoorraden de particulieren, de KMO's en de tertiaire markt;
- Industriële eindverbruikers, inclusief grootschalige warmtekrachtkoppeling (WKK);
- Elektriciteitscentrales.

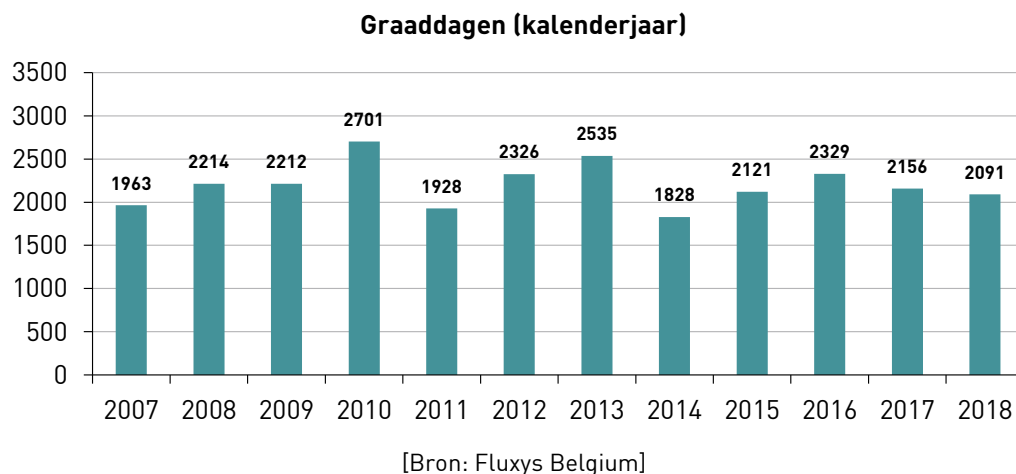
De aardgasafname van de marktsegmenten varieert continu en volgt daarbij sterk verschillende afnameprofielen:

- de **openbare distributie** is sterk afhankelijk van de meteorologische omstandigheden en dus sterk temperatuurgebonden;
- de **industrie** kent een vrij regelmatig afnamepatroon;
- de **elektriciteitscentrales** volgen met een steeds grilliger wordend afnamepatroon behoeften voor elektriciteitsproductie. De vraag naar elektriciteit is weliswaar veel minder temperatuurafhankelijk dan de vraag naar aardgas, maar ook de beschikbaarheid van de andere energiebronnen (nucleair, zon, wind, import/export, enz.) en de prijsparameters (*spark spread* steenkool vs. aardgas) spelen hierbij een grote rol.

3.3 Verbruikstrends in België

3.3.1 Evolutie van het aantal graaddagen

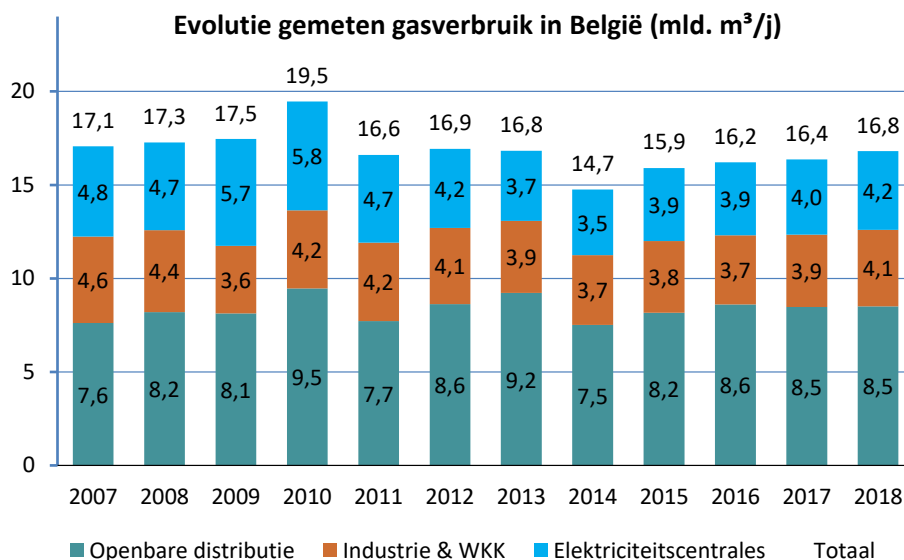
Het aantal graaddagen zijn een indicatie voor de warmtevraag tijdens een bepaalde periode. Een normaal (referentie)jaar telt 2.301 graaddagen⁵. Volgens het KMI was 2014 met slechts 1.828 graaddagen het warmste jaar sinds 1900. 2015, eveneens een van de warmere jaren, telde 2.121 graaddagen. Na 2016, dat met 2.329 graaddagen als één normaal jaar kan worden beschouwd, blijkt 2017 opnieuw een vrij warm jaar.



⁵ Periode 1986-2015, Synergrid referentie (kalenderjaar)

3.3.2 Jaarvolumes voor de Belgische markt

In 2014, het warmste jaar sinds 1900, daalde het totale Belgische verbruik (14,7 mld. m³) aanzienlijk (12% ten opzichte van 2013). Sinds 2015 steeg het totale verbruik opnieuw en bereikte in 2018 een totaal van 16,8 mld. m³. In tegenstelling tot 2016, zijn de verhogingen van 2017 en 2018 niet gelinkt aan temperatuur maar het gevolg van een verhoogde afname van de elektrische centrales en vooral de industriële eindverbruikers.



[Bron: Fluxys Belgium]

3.3.2.1 Industriële eindverbruikers (inclusief warmtekrachtkoppeling)

Sinds de economische crisis van 2008-09 werd het herstel dat zich aanvankelijk in 2010 inzette deels teniet gedaan door de sluiting van een aantal grootverbruikers, zoals de warme staalproductie in Luik (eind 2014) en de autofabrieken van Opel in Antwerpen (eind 2010) en Ford in Genk (eind 2014). Sinds 2016 is de industriële consumptie met meer dan 5% per jaar gestegen tot 4,1 miljard m³ in 2018.

3.3.2.2 Elektriciteitscentrales

Het verbruik van de elektriciteitscentrales heeft zich de drie laatste jaren hersteld. De sluiting van de oudere klassieke thermische eenheden zoals Kallo (2011), Les Awirs (2012), Langerbrugge (2012) en Ruien (2013) lag aan de basis van een sterke daling van de jaarvolumes. We zien sinds een drietal jaren opnieuw een stijging van de aardgasafname tot 4,2 mld. m³/j. H-gas⁶. Het afnamepatroon van de elektriciteitscentrales is daarbij weliswaar grilliger geworden omdat de zeer flexibele open-cyclus gasturbines en performante STEG-eenheden frequent worden ingezet om de wisselvallige en onzekere productie van zonne- en windenergie op elk moment te kunnen opvangen. Recent evolueerde ook de *spark spread* voor aardgas gunstig zodat tijdelijk afgestelde eenheden die in (strategische) reserve werden gehouden vanaf november 2018 opnieuw dagdagelijks kunnen worden ingezet, ook ten gevolge van de verminderde beschikbaarheid van verschillende nucleaire eenheden in Doel en Tihange.

⁶ In 2008 werden de laatste eenheden die gevoed werden via het L-gasnetwerk buiten dienst gesteld. Alle vandaag operationele eenheden worden gevoed met H-gas.

3.4 Netsimulatiemodel

Voor de transportnetten wordt systematisch nagegaan of ze *fit for purpose* zijn. De noodzaak om de infrastructuur aan te passen bij wijzigende vraag wordt bepaald door een analyse van het gedrag van het net bij de hoogste capaciteitsbehoefte. Gezien de uiteenlopende afnameprofielen worden bepaalde statistische methodologieën gebruikt om de verbruikspieken van de verschillende segmenten te berekenen.

3.4.1 Openbare Distributie

3.4.1.1 Methodologie

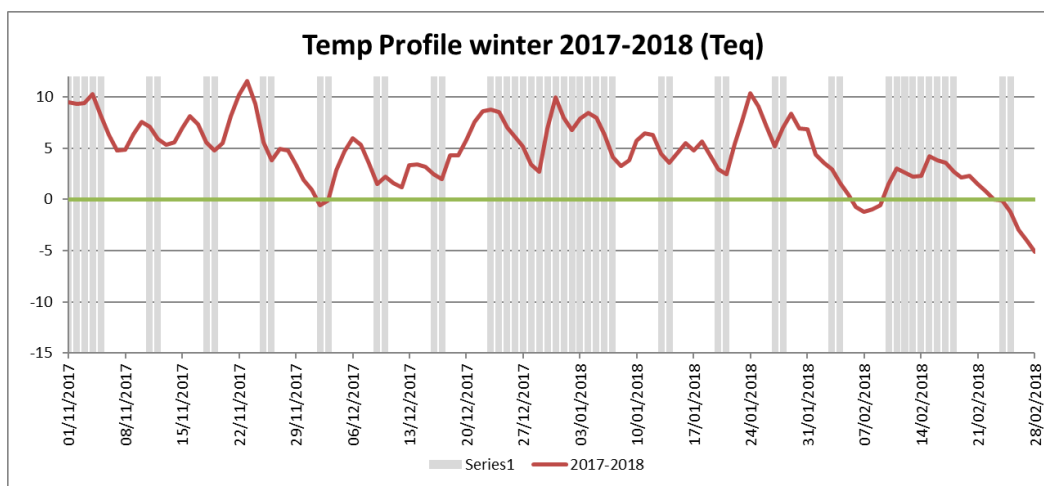
De verbruikspieken worden gedeeltelijk bepaald door de intensiteit van de winter en moeten dus geanalyseerd worden op basis van de opgetekende temperaturen⁷. De standaard winterperiode die in rekening wordt genomen loopt van begin november tot eind februari.

Statistische analyse gebaseerd op **lineaire regressie** geeft het verband weer tussen de omgevingstemperatuur in Ukkel en de vastgestelde dagelijkse gasvraag. Om de invloed van de minder representatieve dagen binnen een koude periode te neutraliseren, worden daarbij enkel voldoende koude dagen ($< +6^{\circ}\text{Ceq}$. Ukkel) beschouwd. De **piekvraag** is de vraag bij de meest extreme temperatuur, namelijk de eens-per-20-jaarwaarde gemeten in Ukkel (-11°Ceq .). De piekvraag wordt berekend door extrapolatie van de lineaire regressie naar -11°Ceq . waarbij een statistisch restrisico van 1% wordt ingecalculeerd.

