

Indicatief investeringsplan Fluxys Belgium & Fluxys LNG 2021-2030



Februari 2021



Doel

Het indicatieve investeringsplan 2021-2030 consolideert alle investeringen in verband met de evolutie van de binnenlandse markt, het behoud en de vernieuwing van de infrastructuur en de realisatie van de doelstellingen van Fluxys Belgium en Fluxys LNG. De investeringen in dit document worden ter indicatie gegeven en hebben betrekking tot de infrastructuur voor gasvervoer en -opslag in België en de LNG-terminal in Zeebrugge.

Vooruitzichten 2021-2030

De ontwikkelingen, vastgesteld op de Belgische gasmarkt en op de aangrenzende markten, vereisen aanpassingen aan het netwerk. Dat is het geval bij de conversie van L- naar H-gas wegens de lopende afbouw van de productie van het Groningenveld in Nederland, bij de bouw van nieuwe elektriciteitscentrales met het oog op de stopzetting van de Belgische kerncentrales in 2025, en ook bij de marktvraag naar hogere hervergassingscapaciteit op de LNG-terminal in Zeebrugge.

Gelet op de maturiteit en de leeftijd van de infrastructuur van Fluxys Belgium en Fluxys LNG, worden ook belangrijke terugkerende investeringen gewijd aan onderhoud, aanpassing en modernisering van het netwerk. Bovendien moet Fluxys Belgium zijn netwerk aanpassen aan de vraag van de openbare distributie (die jaarlijks 55.000 tot 60.000 nieuwe klanten heeft), voor het aansluiten van nieuwe industriële klanten.

Bijlage: Waterstof- en CO₂-vervoersnetten

In aanvulling van het indicatieve investeringsplan 2021-2030 opgesteld conform artikel 15/1, §5 van de gaswet, wordt een bijlage toegevoegd die momenteel buiten de gaswet valt. In de bijlage worden aanvullend vooruitzichten gepresenteerd van de indicatieve ontwikkeling van de toekomstige waterstof- en CO₂-vervoersnetten in België. Deze concepten zijn deels gebaseerd op een hergebruik van de transportinfrastructuur van Fluxys Belgium. Het kader waarin de waterstof- en CO₂-vervoersnetten zullen worden ontwikkeld, wordt in de komende jaren verder vastgelegd en de investeringen zullen afhangen van de evolutie van de behoeften en technische mogelijkheden.

Inhoud

1	Evolutie van de aardgasmarkt	4
1.1	Verbruikstrends in 2019 in Europa	4
1.2	Vooruitzichten voor de Europese aardgasvraag	5
1.3	Europese bevoorradingsstrends in 2019	7
1.4	Vooruitzichten voor de interne Europese productie	9
1.5	Vooruitzichten voor de Europese bevoorrading	10
2	TYNDP 2020 van ENTSG en Regionale Investeringsplannen voor aardgas	12
2.1	Scenario Report 2020 van ENTSG en ENTSO-E	12
2.2	Tienjarenplan voor de ontwikkeling van het net (TYNDP) 2020 van ENTSG	15
2.3	Regionale Investeringsplannen voor aardgas (GRIP)	16
2.4	Projecten van gemeenschappelijk belang (PCI)	16
3	Belgische aardgasmarkt	17
3.1	De aardgasinfrastructuur van Fluxys Belgium en Fluxys LNG	17
3.2	Marktsegmenten	17
3.3	Verbruikstrends in België	18
3.4	Netsimulatiemodel	20
3.5	Investeringsbehoeften (interne markt)	22
4	Transit aan de Belgische grenzen	26
4.1	Algemene omschrijving	26
4.2	Overzicht van de jaarlijkse allocaties op de grenspunten	27
4.3	Verloop van de dagallocaties op de grenspunten	29
5	Evolutie van de binnenlandse vraag en transit	33
5.1	Binnenlandse vraag	33
5.2	Invoervooruitzichten	34
5.3	Uitvoervooruitzichten	36
6	L- naar H-gasconversie	38
6.1	Inleiding	38

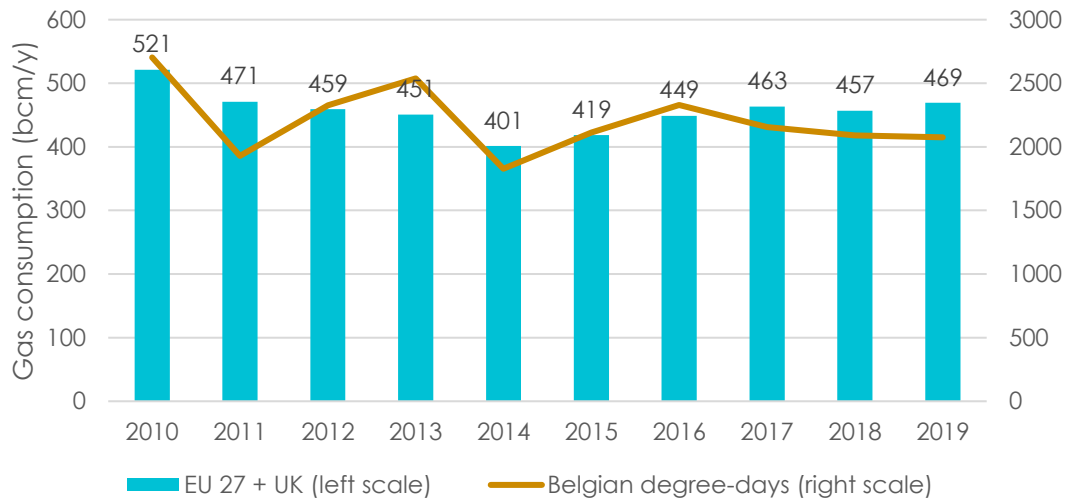
6.2	Optimalisatie van het conversieprogramma	38
6.3	Principes voor de conversie van de vervoersnetten	39
6.4	Aanpassingen aan het netwerk van Fluxys Belgium	40
6.5	Ingangscapaciteit voor de nieuwe H-markt	42
7	LNG-ontwikkelingen	44
8	Biomethaanontwikkelingen	45
8.1	Biomethaan vandaag	45
8.2	Injectie van biomethaan in het aardgasnet	46
9	Samenvatting	47
10	Indicatieve investeringen tegen 2030	48
10.1	Milieu & overgang naar een toekomstige energiemix	48
10.2	Aanpassing, verzekering van integriteit & vernieuwing	49
10.3	Evolutie van de behoefte van de eindverbruikers	49
10.4	LNG-initiatieven en grensoverschrijdende projecten	49
10.5	Andere	49

Bijlage: Waterstof- en CO₂-vervoersnetten

1	Context	51
1.1	Europees energie- en klimaatbeleid	51
1.2	Rol van gas en de gasinfrastructuur	52
2	Waterstofvervoer in België	53
3	CO₂-vervoer in België	54
4	Ontwikkeling van de toekomstige waterstof- en CO₂-vervoersnetten	55
4.1	Europese backbone voor waterstofvervoer	55
4.2	Visie op lange termijn van een Belgische H ₂ -/CO ₂ -backbone	56
4.3	Opties op korte termijn	57
5	Indicatieve investeringen tegen 2030	61
5.1	Waterstofvervoersnet	61
5.2	CO ₂ -vervoersnet	61