⁷ Om de thermische inertie van gebouwen te kunnen meerekenen, werd in 1993 het concept 'equivalente temperatuur' ingevoerd. Die temperatuur wordt berekend als volgt: $T_{\text{eq D}} = 0,6 \times T_{\text{av D}} + 0,3 \times T_{\text{av D-1}} + 0,1 \times T_{\text{av D-2}}$

3.4.1.2 Evaluatie van de winter 2017/2018

De winterperiode (november 2017 tot februari 2018) was met 1429 graaddagen een normale winter (referentiewinter⁸ telt 1428 graaddagen), gekenmerkt door 2 korte en 1 langere periode met negatieve equivalente temperaturen. De eerste periode vond plaats begin december, tijdens een weekend en was ten gevolge van het verminderd verbruik niet echt representatief. De langere periode met negatieve equivalente temperaturen viel deels buiten de analyseperiode (Nov-Feb). De koudste dag die in Ukkel werd opgetekend viel wel in de analyseperiode: woensdag 28/02/2018 had een equivalente temperatuur van $-5,1^{\circ}\text{C}$. Er kwamen uiteindelijk 7 dagen met negatieve temperaturen in aanmerking om te worden gebruikt bij de berekening van de lineaire regressie.



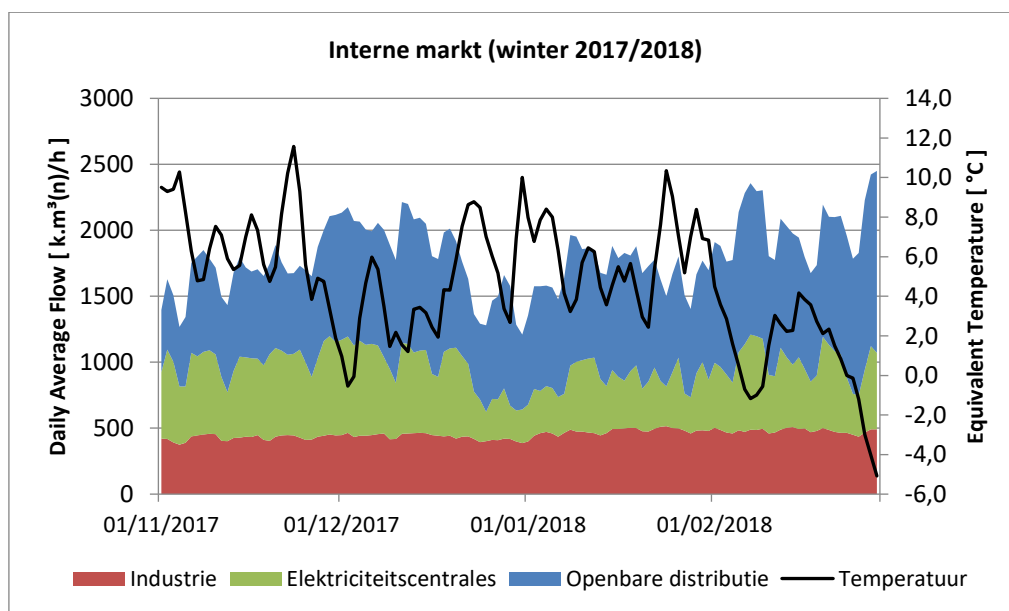
[Bron: Fluxys Belgium]

⁸ Periode 1986-2015 (wintermaanden), Bron: Synergrid

3.4.2 Elektriciteitscentrales, WKK-eenheden & industriële eindverbruikers

3.4.2.1 Methodologie

Omdat de elektriciteitsproductie en de industriële processen amper temperatuurgevoelig zijn, baseert de analyse voor dit marktsegment zich niet op een lineaire regressie in functie van de omgevingstemperatuur maar op de historische afname gekoppeld aan een commerciële analyse van de ontwikkelingsperspectieven. Omdat de piekafname van de industriële eindverbruiker onafhankelijk van de temperatuur is, zullen industriële eindverbruikers hun piek niet synchroon afnemen (uitvlakkingseffect). Daarom wordt de absolute piekafname gecorrigeerd met een correctiecoëfficiënt die wordt bepaald op regionaal niveau. Bij de elektriciteitscentrales, spitst de benadering zich hier toe op de mogelijke simultane inzet van het volledige productiepark, wat niet alleen op basis van de omgevingstemperatuur gebeurt.

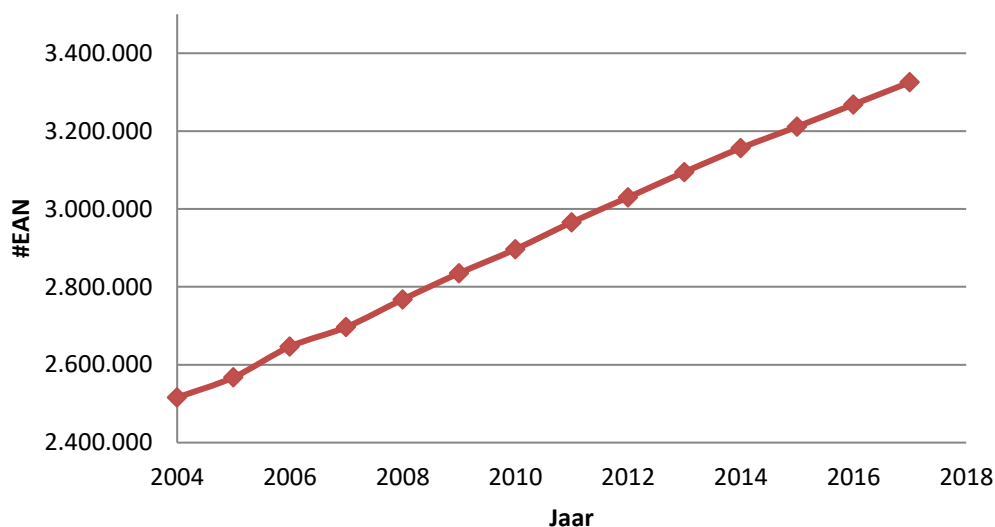


[Bron: Fluxys Belgium]

3.5 Investeringsbehoeften (interne markt)

3.5.1 Openbare distributie

De gestage groei van het aantal actieve aansluitingen wordt enigszins uitgevlakt door een aantal erosiefactoren in het gasverbruik. De thermische isolatie van huizen en gebouwen en de efficiëntie van verwarmingssystemen worden immers steeds beter omdat de Belgische overheden een strenge regulering hebben ingevoerd voor renovatie en nieuwbouw.



Groei in EAN (Bron: Synergrid)

⁹ De EAN-code (European Article Numbering) is een unieke code voor elke gasmeter

De combinatie van deze erosiefactoren en het potentiële aantal nieuwe aansluitingen op het openbare distributienet in bepaalde regio's betekent dat de groei van het piekverbruik niet homogeen zal zijn voor alle regio's.

Het gebruik van de beschikbare capaciteit in de netten wordt samen met de betrokken distributienetbeheerders (DNB's) voortdurend geanalyseerd¹⁰ op basis van uitgewerkte analyses en simulaties. De geïdentificeerde investeringen ter ondersteuning van de meer lokale/regionale groei blijven beperkt.

3.5.2 Industriële verbruikers

De vooruitzichten voor het verbruik van de industrie tonen nog steeds een gemengd beeld. Jaarlijks stoppen er altijd wel een aantal industriële sites de productieactiviteiten in België, maar tegelijkertijd worden ook enkele nieuwe industriële projecten opgestart. Doorgaans zijn slechts beperkte investeringen nodig om de lokale aansluitingen uit te voeren. De bestaande netten waarop wordt aangesloten beschikken over het algemeen over voldoende capaciteit om de nieuwkomers te bevoorraden.

3.5.3 Elektriciteitsproductie

Zoals elders in Europa staat sinds enkele jaren ook in België de elektriciteitsproductie op aardgas onder zware druk. De gasgestookte elektriciteitscentrales worden niet meer gebruikt om de basislast te verzekeren maar veeleer om het elektriciteitsnet in evenwicht te houden gedurende korte periodes van verhoogde vraag of wanneer de *hernieuwbare* bronnen ontoereikend zijn.

[http://www.Fluxys Belgium.com/belgium/nl-BE/Services/ServicesForConnectedCompanies/NewConnectionPublicDistribution/NewConnectionPublicDistribution1](http://www.FluxysBelgium.com/belgium/nl-BE/Services/ServicesForConnectedCompanies/NewConnectionPublicDistribution/NewConnectionPublicDistribution1)

Gascentrales hebben het voordeel dat ze snel kunnen worden opgestart en bovendien stoten ze aanzienlijk minder CO₂ uit dan steenkoolcentrales. Hun flexibiliteit is uitermate geschikt om de noodzakelijke back-up voor de variabele elektriciteitsproductie afkomstig van windmolens en zonnepanelen te verzekeren.

De volledige afbouw van het nucleaire productiepark in België tegen eind 2025 is wettelijk vastgelegd. Dit betekent de nakende afbouw van nagenoeg 6.000 MW nucleair productievermogen. Naast verhoogde importvoorzieningen en de gestage groei van wind- en zonne-energie zal ook het productiepark dat aardgas valoriseert verder moeten worden uitgebouwd. Deels ook ter vervanging van bestaande gaseenheden die in de komende jaren het einde van hun technische en economische levensduur zullen bereiken. De meest recente technologiestandaarden bieden ondertussen STEG-eenheden van 400 tot 800 MW aan. Er wordt verwacht dat een aantal sites met dergelijke performante productie-eenheden zullen worden ontwikkeld, bij voorkeur in de nabije omgeving van de ruggengraat van het hoogdruk transportnetwerk.

Over het algemeen zijn de nodige afnamecapaciteiten hiervoor beschikbaar in het transportnet maar afhankelijk van de drukvereisten kunnen lokale versterkingen van het net nodig zijn. Om het gebruik van de bestaande infrastructuur te optimaliseren en de aansluitingskosten te verminderen (gezien de hogere drukvereisten van gasgestookte CCGT's en OCGT's), is het bij het bepalen van de locatie voor nieuwe elektriciteitscentrales belangrijk om rekening te houden met de beschikbare capaciteiten op het Fluxys Belgium-net.

3.5.4 Nieuwe markten ontwikkelen

3.5.4.1 De transportsector

Gecomprimeerd aardgas (CNG) en vloeibaar aardgas (LNG) zijn beide aardgasproducten die uitermate geschikt zijn voor mobiele toepassingen. Bij de verbranding van methaan komt minder CO₂ vrij dan bij de verbranding van de conventionele brandstoffen zoals diesel, benzine en LPG. Maar ook wat de uitstoot van stofdeeltjes betreft is aardgas een *schone brandstof*.