1 Evolutie van de aardgasmarkt

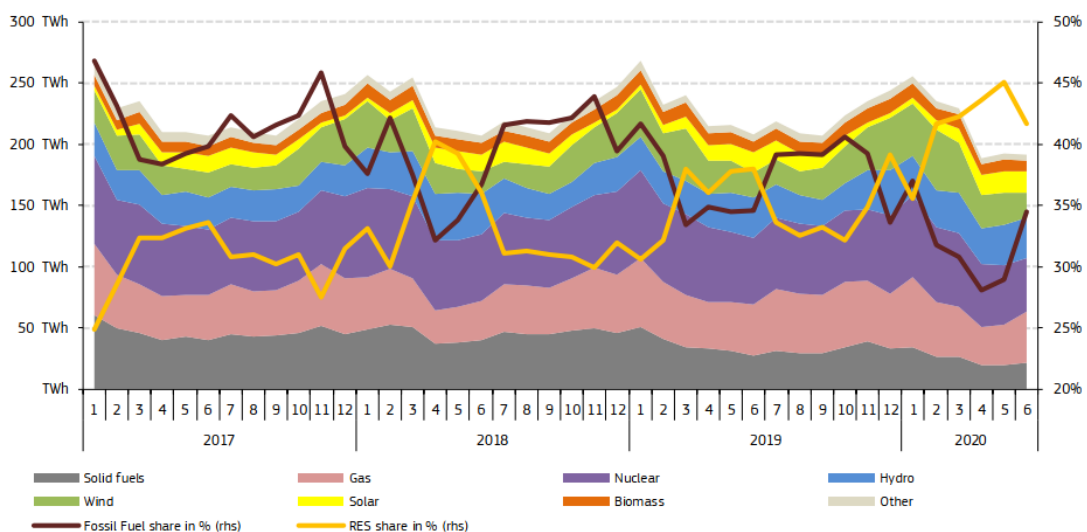
1.1 Verbruikstrends in 2019 in Europa



Figuur 1: Gasverbruik in de EU27 en het Verenigd Koninkrijk en impact van het weer (Bronnen: BP Statistical Review of World Energy 2020 en gas.be)

In 2019 is het gasverbruik in Europa (EU27 + VK, uitgezonderd Malta) gestegen van 456,8 mld. m³ in 2018 naar 469,1 mld. m³, na een lichte daling in het voorafgaande jaar (BP Statistical Review of World Energy 2020). De opwaartse trend tussen 2014 en 2016 hield vooral verband met het toenemende aantal graaddagen. Sindsdien is de trend omgeslagen. Het aantal graaddagen, dat in 2017 is beginnen dalen, daalde in Europa en België verder als gevolg van hogere temperaturen dan normaal, waardoor de vraag naar aardgas voor ruimteverwarming is afgenomen.

Figure 12 – Monthly electricity generation mix in the EU27



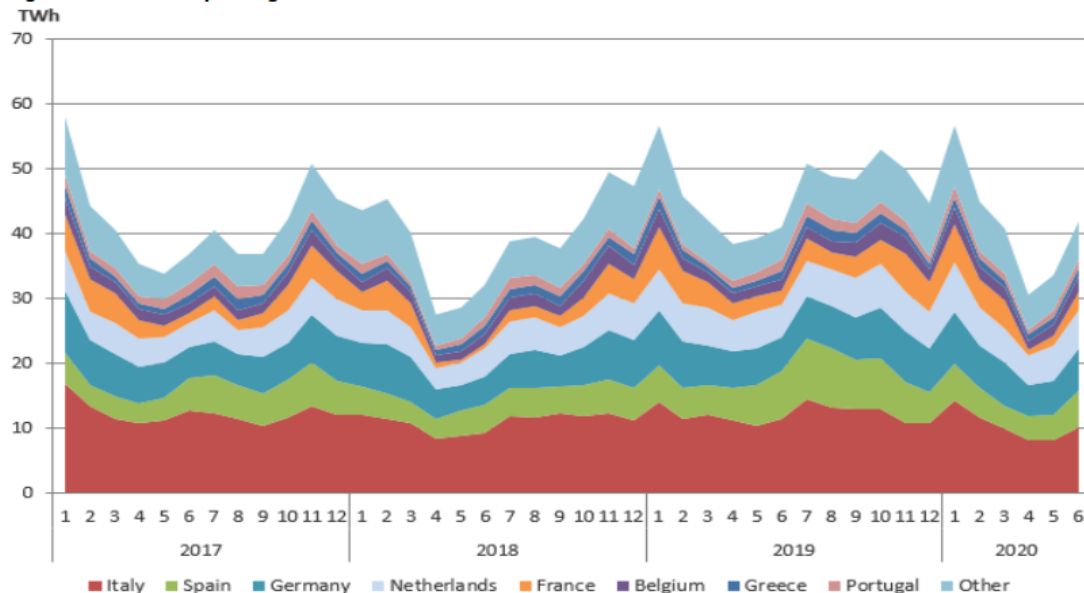
Source: ENTSO-E, Eurostat, DG ENER. Data represent net generation. Fossil fuel share calculation covers power generation from coal, lignite, gas and oil.

Figuur 2: Maandelijkse elektriciteitsmix in de EU27 (Bron: Europese Commissie 2020)

In haar driemaandelijkse verslag over de Europese gasmarkten evalueert de Europese Commissie de gasvraag in de elektriciteitssector. In 2019 is de elektriciteitsmix in Europa geëvolueerd ten opzichte van het voorgaande jaar. Het aandeel van gas is gestegen en vertegenwoordigt 23% van de totale elektriciteitsproductie, waarbij gas de daling van steenkool en bruinkool gedeeltelijk heeft gecompenseerd (14% van de mix). De hernieuwbare energieën hebben de daling van steenkool gecompenseerd, hoofdzakelijk windenergie.

Het concurrentievermogen van gasgestookte elektriciteitsproductie ging erop vooruit in vergelijking met steenkool, vanwege lagere aardgas prijzen en relatief hoge steenkoolprijzen in combinatie met hoge CO₂-emissierechten (€25/tCO₂e). In België werden tekorten aan nucleaire capaciteit zoals gebruikelijk gecompenseerd door gasproductie.

Figure 7 Gas-fuelled power generation in the EU



Source: Based on data from the ENTSO-E Transparency Platform and national data sources, data as of 14 September 2020.

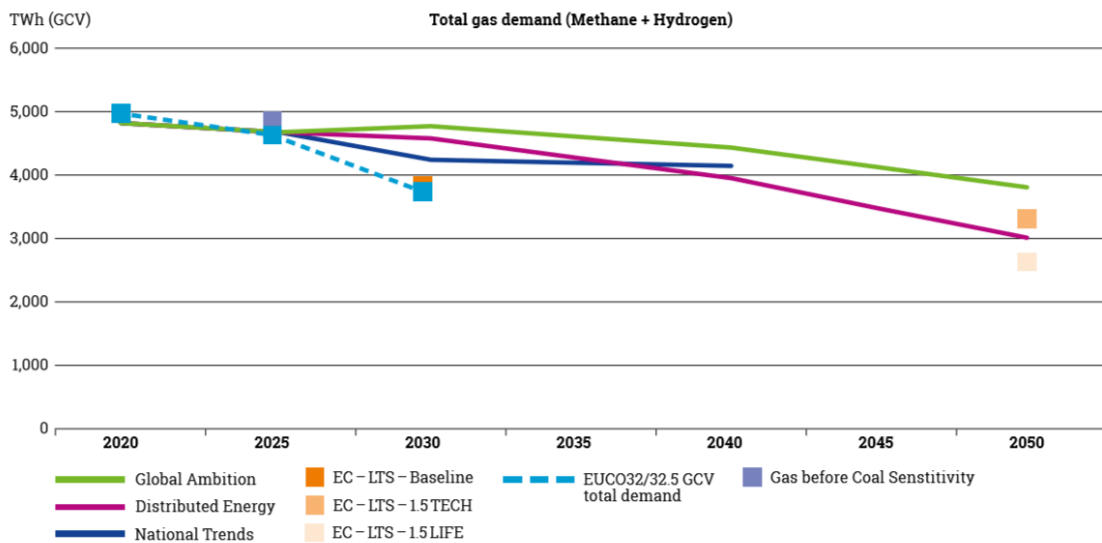
Figuur 3: Gasleveringen voor elektriciteitsproductie in verschillende lidstaten van de EU (Bron: Europese Commissie 2020)

1.2 Vooruitzichten voor de Europese aardgasvraag

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 – ENTSOG) – waarvan Fluxys Belgium lid is – heeft drie prognoses voor de vraag gedefinieerd in zijn tienjarenplan voor netwerkontwikkeling 2020 (Ten-Year Network Development Plan – TYNDP) waarin niet alleen methaan (aardgas, biomethaan en synthetisch gas), maar ook waterstofgas is opgenomen. In het scenario "Wereldwijde ambitie", waarin wordt gestreefd naar een snelle vermindering van de CO₂-uitstoot en verenigbaarheid met de doelstellingen van het Akkoord van Parijs,

wordt de grootste aardgasvraag verwacht. Rond 2030 zou de aardgasvraag haar hoogtepunt bereiken en dan geleidelijk verminderen tot minder dan 4000 TWh in 2050. In het scenario "Gespreide energie" zou de aardgasvraag dalen tot 3000 TWh in 2050.



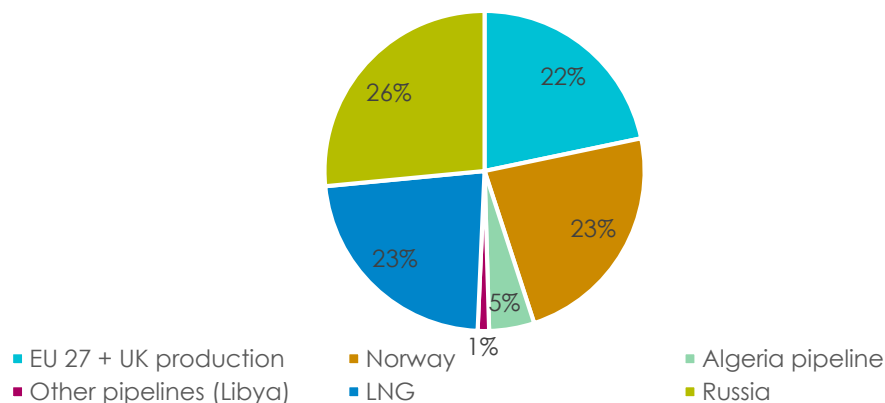
Figuur 4: Prognoses van de totale gasvraag (methaan en waterstof) (Bron: ENTSOE 2020)

Ondanks de waargenomen impact van energie-efficiëntiemaatregelen op de aardgasvraag, zijn er ook opportuniteiten voor energie-efficiënte technologieën met gas. De warmtekrachtkoppelingstechnologie (WKK) (met inbegrip van brandstofcellen) heeft veel potentieel in kleine en middelgrote toepassingen en huishoudelijk gebruik. Deze technologie heeft raakvlakken met gedecentraliseerde energieproductie, met het extra voordeel dat de bestaande gasinfrastructuur wordt gebruikt en congestie op het elektriciteitsdistributienet wordt vermeden. Met gaswarmtepompen kan het energiegebruik met 50% worden verlaagd door 50% hernieuwbare warmte te gebruiken. Hybride warmtepompen (kleine elektrische warmtepomp en gascondensatieketel) combineren het gebruik van hernieuwbare elektriciteit met de bevoorradingszekerheid van gas.

In de vervoerssector wordt enige groei waargenomen voor CNG en LNG in het bijzonder als brandstof voor voertuigen en schepen. Voor de scheepvaart verwachten analisten dat LNG tussen 2025 en 2030 een marktaandeel van 3-10% kan innemen (ongeveer 15-45 Mt/j).

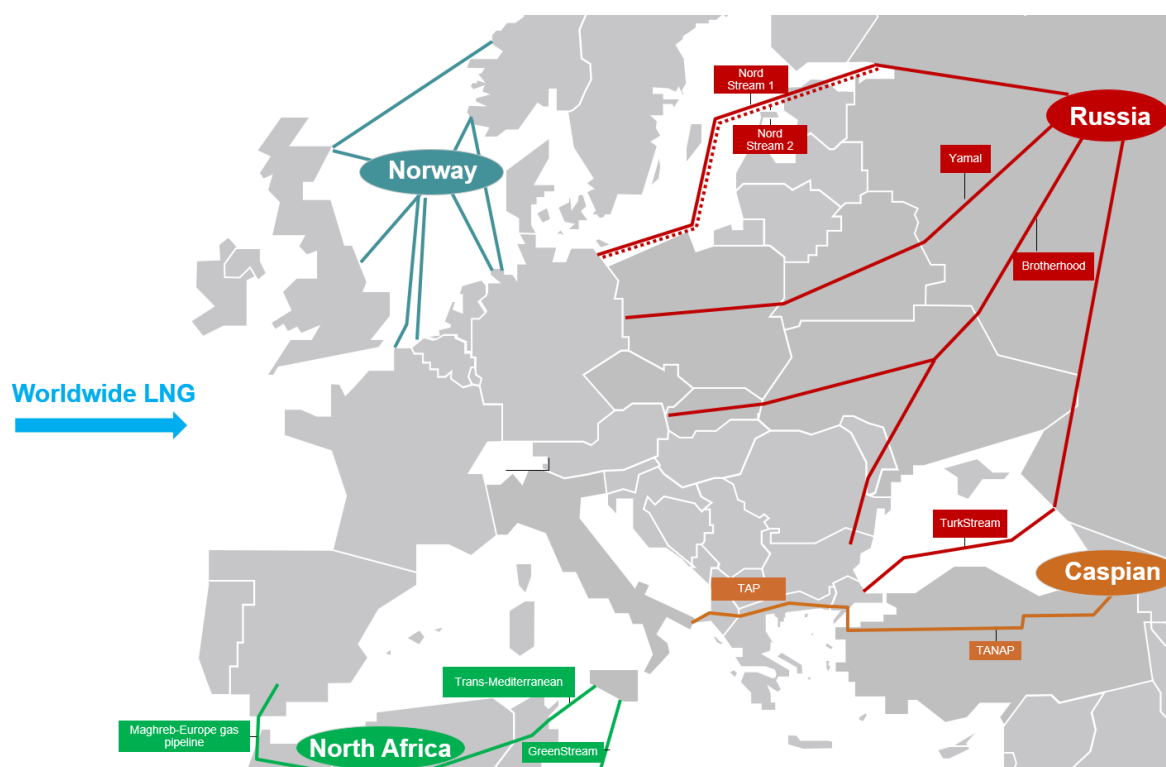
De L/H-conversie zou de vraag in sommige markten op korte termijn kunnen verminderen. In de nasleep van de dalende uitvoer van L-gas uit Nederland kan het omschakelen van klanten in België, Duitsland en Frankrijk van L- naar H-gas een mogelijkheid bieden voor bepaalde eindgebruikers om over te schakelen op andere energiebronnen en elektrische warmtepompen. In België, waar toestellen compatibel zijn met beide gassen, kan dit risico echter worden beperkt door gepaste acties van alle actoren in de gassector. Tot nog toe zijn er geen tekenen dat de vraag zou worden vernietigd.