Gezien het volume van LNG tot 600 maal kleiner is dan eenzelfde hoeveelheid aardgas in gasvorm inneemt bij atmosferische omstandigheden, is LNG bijzonder geschikt voor het vrachtvervoer op de weg, ter vervanging van dieselolie, en voor de scheepvaart als alternatief voor zware stookolie. CNG is dan weer een aantrekkelijk alternatief als brandstof voor personenwagens en bestelwagens.

Er wordt verwacht dat het CNG-netwerk, dat gevoed wordt vanuit de netten van de openbare distributie, zich op korte termijn verder zal ontwikkelen. Er is voldoende capaciteit beschikbaar in het transportnet om die ontwikkeling te ondersteunen.

3.5.4.2 De distributie van aardgas off grid ontwikkelen

Voor het aansluiten van afgelegen woonkernen en steden is het economisch meestal niet haalbaar om zowel het transportnet als het distributienet ervoor te ontwikkelen. CNG- en LNG-satellietinstallaties die bevoorraad worden over land of water kunnen als aanzet dienen voor de ontwikkeling van nieuwe aardgasdistributienetten. In een latere fase, wanneer die markten voldoende ontwikkeld zullen zijn, kan dan vervolgens overwogen worden om het aardgasnet aan te sluiten op het transportnet.

De ontwikkeling van dergelijke netten kan gebeuren in synergie met de ontwikkeling van CNG en LNG voor de transportsector. Bedragen zijn voorzien ter ondersteuning van nieuwe projecten.

4 Conversie

4.1 Inleiding

De Nederlandse overheid heeft het einde aangekondigd van de uitvoer van L-gas naar België, Frankrijk en Duitsland in 2030. Voor België en Frankrijk komt dat neer op een geleidelijke en gestage vermindering vanaf 2024 van de uitvoercapaciteit van L-gas (grenspunt Hilvarenbeek) die door de Nederlandse TSO Gasunie Transport Service (GTS) ter beschikking wordt gesteld.¹¹

Om de bevoorradingszekerheid te garanderen hebben België, Frankrijk en Duitsland beslist te starten met de overstap van L- op H-gas. H-gas is immers overvloedig beschikbaar en de bestaande vervoersnetwerk voor L-gas kunnen worden hergebruikt, wat een economisch voordeel is voor alle gebruikers.

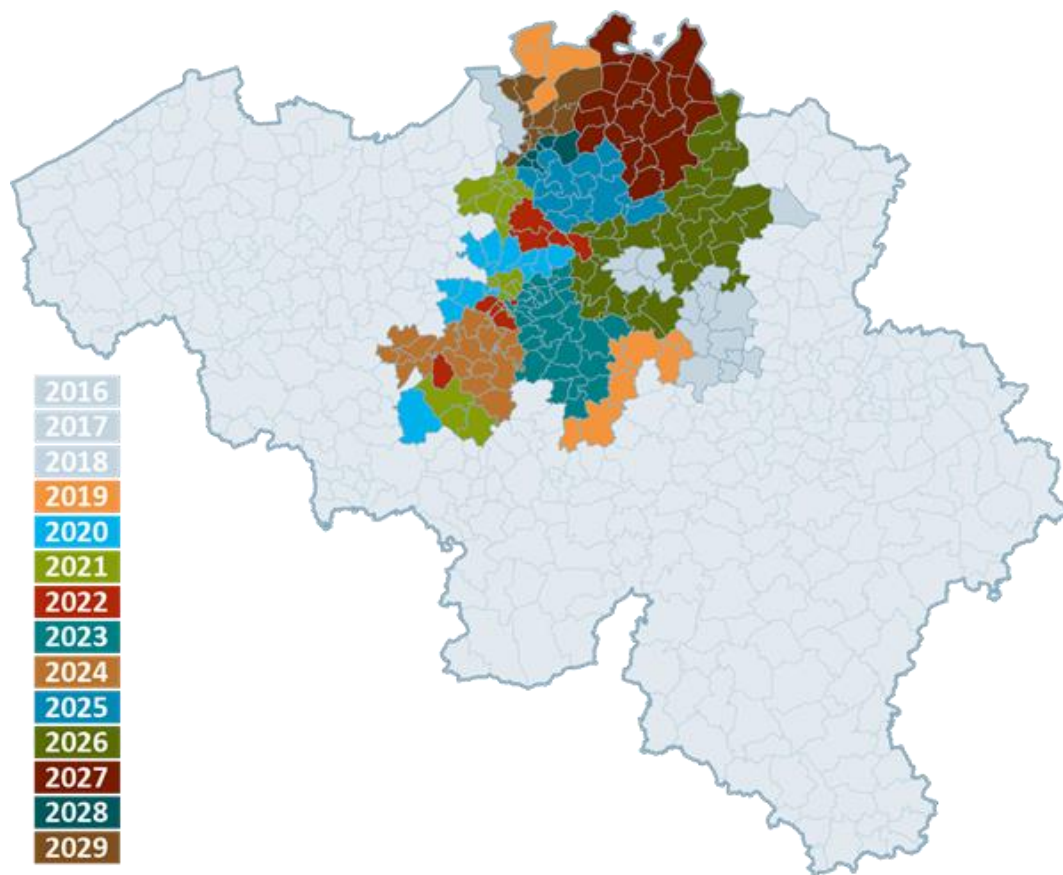
Op verzoek van de Belgische overheid werd een indicatieve conversieplanning uitgewerkt door Synergrid (zie afbeelding hierna). Die indicatieve planning is gebaseerd op de maximale herbestemming van de bestaande infrastructuur voor L-gas in België, met als doel investeringen te vermijden die enkel nodig zouden zijn gedurende de overgangperiode.

Om de conversie uit te voeren moet Fluxys Belgium zijn netwerk geleidelijk aanpassen om de continuïteit van het vervoer naar de geconverteerde en nog niet geconverteerde markten te garanderen. Die aanpassingen werden geëvalueerd en gecijferd en zijn opgenomen in dit indicatieve investeringsplan 2019-2028.

De geplande stappen in de conversie in 2016, 2017 en 2018 werden uitgevoerd zoals gepland met meer dan 50.000 aansluitingen die tijdens die periode geconverteerd werden, waarvan enkele industriële gebruikers die direct aangesloten zijn op het netwerk van Fluxys Belgium.

¹¹ <https://www.gasunietransportservices.nl/>

Indicatieve planning van de conversie van de L-gasmarkt



[Bron: Synergrid]

4.2 Principes voor de conversie van de vervoersnetten

De belangrijkste aanpassingen van het vervoersnetwerk hebben betrekking op de progressieve integratie van de infrastructuur van het L-gas netwerk in het H-gas netwerk. Volgens de conversieplanning zullen de bestaande verbindingen tussen het L- en H-netwerk zo nodig worden aangepast om op selectieve wijze de ontvangstations van de distributienetbeheerders en de industriële klanten met H-gas te bevoorraden.

Voor sommige delen van het net zal de capaciteit van de bestaande verbindingen echter onvoldoende zijn en zullen versterkingen noodzakelijk zijn, in het bijzonder tussen de grote vervoersassen van L- en H-gas (voornamelijk de verbinding tussen Dorsales¹² en VTN¹³).

Het behoud van de vervoerscapaciteit naar de L-gasmarkten die nog niet zijn geconverteerd vormt een aanzienlijke beperking, vermits de exportcapaciteit van L-gas naar Frankrijk gegarandeerd moet blijven. Omdat de dorsales het enige uitgangspunt in Blaregnies voor L-gas naar Frankrijk met het enige ingangspunt voor L-gas in Hilvarenbeek verbinden, zal één van beide dorsales op L-gas moeten worden behouden tot de conversie van de Franse markt voltooid is. In dat opzicht is er nauwe coördinatie tussen Fluxys Belgium en de Nederlandse (GTS) en Franse (TSO gas) TSO's.

Het conversieproces van de Belgische markt kan zich dus enkel voltrekken door progressief H-gas te transporteren naar de tweede Dorsale. Daarvoor zal een nieuwe verbinding moeten worden gebouwd in Winksele, op het kruispunt tussen de grote gas Zeebrugge–Eynatten (VTN) en de dorsales, in het hart van de te converteren L-markt.

¹² Grote vervoersas van H-gas tussen Zeebrugge en de Duitse grens.

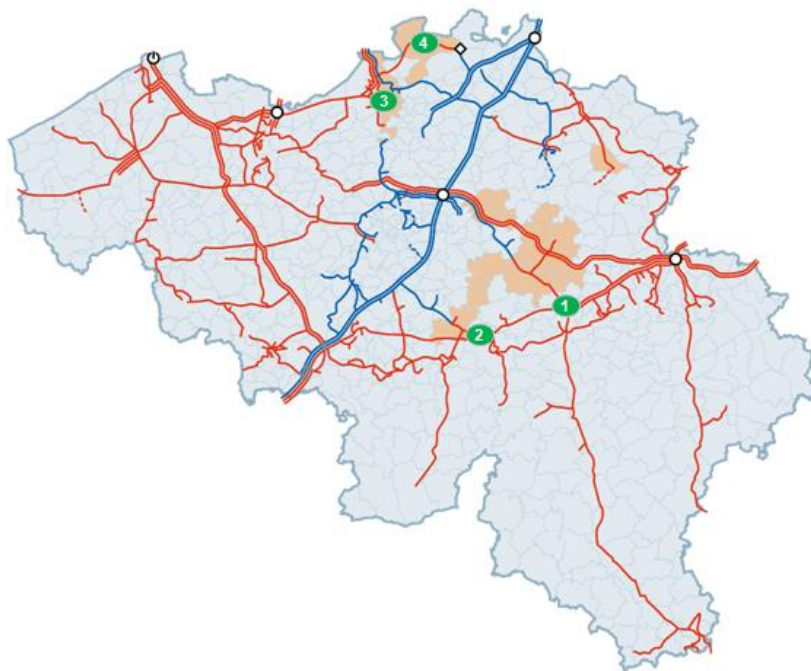
¹³ De leidingen die L-gas vervoeren van Hilvarenbeek naar het zuiden worden "dorsales" genoemd.