1.3 Europese bevoorradingstrends in 2019



Figuur 5: Mix gasbevoorrading 2019 (EU27 + VK) (Bron: BP Statistical Review 2020)

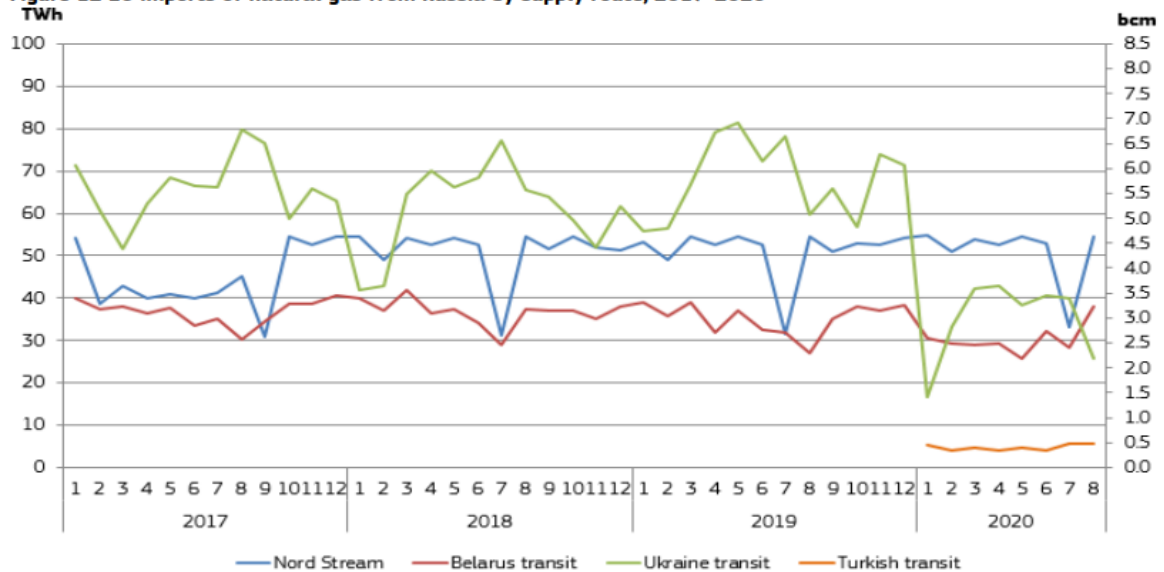
In 2019 bleef Rusland met een marktaandeel van 26% de belangrijkste gasleverancier voor Europa, gevolgd door Noorwegen en de LNG-invoer (23%) en de interne Europese productie (22%). Invoer via leidingen van buiten Europa (Algerije en Libië) bedroeg 6%.



Figuur 6: Huidige en toekomstige bevoorradingsroutes naar Europa

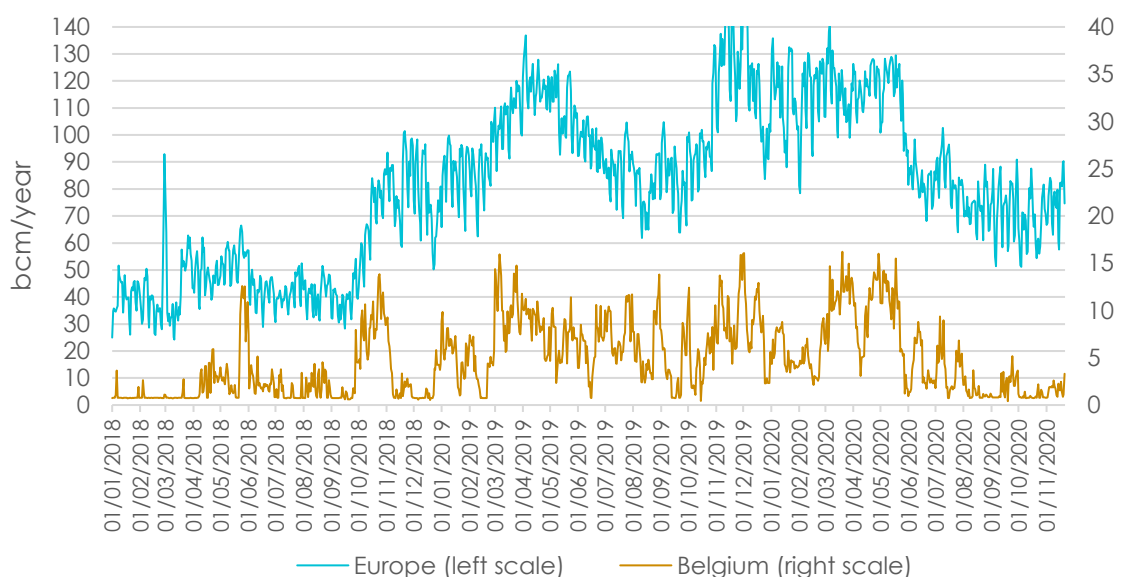
In 2019 liepen de Russische gasleveringen aan Europa via leidingen door Oekraïne (45% in 2019 tegenover 41% in 2018), Nord Stream (33% tegenover 34% in 2018) en Wit-Rusland (22% tegenover 25% in 2018). De indienststelling van de TurkStream-leiding op 8 januari 2020 heeft bovendien de verdeling van de Russische invoer in 2020 beïnvloed.

Figure 12 EU imports of natural gas from Russia by supply route, 2017-2020



Figuur 7: EU-gas invoer via Russische bevoorradingsroutes (Bron: Europese Commissie 2020)

De vooruitgang van gasbevoorrading uit LNG-invoer in Europa sinds Q4/2018 is indrukwekkend, zoals weergegeven in de onderstaande figuur. Sinds oktober 2018 is de gecumuleerde uitzending van alle terminals aanzienlijk gestegen van een stabiel gemiddelde van 50 mld. m³/j tussen 2013 en 2018 tot 80 mld. m³/j in de winter van 2018/2019 en tot 120 mld. m³/j in april 2019, aan het begin van het opslagseizoen. Na een daling tot ongeveer 80 mld. m³/j in de zomer van 2019 steeg dit cijfer weer tot 150 mld. m³/j in december 2019 en tot ongeveer 120 mld. m³/j voor de eerste 5 maanden van 2020. Vervolgens werd een sterke daling waargenomen tot ongeveer 80 mld. m³/j wegens de COVID-19-pandemie en de zeer lage aardgas prijzen wereldwijd. Afhankelijk van het economische herstel kan het wereldwijde LNG-overaanbod duren tot 2022-2025.