4.3 Belangrijkste aanpassingen aan het netwerk van Fluxys Belgium

4.3.1 Periode 2017-2019 (gedeeltelijk uitgevoerd)

In die periode wordt de conversie van L-gas naar H-gas uitgevoerd (2017 en 2018) of gepland (2019) via bestaande verbindingen waar het netwerk maar in beperkte mate moet worden aangepast. Het gaat om de verbindingen in Warnant-Dreye (1), Beuzet (2) en Antwerpen CGA (3). Alleen de conversie van de regio Brasschaat-Wuustwezel vergt een nieuw drukreducerestation in Kalmthout (4).

Aanpassing van het netwerk van Fluxys Belgium periode 2017-2019

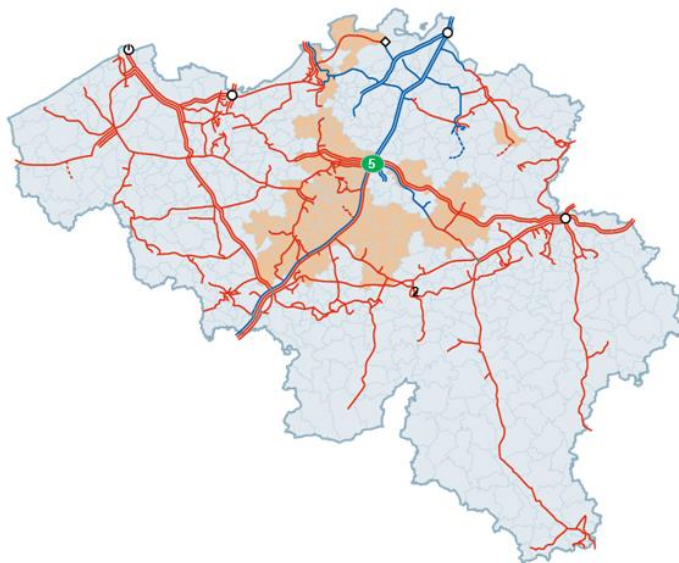


[Bron: Synergrid & Fluxys Belgium]

4.3.2 Periode 2020-2024: "Zuiden van de as Zeebrugge-Eynatten"

Tussen 2020 en 2024 wordt de capaciteitsbehoefte voor H-gas voor de te converteren zone belangrijker. Fluxys Belgium moet zijn netwerk aanpassen en aanpassingen aan de infrastructuur uitvoeren waarmee de VTN-leiding, de dorsales en de vervoersnetten die het Brusselse Gewest bevoorraden kunnen worden verbonden. Daarom worden aanpassingen gepland aan het compressiestation van Winksele (5).

Aanpassing van het netwerk van Fluxys Belgium en conversie periode 2020-2024

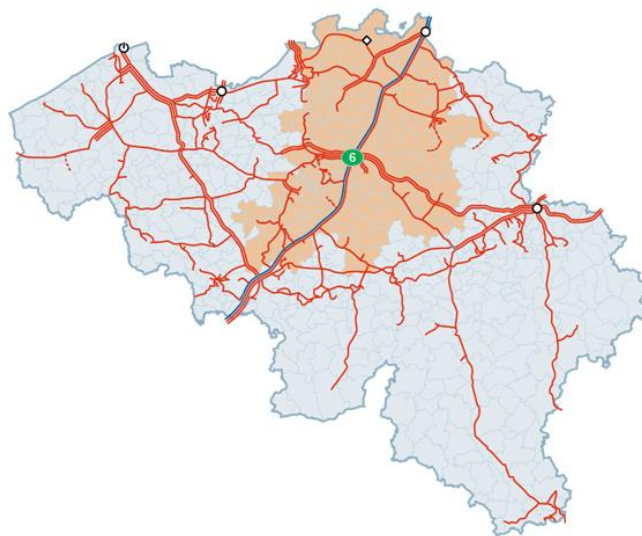


[Bron: Synergrid & Fluxys Belgium]

4.3.3 Periode 2025-2029: “Noorden van de as Zeebrugge-Eynatten”

Vanaf 2025 zal de conversie van de Belgische markt zich voortzetten door het H-gas geleidelijk in de richting van het L-gasingangspunt in Hilvarenbeek te verplaatsen. De Kempen en de regio Antwerpen worden vanuit Winksele (6) progressief omgeschakeld naar H-gas via het noordelijk deel van één dorsale.

Aanpassing van het netwerk van Fluxys Belgium periode 2025-2029



[Bron: Synergrid & Fluxys Belgium]

4.4 Ingangscapaciteit voor de 'nieuwe H-markt'

4.4.1 Conversieperiode

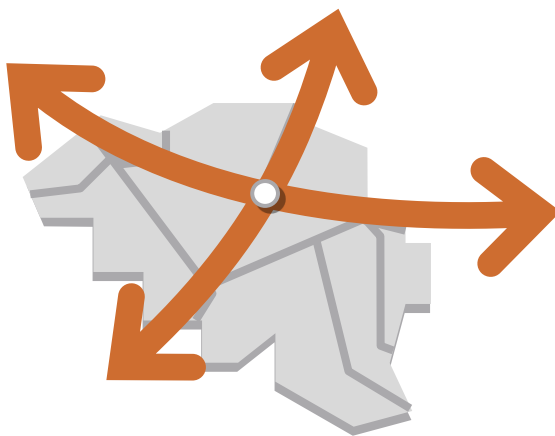
Bij elke conversiestap moeten de betrokken L-gasklanten met H-gas worden bevoorraad. Aangezien het ingangspunt Hilvarenbeek momenteel uitsluitend L-gas voorziet, moeten de gasvervoerders/-leveranciers van die nieuwe H-gasklanten dus over ingangscapaciteit kunnen beschikken op een ander ingangspunt (H-gas) van het netwerk van Fluxys Belgium.

Uit de huidige evaluaties van Fluxys Belgium kan worden besloten dat de globale ingangscapaciteit voor H-gas volstaat om de capaciteitsbehoeften van de 'nieuwe Belgische binnenlandse markt' voor H-gas op te vangen. Dit indicatieve plan 2019-2028 bevat dus geen nieuwe investeringen die de ingangscapaciteit voor H-gas versterken. Deze evaluaties worden herzien op basis van signalen en aanwijzingen van de markt, voornamelijk in het kader van de behoeften voor vervanging van het L-gas in Frankrijk en Duitsland.

4.4.2 Periode na de conversie (na 2030)

Op het vlak van bronnendiversificatie, bevoorradingszekerheid en toegang tot LNG-bronnen kunnen de grote vervoersassen west-oost en noord-zuid van het Fluxys Belgium H-gasnetwerk een grote rol spelen bij de vervanging van de L-markten in Frankrijk en Duitsland.

Mogelijke bijdrage van het netwerk van Fluxys Belgium voor H-gas in Europa



[Bron: Fluxys Belgium]

4.5 Investerings

De belangrijkste investeringen om het netwerk aan te passen voor de L/H-conversie zijn:

- verbindingen tussen de VTN-leiding en de dorsales (in Winksele) om de conversie van de zone ten zuiden van Winksele in 2020 te kunnen starten;
- aanpassingen van een aantal drukreducerstations voor de optimale werking van de H-gasmarkt na conversie;

- bijkomende tijdelijke scheidingen tussen de delen van het net met verschillende gaskwaliteiten tijdens de verschillende conversiefases of verschillende druk tijdens of na de conversie.

In dit indicatieve investeringsplan worden noch de inspectie van de gastoestellen bij industriële klanten of huishoudens, noch de aanpassingen van de infrastructuur van de distributienetbeheerders beschouwd.

4.6 Project van gemeenschappelijk belang op Europees niveau (PGB)

De conversie naar H-gas van de zones die bevoorraad worden met L-gas is een prioriteit voor het aardgasnetwerk in het noordwesten van Europa. De nodige investeringen voor dit project met betrekking tot de vervoersnetten zijn opgenomen in het Tienjarenplan voor de ontwikkeling van het net op Europees niveau (Ten-Year Network Development Plan – TYNDP¹⁴) dat voorbereid werd door ENTSOG in 2017. Ze maken deel uit van het regionale investeringsplan voor gas voor de regio Noordwest Europa dat gepubliceerd werd in 2017 (GRIP North-West¹⁵). Hierin werd de noodzaak van geleidelijke conversie aangetoond om de bevoorradingszekerheid van de gebruikers in Duitsland, België en Frankrijk te garanderen. Het conversieproject in Frankrijk en België kreeg daarmee het statuut van Project van gemeenschappelijk belang (PGB) in 2017 (onder nummer 5.21).

¹⁴ <https://www.entsog.eu/publications/tyndp#ENTSOG-TEN-YEAR-NETWORK-DEVELOPMENT-PLAN-2017>

¹⁵ <https://www.entsog.eu/publications/gas-regional-investment-plan-grips/2017#NORTH-WEST>

5 Vervoerscapaciteit aan de Belgische grenzen

5.1 Algemene omschrijving

Het Belgische net is via interconnectiepunten verbonden met de meeste beschikbare aardgasproductiebronnen voor de bevoorrading van de Europese markt, namelijk:

- de aardgasbevoorrading via pijpleidingen uit Noorwegen, het Verenigd Koninkrijk, Nederland, Duitsland en Frankrijk;
- de aanvoer van LNG uit producerende landen via de LNG-terminal in Zeebrugge en de nieuwe LNG-terminal in Duinkerke.

Het LNG en het pijpleidinggas dat wordt ingevoerd in België kan via het net van Fluxys Belgium worden vervoerd voor:

- verhandeling op de Belgische gashandelsplaatsen: ZTP Physical services (vroeger Zeebrugge Beach) en Zeebrugge Trading Point (ZTP);
- verbruik op de Belgische markt;
- herlevering aan de grenzen en verhandeling op andere gashandelsplaatsen of verbruik op eindverbruikersmarkten in heel Europa: het Verenigd Koninkrijk, Nederland, Duitsland, Oost-Europa, Luxemburg, Frankrijk en Zuid-Europa.

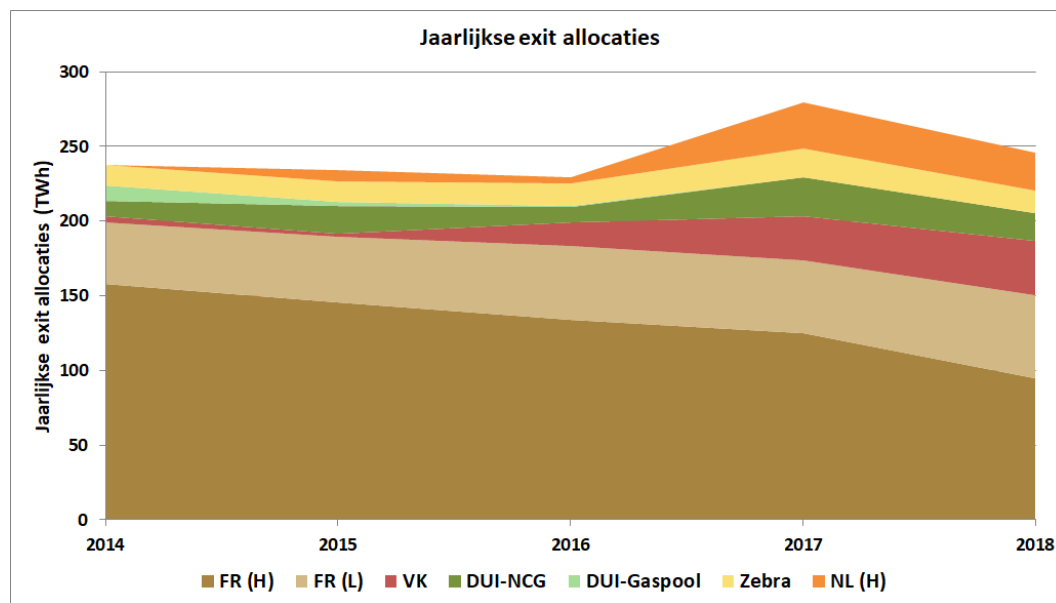
5.2 Bijdrage van het netwerk van Fluxys Belgium tot de bevoorrading van de aangrenzende markten (Exit Interconnectiepunten)

Het netwerk van Fluxys Belgium is rechtstreeks verbonden met de volgende gasmarkten:

- Nederland: TTF
- Verenigd Koninkrijk: NBP
- Duitsland: NCG en Gaspool
- Frankrijk: TRF (Trading Région France)

5.2.1 Jaarvolumes

Het totale gasvolume (L- en H-gas) dat wordt vervoerd naar de grenspunten met de aangrenzende markten bedraagt gemiddeld 230-250 TWh per jaar (periode 2014-2018) met een opmerkelijke piek tot 280 TWh in 2017.



Van dat volume is 65% tot 85% (tussen 150 à 200 TWh waarvan ongeveer 50 TWh L-gas) bestemd voor de Franse markt. Die volumes dalen sinds 2014, onder meer omdat Frankrijk meer gas uit Duitsland heeft ingevoerd.

De volumes die naar het Verenigd Koninkrijk (via IZT) worden vervoerd, kennen een grote jaarlijkse variatie. De uitgevoerde volumes kennen sinds 2016 opnieuw een duidelijke stijging onder meer als gevolg van de sluiting van Rough en de lagere beschikbaarheid van LNG in het VK ten opzicht van 2015.

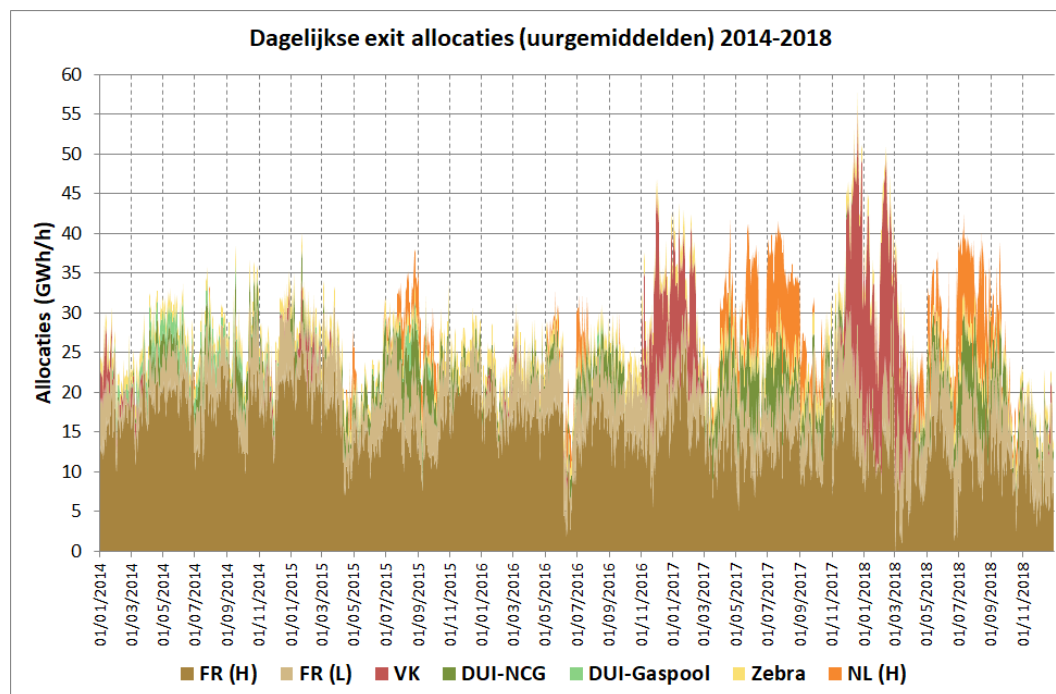
Naar Duitsland (NCG en Gaspool) bedragen de volumes tussen 10 en 30 TWh per jaar.

Naar Nederland worden vooral aardgasvolumes naar het Zebra-netwerk vervoerd met een vrij constante jaarlijkse levering van 15 TWh. Vanaf 2015 stijgt ook het vervoer naar het GTS-netwerk. Die stijging is wellicht te verklaren door de toenemende behoefte aan H-gas in Nederland ten gevolge van de productiebeperking van het Groningenveld.

De vervoerde volumes naar Luxemburg worden niet vermeld in bovenstaande grafiek, vermits België en Luxemburg één markt vormen.

5.2.2 Dagstromen

Fluxys Belgium doet de analyse van de netwerkbelasting en het capaciteitsgebruik naar de aangrenzende netten op basis van de simultane dagstromen (of uurstromen). De grafiek hieronder toont de evolutie van de dagstromen die simultaan de verschillende grenspunten van het netwerk van Fluxys Belgium verlaten (periode 2014-2018).

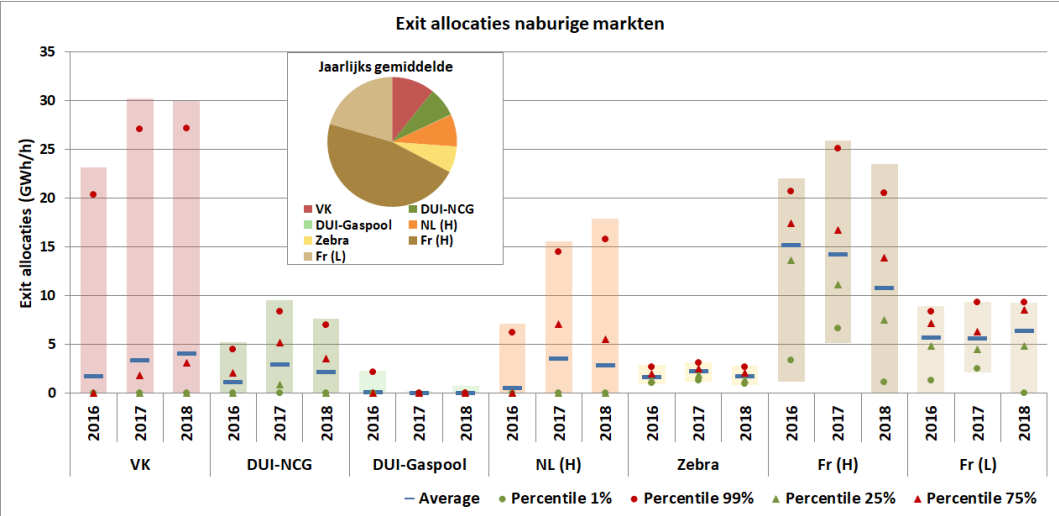


[Bron: Fluxys Belgium]

Het gemiddelde van de simultane dagstromen die het netwerk van Fluxys Belgium verlaten, varieert tussen 25 en 35 GW. Opvallend zijn de grote transitstromen richting UK tijdens de winter van 2016-2017 en 2017-2018 (cf.5.2.1) en de toename richting Nederland tijdens de zomermaanden van 2017 en 2018. De maximale transit tijdens de winter 2017-

2018 heeft in de maand december plaatsgevonden, met een grote doorvoer richting UK en Frankrijk. Het Fluxys netwerk heeft dit maximale transport probleemloos opgevangen.

De grafiek¹⁶ hieronder toont een overzicht van het capaciteitsgebruik naar de verschillende marktzones (periode 2016-2018).



[Bron: Fluxys Belgium]

Uit de grafiek blijkt dat het gemiddelde van de dagelijkse gasstromen naar de Franse markt het hoogst is (FR H en FR L). Het is eveneens in de richting van de Franse markt dat het gemiddelde het dichtst bij het piekverbruik aansluit (hogere gebruiksfactor). Het gemiddelde van de dagstromen naar het Verenigd Koninkrijk, Duitsland en Nederland ligt lager, maar de piekcapaciteiten worden jaarlijks vrij goed gebruikt.

¹⁶ Bij de opmaak van de grafiek wordt voor elke dag de netto waarde van de exit allocaties genomen en dan de jaargemiddelde

5.2.3 Vooruitzichten

5.2.3.1 Vervoer naar Frankrijk

GRTgaz ontwikkelt in zijn tienjarig ontwikkelingsplan 2017-2026¹⁷ drie scenario's, met een verschillende vraag naar aardgas. Het centrale scenario toont een vrij stabiele vraag tot een lichte daling (volume en piek). Dit scenario voorziet enerzijds een daling van de vraag in de openbare distributie terwijl anderzijds het verbruik van aardgas voor de direct aangesloten klanten zal toenemen.

Op basis daarvan wordt verwacht dat de gebruiksgraad van de capaciteit richting Frankrijk in de komende jaren niet sterk zal evolueren. Hierbij moet wel opgemerkt worden dat het grenspunt met Zwitserland (Oltingue) bidirectioneel uitgebaat zal worden, wat een invloed kan hebben op de invoer vanuit België.

In het kader van de conversie van L-gas naar H-gas zullen de L-gasvolumes die door Fluxys Belgium naar de Franse markt worden vervoerd geleidelijk dalen tot een volledige stop in 2030. De behoefte om de L-gasvervoerscapaciteit voor de Franse markt te vervangen door H-gasvervoerscapaciteit wordt momenteel geanalyseerd door GRTgaz.