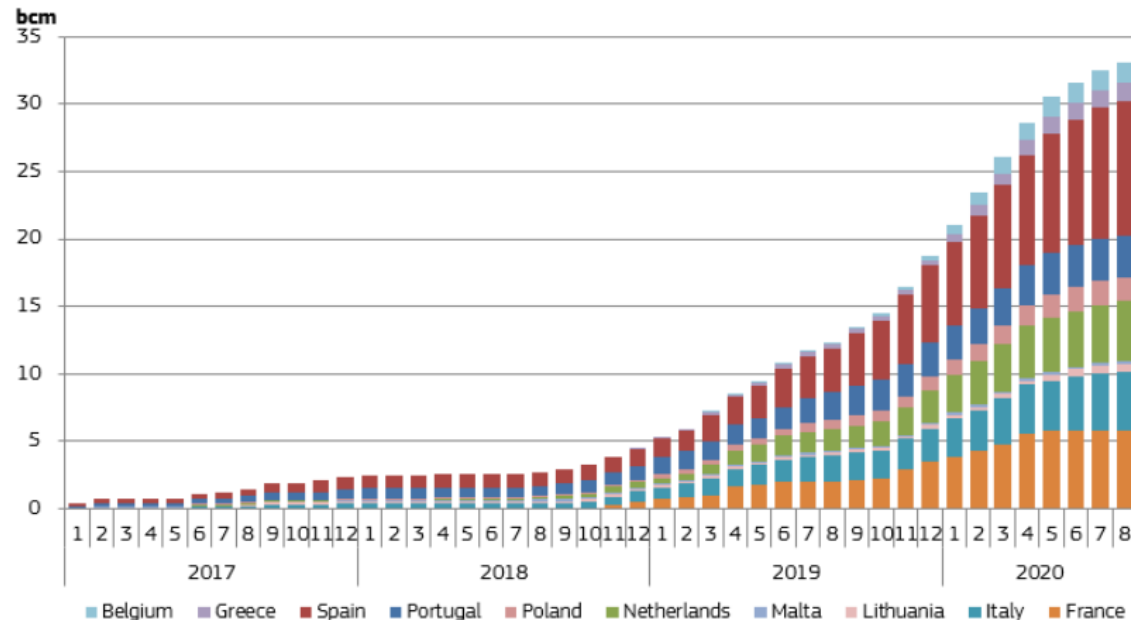


Figuur 8: Uitzending van de LNG-terminals van de Europese Unie (Bron: GLE Transparency platform)

Na de toename van vloeibaarmakingscapaciteit in de VS en Rusland wordt de Europese LNG-markt gedomineerd door Qatar, Rusland en de VS. Het niveau van de LNG-invoer is echter sterk afhankelijk van de wereldwijde LNG-dynamiek, waar de LNG-vraag in Azië een sleutelrol speelt.

Gecumuleerde LNG-invoer in de EU uit de Verenigde Staten

Figure 18 Cumulative monthly LNG imports from the US in the EU



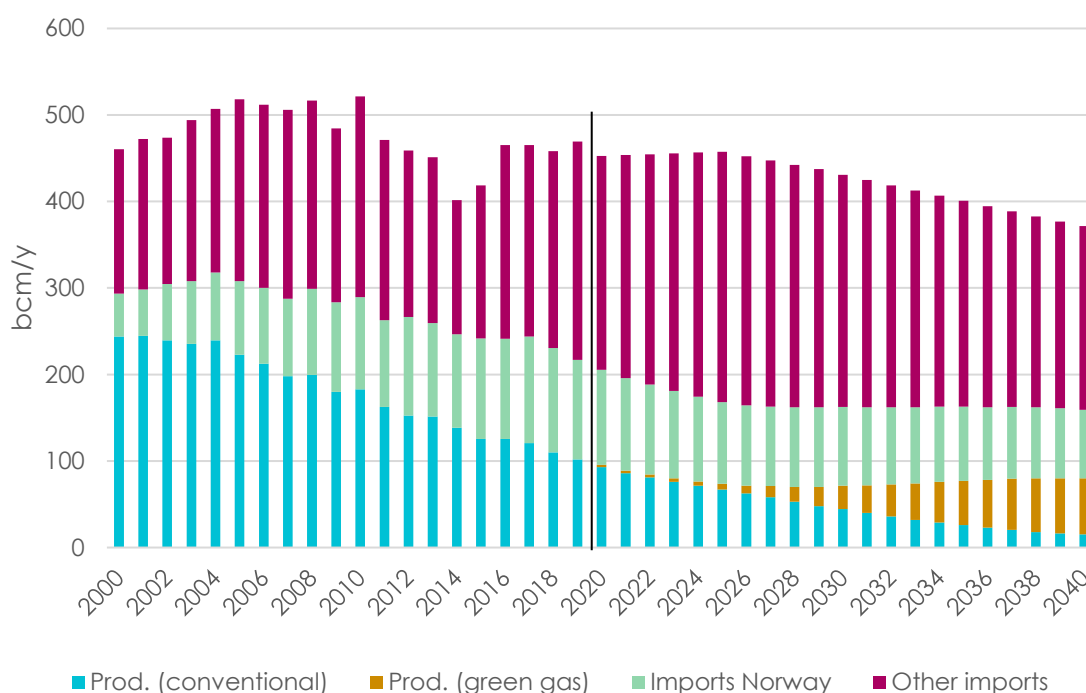
Source: Commission calculations based on tanker movements reported by Refinitiv

Figuur 9: Gecumuleerde LNG-invoer in de Europese Unie uit de Verenigde Staten (Bron: Europese Commissie 2020)

1.4 Vooruitzichten voor de interne Europese productie

Op lange termijn zal de interne Europese gasproductie blijven afnemen. De interne gasproductie in Europa is aan het afnemen, aangezien de gasvelden in de Noordzee (het VK en Nederland) slinken en de Nederlandse L-gasproductie daalt vanwege een natuurlijke afname en regelgevende maatregelen als gevolg van aardbevingen in de regio. De productieafname wordt gecompenseerd in sommige landen, aangezien de productie van groen gas (biomethaan en power-to-gas) zich zal ontwikkelen tot 2040. Er wordt momenteel geen ontwikkeling van schaliegas verwacht.

Wat het Groningenveld betreft, zal de L-gasbevoorrading naar Duitsland, België en Frankrijk naar verwachting geleidelijk afnemen en uitdoven uiterlijk 2030. Als gevolg van een stijgend aantal aardbevingen in de regio is het productieplafond voor het Groningenveld systematisch verlaagd, waarbij het recentste plafond is gedaald tot 8,1 mld. m³/j voor het gasjaar 2020-21. Nederland moet echter zijn contractuele verplichtingen jegens België, Frankrijk en Duitsland nakomen met de productie van synthetisch L-gas door stikstof te injecteren in H-gas.



Figuur 10: Evolutie eigen Europese gasproductie en invoer (Bron: BP Statistical Review 2020 en TYNDP van ENTSOG)

1.5 Vooruitzichten voor de Europese bevoorrading

Om de huidige daling van de gasproductie in de EU, gekoppeld aan een stagnerende of afnemende aanvoer uit Noorwegen en Algerije, te compenseren, zou de invoer in de EU de komende jaren moeten toenemen.

De Nord Stream 2-pijpleiding is in aanbouw en zal de capaciteit van Rusland naar Duitsland verdubbelen. De voltooiing van het project wordt echter beïnvloed door Amerikaanse economische sancties tegen bepaalde ondernemingen en investeerders die bij het project zijn betrokken. Met de TurkStream-leiding, die sinds 8 januari 2020 operationeel is, kan Rusland zijn gas dat momenteel door Oekraïne loopt, omleiden naar Turkije (TurkStream 1) en Centraal-Europa (TurkStream 2).

Daarnaast zal de Zuidelijke Gascorridor in een eerste fase de EU verbinden met Azerbeidzjan dankzij de TANAP-/TAP-pijpleiding die sinds november 2020 operationeel is, maar andere bronnen uit de Kaspische regio kunnen ook worden aangeboord: Turkmenistan, Iran en Irak. Het zou ook mogelijk zijn de nieuwe bronnen in het oostelijke Middellandse Zeegebied (Cyprus, Israël, Libanon en het Zohr-veld in Egypte) te verbinden via het EastMed-project. Voor de bouw van gasproductie- en gasvervoersinfrastructuur zouden echter langetermijnverbintenissen van Europese marktspelers nodig zijn.