5.2.3.2 Vervoer naar het Verenigd Koninkrijk

Het 'Gas Ten-Year Statement 2017'¹⁸ van National Grid beschrijft in vier mogelijke scenario's een lichte stijging tot een meer uitgesproken daling van de gasbehoefte in het Verenigd Koninkrijk, zowel voor de piekvraag als voor het jaarlijks verwachte verbruik. Tegelijkertijd is er een verdere daling van de nationale productie. Eventuele extra invoer zal afkomstig zijn van LNG, het continent (via de Interconnector- of BBL-leidingen) of de ontwikkeling van de schaliegasproductie (naargelang van het scenario) en/of biogas.

De huidige vervoerscapaciteit naar het Verenigd Koninkrijk (via de Interconnector-leiding) is momenteel voldoende om te reageren op de marktsignalen (arbitragestromen) en

¹⁷ http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/2017/Plan_decennal_2017-2026.pdf

¹⁸ https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/GTYS%202017_1.pdf

tegelijk bij te dragen tot de bevoorradingszekerheid van het Verenigd Koninkrijk. De analyse van de toekomstige rol van deze infrastructuur dient met dat perspectief van bevoorradingszekerheid rekening te houden.

5.2.3.3 Vervoer naar Duitsland

Ook in Duitsland moet L-gas worden vervangen door H-gas (ongeveer 30 mld. m³/jaar). Het Duitse ontwikkelingsplan 2018 (NEP¹⁹) voorziet een nieuwe leiding vanuit het grenspunt Eynatten naar de te converteren zones in Duitsland. Deze leiding, Zeelink genaamd, versterkt de link met de regio Zeebrugge, die rechtstreeks is verbonden met de nieuwe LNG-terminal in Duinkerke via de pijpleiding Alveringem-Maldegem en met het Nederlandse net via het grensstation van Zelzate. Via de Zeelink versterking kan de vereiste capaciteit en flexibiliteit aan de Duitse markt geleverd worden en wordt toegang geboden tot verschillende bevoorradingsbronnen.

Fluxys Belgium deelt de visie die het Duitse ontwikkelingsplan uiteenzet en steunt het principe dat de capaciteiten op het interconnectiepunt Eynatten (H-gas) moeten worden ontwikkeld overeenkomstig de marktbehoefte en de contracten die de marktpartijen afsluiten.

5.2.3.4 Vervoer naar Nederland

GTS voorziet in het laatste netwerkontwikkelingsplan (NOP 2017²⁰) vier verbruiksscenario's, die allemaal op termijn een dalende trend vertonen, zowel op volume als op capaciteitsvlak. Deze daling is vooral te wijten aan een verminderde afname van de huishoudens en de industrie.

De capaciteit van Groningen en de kleine productievelden zal de komende jaren sterk afnemen. De aardgasproductie blijft in de meeste scenario's hoger dan het eigen verbruik

¹⁹ <https://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2018/nep-2018.html>

²⁰ <https://www.gasunietransportservices.nl/en/news/consultation-announcement-network-development-plan-2017-nop2017>

– althans op jaarbasis – maar de daling gaat wel sneller dan de reductie van het verbruik. Een verhoging van het vervoer naar Nederland behoort dus tot de mogelijkheden.

5.3 Invoer in het netwerk van Fluxys Belgium

Fluxys Belgium is voor gasinvoer verbonden met de volgende gasmarkten/productiezones:

- Nederland: TTF
- VK: NBP
- Duitsland: NCG en Gaspool
- Frankrijk: TRF (Trading Région France)
- Noorwegen
- LNG via Zeebrugge & Duinkerke

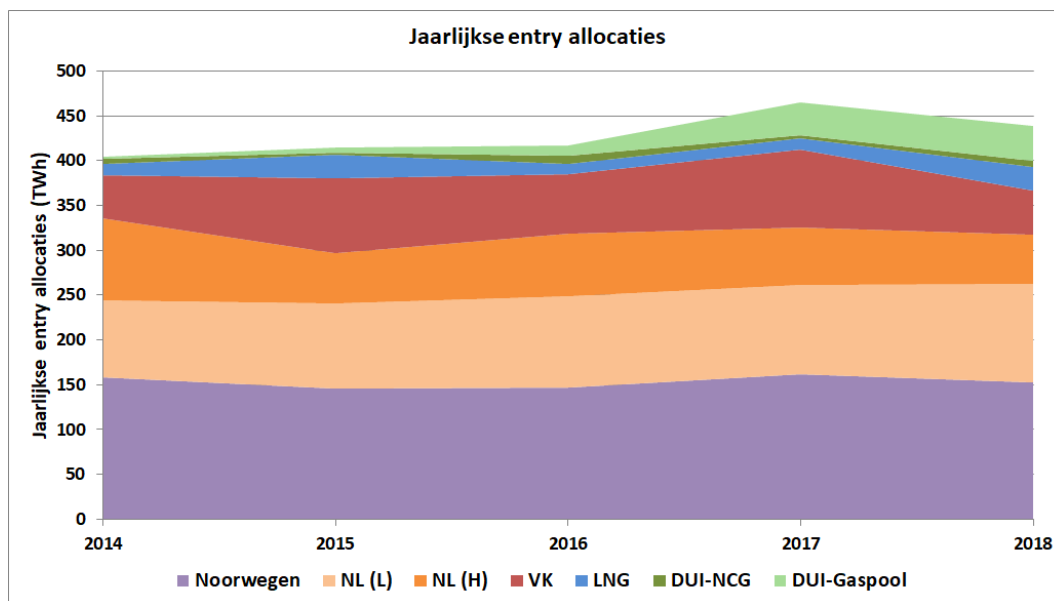
5.3.1 Jaarvolumes

Het totaal van de gasstromen die jaarlijks het net van Fluxys Belgium binnenkomen, ligt gemiddeld tussen 400 en 450 TWh per jaar (periode 2014-2018) met een piek tot 460 TWh in 2017. Ongeveer 60% van die ingevoerde volumes worden aangeleverd via twee toegangswegen: de Zeepipe-leiding vanuit Noorwegen (± 150 TWh) en het ingangspunt Hilvarenbeek voor L-gas vanuit Nederland (± 100 TWh).

De volumes afkomstig van het Verenigd Koninkrijk kennen een gevarieerd verloop, met een jaarlijkse hoeveelheid tussen 50 en 90 TWh.

In 2015 steeg het LNG-volume dat in het Belgisch vervoersnet werd geïnjecteerd in Zeebrugge conform de algemene Europese trend (meer dan 25 TWh). Deze hoeveelheden konden in 2016 en 2017 echter niet aangehouden worden. In 2018 was er opnieuw een opleving van de LNG volumes.

De volumes die worden ingevoerd vanuit Duitsland blijven relatief beperkt, in het bijzonder in 2014, 2015 en 2016. In 2017 en 2018 zien we een toename, wellicht door de grotere hoeveelheden getransporteerd naar het VK.

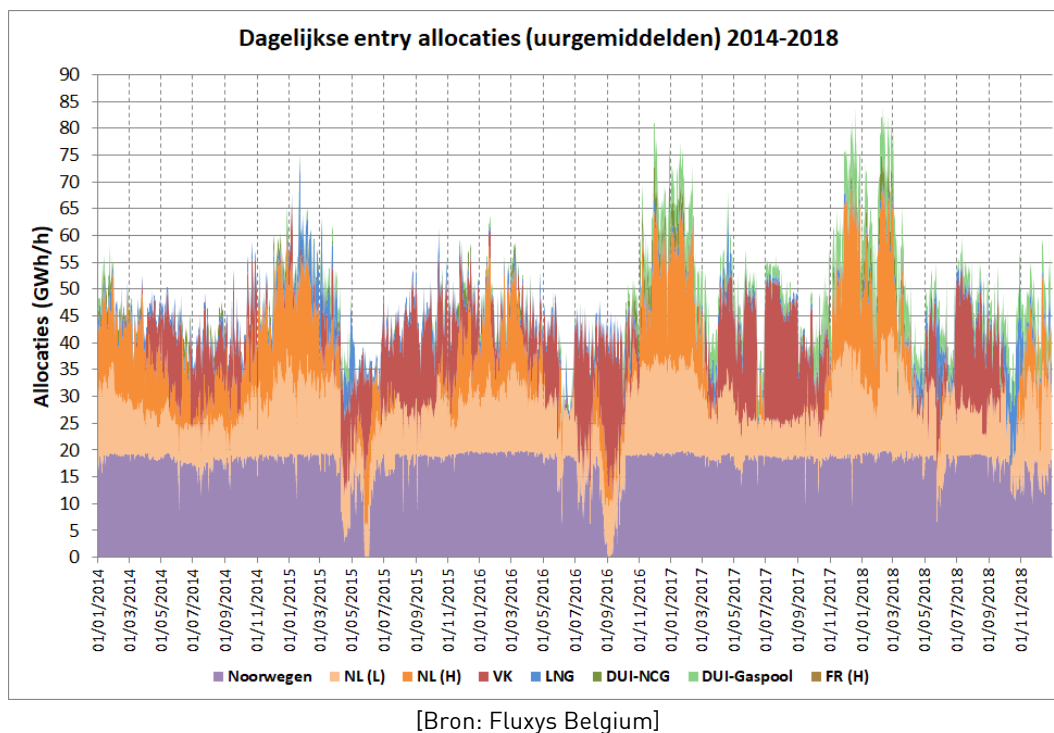


[Bron: Fluxys Belgium]

5.3.2 Dagstromen

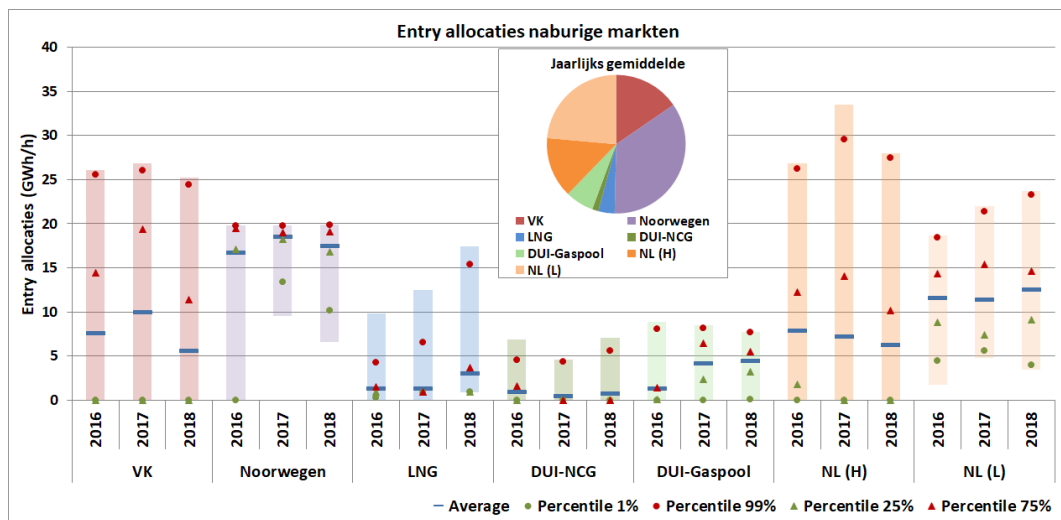
De grafiek hieronder illustreert de evolutie van de dagstromen die simultaan binnenkomen op de verschillende grenspunten van het netwerk van Fluxys Belgium (periode 2014-2018).

Gemiddeld komt er ongeveer 40 tot 50 GW gas binnen op het netwerk van Fluxys Belgium, met pieken van 70 tot 80 GW.



De onderstaande grafiek²¹ toont het geïnjecteerde capaciteitsgebruik (periode 2016-2018).

²¹ Bij de opmaak van de grafiek wordt voor elke dag de netto waarde van de entry allocaties genomen en dan de jaargemiddelde



[Bron: Fluxys Belgium]

De stromen, binnenkomend op het Fluxys Belgium netwerk vanaf de ingangspunten die verbonden zijn met productiezones, vertonen de hoogste gemiddelden. De ingangspunten die verbonden zijn met de vervoersnetten van een aangrenzende vervoersnetbeheerder (Nederland H, Verenigd Koninkrijk, Duitsland) vertonen lagere en gevarieerder gemiddelden, maar de piekcapaciteit wordt bijna elk jaar gebruikt.

5.3.3 Perspectieven

Fluxys Belgium beschikt over voldoende invoercapaciteit voor H-gas om de nieuwe binnenlandse H-markt (ten gevolge van eventuele nieuwe elektrische centrales en de conversie van L-gas) te bevoorraden. Het bijkomende H-gas kan worden ingevoerd via westelijke toegangspunten (IUK, Noorse velden, LNG-terminals in Zeebrugge en Duinkerke), oostelijke toegangspunten (Russisch, Noors of Zuid-Europees gas) en Nederland. Aan de hand van de marktsignalen zal geleidelijk duidelijk worden welke bronnen effectief zullen worden gebruikt.

5.3.3.1 Invoer vanuit Noorwegen

Het TYNDP van ENTSG geeft voor de volgende jaren een vrij stabiele bevoorrading vanuit Noorwegen naar de Europese markt. Ook voor de invoer naar België wordt weinig verandering verwacht.

5.3.3.2 Invoer uit LNG

Algemeen wordt aangenomen dat de daling van de Europese productie hoofdzakelijk zal worden opgevangen door LNG en Russisch gas die met elkaar concurreren. De hoeveelheid LNG die in de toekomst naar Europa komt, zal onder meer ook afhankelijk zijn van de mate waarin LNG beschikbaar is voor Europa (afhankelijk van de vraag in Azië en Zuid- en Centraal-Amerika) en van de beschikbare capaciteit om Russisch gas naar Europa te vervoeren.

De ingangszone van Fluxys Belgium in Zeebrugge biedt de mogelijkheid om de LNG-bronnen rechtstreeks te verbinden met de aangrenzende marktzones waar de behoefte aan H-gas zal stijgen om de dalende toevoer van L-gas op te vangen.

5.3.3.3 Invoer vanuit Frankrijk

Sinds eind 2015 is de fysieke invoer vanuit Frankrijk mogelijk vanuit het nieuwe interconnectiepunt Alveringem. Het gas kan afkomstig zijn van de terminal van Duinkerke of van TRF, de gashandelsplaats van Frankrijk. Ook hier zal de plaats van LNG in de bevoorrading van Europa bepalend zijn voor het gebruik van het nieuwe ingangspunt.

5.3.3.4 Invoer vanuit het Verenigd Koninkrijk

De invoer vanuit het Verenigd Koninkrijk (via de Interconnector) varieert sterk naar gelang van de globale vraag/aanbod-balans in het land en is sterk onderhevig aan de marktwerking in Europa. De toekomstige benuttingsgraad is moeilijk te voorspellen, maar er wordt verwacht dat de balanceringsfunctie tussen de markten belangrijk blijft met een behoud van piekgebruiken, in het bijzonder in het kader van de buitendienststelling van de opslag van Rough.

5.3.3.5 Invoer vanuit Duitsland

Gelet op de bidirectionaliteit van het geplande investeringsproject Zeelink in Duitsland is een verhoogde invoer vanuit Duitsland niet uitgesloten. De invoer vanuit Duitsland wordt

vooral gebruikt als transitstroom naar het VK en is eveneens sterk onderhevig aan vraag/aanbod balans in het VK en aan marktwerking.

5.3.3.6 Invoer vanuit Nederland

In het kader van de L/H-conversie zal de invoer van L-gas geleidelijk aan afnemen. De invoer van H-gas is sterk afhankelijk van de gasvraag op de Belgische en Britse markt.

5.4 Investeringsbehoeften (naburige markten)

Op basis van de voorgaande hoofdstukken (5.2 en 5.3) werden tot op heden geen investeringen voor de naburige markten geïdentificeerd, met uitzondering van de mogelijke aanpassing van de grenspost Eynatten in het kader van het Zeelink-project.

6 Tienjarenplan voor de ontwikkeling van het net (TYNDP) van ENTSOG

6.1 TYNDP 2018 van ENTSOG²²

6.1.1 Gezamenlijke scenario's

ENTSOG en ENTSOE hebben hun krachten gebundeld om een gemeenschappelijke set van scenario's te ontwikkelen, als onderdeel van het "Consistent and Interlinked Model for Electricity and Gas", gepubliceerd in 2017. Dat benadrukt het toenemende belang van sectorkoppeling tussen elektriciteit en gas als onderdeel van het toekomstige energiesysteem en zorgt ervoor dat de beoordeling van de infrastructuur op een consistente en transparante basis in de respectieve TYNDP's wordt uitgevoerd.

Uitgebreide interactie tussen de belanghebbenden heeft geleid tot de ontwikkeling van 3 scenario's die verschillende trajecten naar een toekomstig koolstofarm energiesysteem vertegenwoordigen. Die scenario's zullen de basis vormen van de respectieve netwerkontwikkelingsplannen van ENTSOG en ENTSO-E, samen met één extern scenario van de Europese Commissie (EUCO30).

De 3 scenario's die door de ENTSO's zijn ontwikkeld, zijn zodanig gedefinieerd dat ze in overeenstemming zijn met de door de Europese Commissie vastgestelde decarbonisatie doelstellingen en zijn gekwantificeerd na een gegevensverzameling onder de VNB's voor elektriciteit en gas. De belangrijkste parameters die de verschillende scenario's vormgeven zijn hieronder opgesomd.

²² <http://www.entsog.eu/index.php/tyndp#>

Sustainable Transition

Targets reached through national regulation, emission trading schemes and subsidies, maximising the use of existing infrastructure.

Distributed Generation

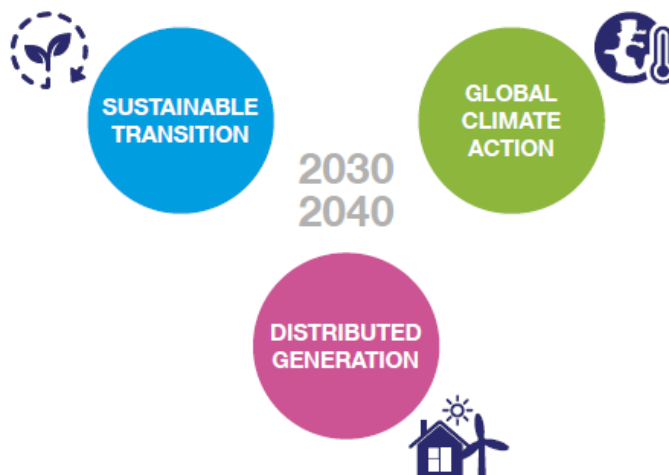
Prosumers at the centre – small-scale generation, batteries and fuel switching society engaged and empowered.

Global Climate Action

Full speed global decarbonisation, large-scale renewables development in both electricity and gas sectors.

External Scenario: Based On EUCO 30 is a core policy scenario produced by the European Commission. The scenario models the achievement of the 2030 climate and energy targets as agreed by the European Council in 2014, but including an energy efficiency target of 30%. The ENTSOs both welcome this new collaboration with the European Commission and welcome further cooperation.

Figure 2: The TYNDP 2018 scenarios for 2030 and 2040 are defined by three storylines



(Bron: ENTSOG TYNDP2018)

De verschillende scenario's zullen worden beoordeeld voor 2030 en 2040, aangezien zij mogelijke routes op langere termijn naar een koolstofarm energiesysteem vertegenwoordigen. De kortere termijn zal worden beoordeeld aan de hand van de Best Estimate scenario's voor 2020 en 2025, zoals verstrekt door de VNB's, waarbij rekening wordt gehouden met een gevoeligheid op basis van de rangorde van steenkool versus gas.

6.1.2 Adequaatheid van vraag en aanbod

De jaarlijkse vraag naar gas laat een stabiele tot afnemende ontwikkeling zien over de verschillende scenario's heen. Aan de kant van de gasbevoorrading is er een duidelijke daling van de conventionele binnenlandse productie, met name in verband met de situatie in Groningen, terwijl Russisch gas en LNG een groeiend maximaal potentieel hebben om aan de toenemende importbehoeften te beantwoorden. Ook hernieuwbare gasen kunnen helpen bij de vervanging van de afnemende conventionele productie, waar de meeste recente studies zelfs een veel groter potentieel laten zien dan door de VNB's in TYNDP 2018-scenario's wordt geschat.