Niettemin 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, in Duitsland, worden drie projecten voor LNG-terminals onderzocht: Brunsbüttel, Stade en Wilhemshaven. In Polen wordt gewerkt aan de uitbreiding van de terminal Swinoujscie LNG, die in gebruik werd genomen in 2016. Bovendien wordt ook een terminal in Gdansk onderzocht. PGNiG heeft korte- en langetermijncontracten afgesloten om LNG uit de VS te kopen.

In Zuid-Europa heeft Kroatië in februari 2019 de definitieve investeringsbeslissing genomen voor de geplande drijvende opslag- en hervergassingseenheid (floating storage and regasification unit – FSRU) in Krk, waarvoor de ingebruikneming voor 2021 wordt verwacht. In Griekenland heeft Gastrade, waarvan DESFA zopas een deelneming van 20% heeft verworven, een FSRU-project in Alexandroupolis, onder invloed van de vooruitgang van de IGB (interconnectie tussen Griekenland en Bulgarije). In 2018 werd een derde opslagtank gebouwd op de LNG-terminal van Revithoussa. In december 2019 heeft Cyprus een contract gesloten voor de bouw van zijn eerste hervergassingsterminal. Turkije heeft in 2018 de FSRU Dortyol in gebruik genomen. De capaciteit van de FSRU Etki werd uitgebreid tot 2 Mt/jaar.

Op wereldvlak groeit de vloeibaarmakingscapaciteit, met de Verenigde Staten, Canada en Australië op kop. In 2017 heeft Qatar het moratorium op de aardgasproductie in het North Field verhoogd van 77 Mt/j sinds 2005 tot 110 Mt/j in 2027 en 126 Mt/j in 2029. In september 2019 hebben Qatar Terminal Limited, dochteronderneming van Qatar Petroleum, en Fluxys LNG een LNG-dienstenovereenkomst op lange termijn ondertekend (2044) voor de LNG-terminal in Zeebrugge.

De LNG-invoer in Europa zal worden bepaald door de prijsverschillen tussen de VS, Europa en Azië, de daling van de interne productie en de concurrentie tussen leidinggas, steenkool, LNG en de ontwikkeling van hernieuwbare energie. De aanvoer van LNG zal concurreren met de aanvoer via leidingen uit Rusland en Noorwegen naar de Europese gasnetten.

2 TYNDP 2020 van ENTSG en Regionale Investeringsplannen voor aardgas

2.1 Scenario Report 2020 van ENTSG en ENTSO-E

Na een succesvolle eerste poging voor het TYNDP 2018 hebben ENTSG en ENTSO-E opnieuw gezamenlijke scenario's uitgewerkt voor het TYNDP 2020 met gemeenschappelijke scenario's als de voornaamste bouwsteen van een onderling verbonden model. Interacties met stakeholders hebben geleid tot de vaststelling van **drie storylines** die allemaal in overeenstemming zijn met de klimaatdoelstellingen van de Europese Commissie:

- **Distributed Energy:** in overeenstemming met de doelstelling van 1,5°C van het Akkoord van Parijs op basis van een gedecentraliseerde aanpak van de energietransitie door middel van kleinschalige oplossingen en circulaire benaderingen;
- **Global Ambition:** in overeenstemming met de doelstelling van 1,5°C van het Akkoord van Parijs, aangedreven door economische ontwikkeling in gecentraliseerde opwekking, zoals offshore wind en power-to-X;
- **National Trends:** op basis van nationale energie- en klimaatplannen (NEKP) en daardoor in overeenstemming met het klimaat- en energiekader 2030 van de EU en de langetermijnstrategie voor 2050 van de EC.

Hoewel National Trends is gebaseerd op bottom-up-gegevensverzameling bij TSO's voor gas en elektriciteit onderling, werden Distributed Energy en Global Ambition gekwantificeerd naar aanleiding van een pas ontwikkelde top-down-benadering, waarbij rekening wordt gehouden met de volledige energiemix. Dit maakt het mogelijk de geschatte CO₂-uitstoot te berekenen die dan weer kan worden vergeleken met een berekend EU-breed koolstofbudget.

Op basis van de input van TSO's voor elektriciteit en gas heeft ENTSO-E EU-brede elektriciteitsmarktsimulaties verricht die hebben geleid tot scenariospecifieke opwekkingsmixen op nationaal niveau. Hierbij werd voor het eerst rekening gehouden met sectorkoppeling als een hefboom voor volledige decarbonisering. De hiermee verbonden gasvraag voor elektriciteitsproductie werd dan weer gebruikt als input voor de gasnetsimulaties van ENTSG voor het TYNDP 2020 van ENTSG.

Het definitieve Scenario Report voor gas en elektriciteit voor het TYNDP 2020 werd gepubliceerd in juni 2020¹, samen met een visualisatieplatform² voor gedetailleerde simulatieresultaten van het elektriciteitsmarktmodel.

¹ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-07/TYNDP_2020_Joint_Scenario%20Report%20ENTSG_ENTSOE_June_Final.pdf

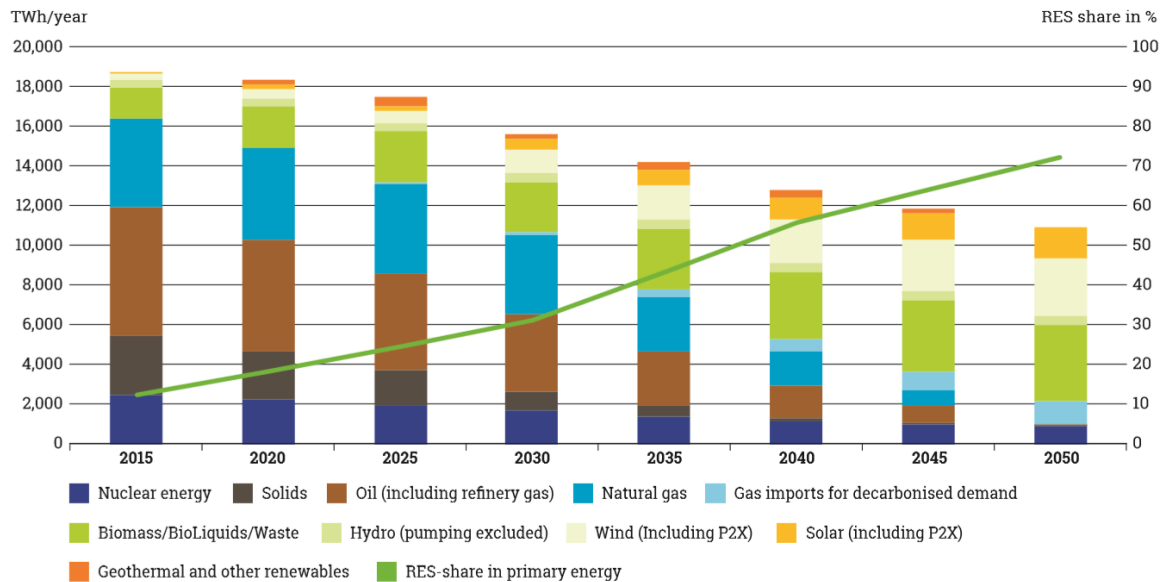
² <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/visualisation-platform/>

Wat de rol van aardgas in het energiesysteem betreft, werden de volgende belangrijke elementen vermeld in het Scenario Report 2020 van ENTSOG en ENTSO-E:

Uittreksel van het Scenario Report 2020 van ENTSOG en ENTSO-E :

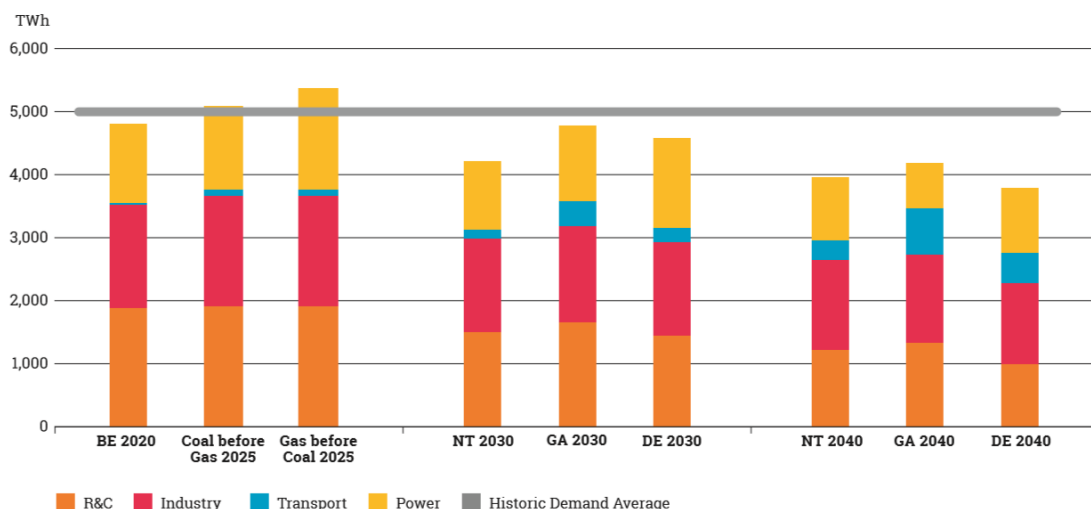
- “Quick wins” zijn essentieel om de wereldwijde temperatuurstijging te verminderen. **Een omschakeling van steenkool naar aardgas in de elektriciteitssector kan tot wel 150 MtCO₂ besparen tegen 2025.**
- Om conversies te optimaliseren, is het rechtstreekse gebruik van elektriciteit een belangrijke optie die kan leiden tot een geleidelijke elektrificatie over alle scenario's. **Gas zal een belangrijke rol blijven spelen in sectoren, onder meer als grondstof voor niet-energetisch gebruik, processen op hoge temperatuur, vervoer en luchtvaart of in hybride verwarmingsoplossingen om optimaal gebruik te maken van beide infrastructuren.**
- Om te komen tot een koolstofarm energiesysteem, zal aanzienlijk moeten worden geïnvesteerd in hernieuwbare gas- en elektriciteitstechnologieën. **De verdere uitbreiding van grensoverschrijdende overdrachtcapaciteit tussen markten zal ertoe bijdragen dat hernieuwbare bronnen efficiënt kunnen worden verdeeld en vervoerd op de Europese elektriciteitsmarkt.**
- Wind- en zonne-energie zullen een belangrijke rol spelen in het Europese energiesysteem. Uit de scenario's blijkt echter dat het koolstofvrij maken van aardgas ook een aanzienlijke rol zal hebben. De scenario's tonen aan dat de **gasdragers koolstofvrij moeten worden gemaakt door technologieën te gebruiken om het aandeel hernieuwbare gassen te verhogen**, zoals biomethaan, power-to-gas en koolstofarme gassen samen met koolstofafvang en -opslag (CCS).
- Momenteel is gas als energiedrager vooral gebaseerd op methaan als het hoofdbestanddeel van aardgas. Op langere termijn **zou waterstofgas echter een even belangrijke energiedrager kunnen worden met het oog op het volledig koolstofvrij maken van de gasdragers in 2050.**
- Sectorkoppeling maakt het mogelijk energiedragers en sectoren te verbinden, waardoor dit in grote mate kan bijdragen tot de verwezenlijking van de decarboniseringsdoelstelling. **Op lange termijn zal power-to-gas een sleutelrol spelen in enerzijds de integratie van elektriciteitsoverschotten van variabele hernieuwbare bronnen en anderzijds de decarbonisering van de gasbevoorrading. Gasgestookte elektriciteitscentrales zullen flexibiliteit blijven bieden bij energiepieken om een energiemix op basis van steeds variabelere elektriciteitsopwekking te ondersteunen.**
- Momenteel importeert de EU28 het merendeel van haar primaire energie (ongeveer 55%). De decarbonisering zal ook dit patroon veranderen. Eigenlijk **zal de “insourcing” van energieproductie de afhankelijkheid van invoer met ongeveer 20% verminderen tot 36%.** Invoer blijft echter een belangrijk aspect in de toekomstige energiebevoorrading door gebruik te maken van concurrerende natuurlijke bronnen buiten het EU-grondgebied. **Voor aardgas in het bijzonder neemt het aandeel van invoer toe tot 2030 in alle scenario's vanwege de dalende aardgasproductie in de EU.**

Het laatste element uit voorgaande lijst wordt het best weergegeven in de onderstaande figuur met de primaire energiemix in het scenario "Gespreide energie". Zoals kan worden gezien, bestaat ongeveer 20% van de mix in 2045 nog steeds uit invoer, olie, nucleaire energie en gas.



Figuur 11: Primaire energiemix in scenario Gespreide energie (Bron: Scenario Report 2020 van ENTSOG en ENTSO-E)

Wat de gasvraag betreft, worden de prognoses van ENTSOG en ENTSO-E het best weergegeven door de onderstaande figuur. Er kan worden opgemerkt dat de twee scenario's die compatibel zijn met COP21 (Wereldwijde ambitie en Gespreide energie) hogere decarboniseringsniveaus van het energiesysteem behalen met meer gas in 2030 (in vergelijking met het scenario "Nationale trends"). Dit is te wijten aan een snellere overschakeling van koolstofintensieve brandstoffen (zoals steenkool en olie) naar gas, maar ook aan een hoger aandeel van hernieuwbare en koolstofarme gassen in de gasmix.



Figuur 12: Totale gasvraag in de scenario's van ENTSOG en ENTSO-E (Bron: Scenario Report 2020)

De eindpublicatie van het Scenario Report 2020 betekende de onmiddellijke start van een nieuwe cyclus met als doel een ontwerp van een Scenario Report voor het TYNDP 2022 te leveren tegen eind 2021. Daarvoor heeft een reeks interacties met stakeholders al plaatsgevonden dat begin november 2020 resulteerde in de publicatie van het nieuwe Storyline Report voor het TYNDP 2022³. In dit verslag wordt de verhaallijn van de scenario's uiteengezet die de ENTSO's zullen kwantificeren in het komende Scenario Report voor het TYNDP 2022.

2.2 Tienjarenplan voor de ontwikkeling van het net (TYNDP) 2020 van ENTSG

Het ontwerp van het TYNDP 2020 van ENTSG werd uitgebracht op 19 november 2020 en bestond voornamelijk uit het infrastructuurverslag en het beoordelingsverslag⁴.

Het infrastructuurverslag is gericht op de ontwikkeling van het Europese gasnet door de infrastructuurprojecten te analyseren die TSO's en derden-projectontwikkelaars hebben ingediend. Net zoals in vorige uitgaven heeft Fluxys Belgium het L/H-conversieproject voorgedragen.

Voor het eerst heeft ENTSG geprobeerd een nieuw soort projecten in verband met de energietransitie (energy transition related – ETR) te verzamelen, waaronder vooral de uitrol van waterstofgasnetten, power-to-gas-installaties, biomethaanproductie en koolstofafvang, -opslag en -gebruik. Aangezien het aantal traditionele infrastructuurprojecten daalt, hebben projectontwikkelaars al 74 van deze ETR-projecten ingediend (28% van alle ingediende projecten).