Figure 6: Total annual gas demand by scenario

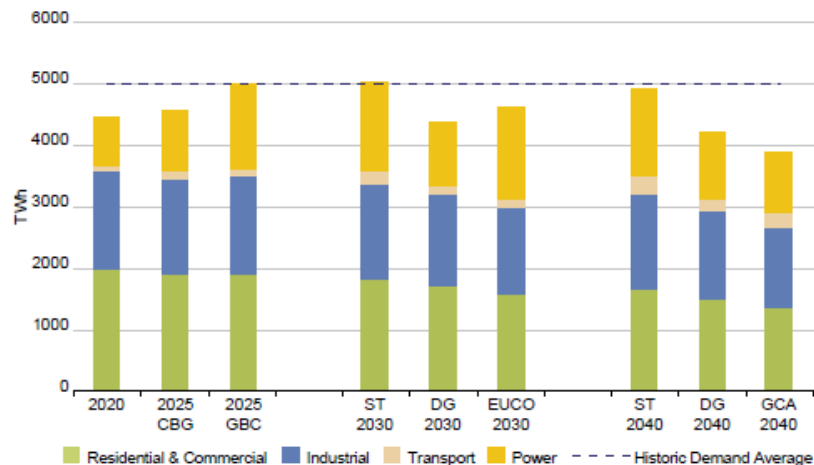
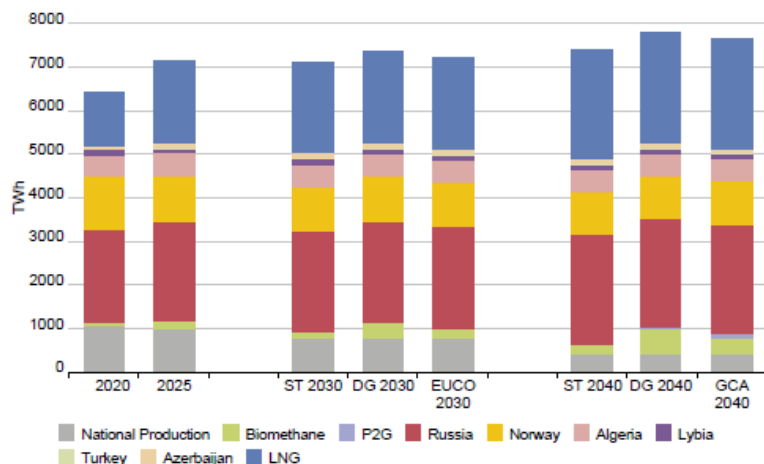


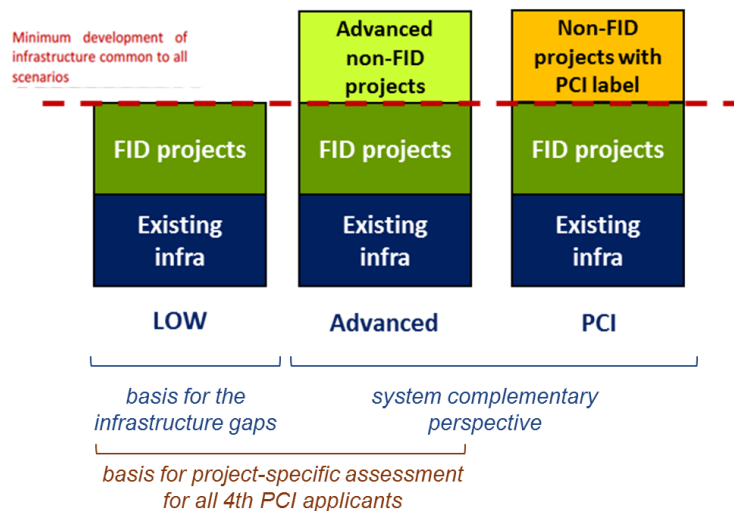
Figure 10: Gas supply – Indigenous production and maximum supply potentials by source



[Bron: ENTSG TYNDP2018]

6.1.3 Projectontwikkeling

Net als in eerdere TYNDP's hebben projectpromotoren de mogelijkheid gekregen om hun projecten in te dienen bij TYNDP 2018. Afhankelijk van de door de promotoren verstrekte gegevens zijn hun projecten geclassificeerd als FID, Gevorderd niet-FID of Minder Gevorderd niet-FID. Dat leidt tot de volgende infrastructuurclusters die in TYNDP 2018 zullen worden beoordeeld, inclusief het PGB-infrastructuurniveau van alle niet-FID-projecten die deel uitmaken van de ^{3e} PGB-lijst zoals gedefinieerd in 2017.



Onderstaande tabel toont de vervoersprojecten die Fluxys Belgium & Fluxys LNG hebben ingediend bij TYNDP 2018.

TYNDP code	Project name	Country	Promoter	Commissioning	Status
LNG-F-229	Zeebrugge LNG Terminal - 5th Tank	Belgium	Fluxys LNG	2019	FID
TRA-N-500	L/H Conversion Belgium	Belgium	Fluxys Belgium	2022	Advanced
LNG-N-742	Zeebrugge LNG Terminal - 3rd Jetty	Belgium	Fluxys LNG	2023	Less-Advanced

6.2 TYNDP 2020

Ter voorbereiding van de TYNDP 2020 hebben ENTSOG en ENTSO-E zich al voorbereid op TYNDP 2020 en zijn begonnen met de eerste fase van de scenario-ontwikkeling. Een openbare raadpleging is afgesloten op basis van een ontwerp van vijf scenario's en een eerste ontwerp van het Scenario Report 2020 wordt medio 2019 verwacht.

6.3 PGB-selectie

De 3^{de} lijst van projecten van gemeenschappelijk belang (PGB's) werd eind 2017 officieel goedgekeurd, inclusief 2 projecten van de Fluxys Group.

PGB-code	Naam van het project	Land
5.10	Omgekeerde stroominterconnectie op TENP-pijpleiding in Duitsland	Duitsland
5.21	Aanpassing laag- naar hoogcalorisch gas in Frankrijk en België	België & Frankrijk

In november 2018 ging de vierde PGB-selectie van start, die naar schatting eind 2019 afgerond zal zijn. Met de voltooiing van het TENP "Reverse Flow"-project blijft de L/H-conversie in België in dit stadium de enige Fluxys-kandidaat voor dit nieuwe PGB-label.

6.4 Regionale Investeringsplannen voor Aardgas

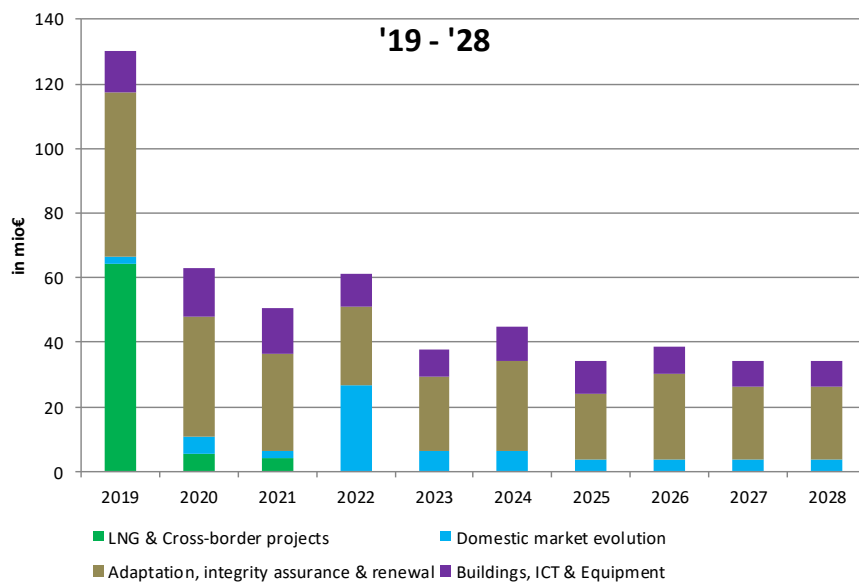
Fluxys is betrokken bij de ontwikkeling van twee regionale investeringsplannen voor aardgas (GRIP's), Noordwestelijk en de Zuid-Noordcorridor. Na de publicatie van de derde editie van deze rapporten in 2017 zal Fluxys opnieuw optreden als co-coördinator voor de voorbereiding van de vierde editie, die in 2019 zal verschijnen.

Het Noordwestelijke GRIP zal zich opnieuw toespitsen op de energietransitie, waarbij de nadruk zal worden gelegd op de initiatieven van de VNB voor gas en de daarmee samenhangende uitdagingen op het gebied van sectorkoppeling en hernieuwbare gassen. Een update van de L-gassituatie en de bijbehorende L/H-conversieplannen zal het tweede belangrijke onderwerp van het rapport vormen.

Het GRIP Zuid-Noordcorridor zoomt traditioneel in op de voordelen van de Reverse Flow - projecten in Italië, Zwitserland, Duitsland en Frankrijk, en meer bepaald op de ontwikkeling van de maturiteit van het project, zoals blijkt uit de respectieve GRIP-publicaties, vanaf de eerste plannen tot en met de definitieve ingebruikname eind 2018.

7 Becijfering van het indicatieve plan 2019-2028

In totaal bedragen de geplande investeringen²³ voor Fluxys Belgium en Fluxys LNG 529 miljoen euro voor de periode 2019-2028.



Ze worden onderverdeeld in drie categorieën:

- I. LNG-initiatieven en grensoverschrijdende projecten;
- II. Evolutie van de capaciteit die ter beschikking van de eindverbruikers wordt gesteld;
- III. Behoud van de integriteit, aanpassing en vernieuwing van de infrastructuur.

²³ In constante EUR

7.1 LNG-initiatieven en grensoverschrijdende projecten

Vooropgesteld bedrag: € 74 miljoen;

Deze categorie omvat hoofdzakelijk twee projecten:

- De bouw van een vijfde tank in de LNG-terminal van Zeebrugge;
- De capaciteitsuitbreiding van het interconnectiepunt Eynatten aan de grens tussen België en Duitsland in het kader van het Zeelink-project.

7.2 Evolutie van de capaciteit die ter beschikking van de eindgebruikers wordt gesteld

Vooropgesteld bedrag: € 63 miljoen;

Dit bedrag betreft hoofdzakelijk het aanpassen en het afstemmen van de capaciteiten die ter beschikking van de beheerders van de eindgebruikers worden gesteld, de aansluiting van nieuwe industriële klanten en de streekgebonden versterkingen van het netwerk voor de voeding van nieuwe elektrische centrales.

7.3 Behoud van de integriteit, aanpassing en vernieuwing van de infrastructuur

Vooropgesteld bedrag: € 392 miljoen;

Deze categorie omvat de vernieuwing en de aanpassing van de bestaande infrastructuur evenals de aanpassingen voor de L/H-conversie. De investeringen in de ICT-infrastructuur zijn eveneens in deze categorie opgenomen.