Voor België zijn de volgende ETR-projecten⁵ opgesomd in het TYNDP 2020:

- Een geïnterconnecteerd waterstofgasnet
- Power to Methanol Antwerp
- Carbon Connect Delta
- De waterstofinvoercoalitie
- HyOffWind Zeebrugge
- Antwerp@C

In het beoordelingsverslag wordt door middel van meerdere kosten-batenanalyses geanalyseerd hoe de huidige en toekomstige pan-Europese gasinfrastructuur scoort wat betreft de bevoorradingszekerheid, marktintegratie, concurrentie en een specifiekere visie op duurzaamheid. De beoordeling wordt uitgevoerd voor de scenario's in het Scenario Report in combinatie met verschillende infrastructuurlagen zoals uiteengezet in het infrastructuurverslag.

³ https://www.entsoe.eu/sites/default/files/2020-11/entsoe_TYNDP_2020_Scenario_Storyline_Report_201103.pdf

⁴ <https://www.entsoe.eu/tyndp#entsoe-ten-year-network-development-plan-2020>

⁵ Fluxys is niet altijd de promotor van deze ETR-projecten.

De belangrijkste conclusie op Europees niveau is dat FID en geavanceerde projecten bijna alle infrastructuurbehoeften omvatten en naar verwachting in gebruik zullen worden genomen tegen 2025. Er resteren slechts enkele lokale problemen waarvoor bijkomende infrastructuur nodig zou zijn.

Zoals in vorige TYNDP's, wordt herbevestigd dat de Belgische gasinfrastructuur goed ontwikkeld en onderling verbonden is met buurlanden en toegang heeft tot een verscheidenheid aan bevoorradingsbronnen.

2.3 Regionale Investeringsplannen voor aardgas (GRIP)

De TSO's van de Noordwestelijke regio hebben een 4e editie van het GRIP (Gas Regional Investment Plan) Noord-West gepubliceerd in juni 2020 onder leiding van Fluxys en Gasunie Transport Services (GTS)⁶.

Het verslag biedt een overzicht van de projecten en initiatieven waarbij TSO's voor gas betrokken zijn om gasinfrastructuur over heel Noordwest-Europa gemakkelijker koolstofvrij te maken. Deze initiatieven tonen het engagement van de TSO's van de NW-regio om actief deel te nemen aan de decarbonisering van het gehele gas- en energiesysteem. Uit een blik op de verschillende decarboniseringsprojecten blijkt duidelijk dat de aangenomen technologieën verschillen van lidstaat tot lidstaat, wat grotendeels een weerspiegeling is van de verschillende focussen, sterktes en prioriteiten van de nationale beleidsplannen.

Het tweede deel van het verslag is gericht op de L-gasmarkten in de NW-regio. Noordwest-Europa is de enige regio waar L-gas wordt geproduceerd en verbruikt. Gezien de aangekondigde afbouw van het Groningenveld en de daling van de Duitse L-gasproductie, zijn daar aanzienlijke infrastructuurinvesteringen nodig opdat de L-naar-H-marktconversie kan doorgaan in grote delen van België, Frankrijk en Duitsland. Er wordt een gedetailleerd overzicht gegeven van de huidige status van de L-gasmarkten en de aanverwante infrastructuraanpassingen die nodig zijn voor een succesvolle marktconversie en -integratie in het H-gasnet.

2.4 Projecten van gemeenschappelijk belang (PCI)

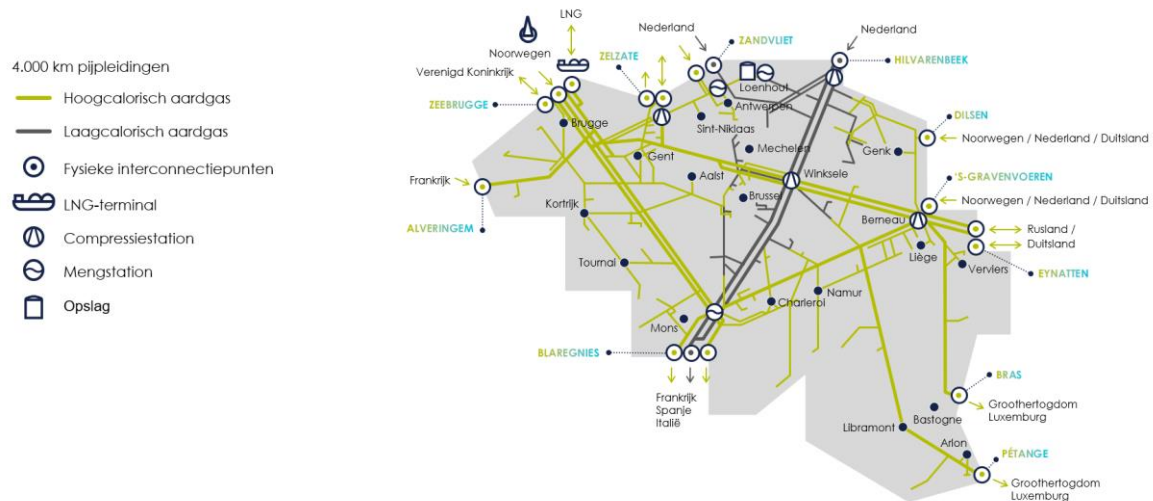
De Europese Commissie heeft de L/H-conversie in België herbevestigd als een essentiële infrastructuurbehoefte in West-Europa, met een vernieuwing van het PCI-label (Project of Common Interest) in oktober 2019 als resultaat. De 4e PCI-lijst trad in werking in april 2020⁷.

⁶ https://www.entsog.eu/sites/default/files/2020-06/ENTSOG_NW_GRIP_2020_web.pdf

⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/NL/ALL/?uri=CELEX%3A32020R0389>

3 Belgische aardgasmarkt

3.1 De aardgasinfrastructuur van Fluxys Belgium en Fluxys LNG



Figuur 13: 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:

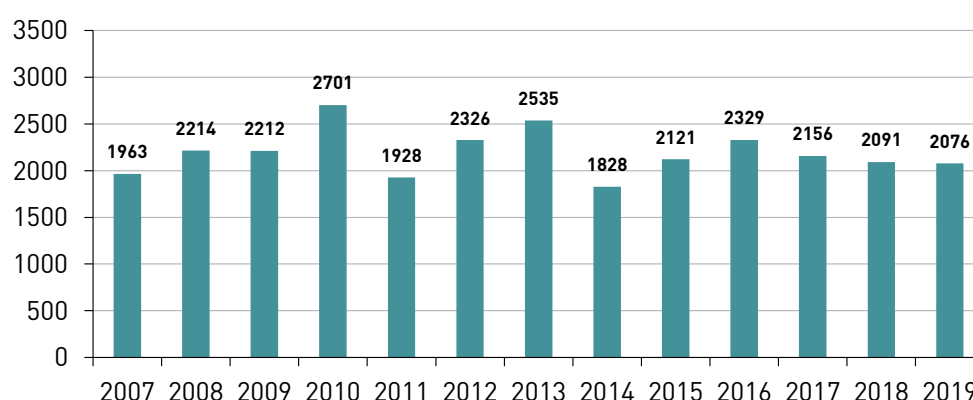
- de **openbare distributie** is sterk afhankelijk van de meteorologische omstandigheden en dus sterk temperatuur gebonden;
- de **industrie** kent een vrij regelmatig afnamepatroon;

- 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. aardas) 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 graaddagen⁸. 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 een normaal jaar kan worden beschouwd, blijkt 2019 voor de derde keer op rij opnieuw een vrij warm jaar.

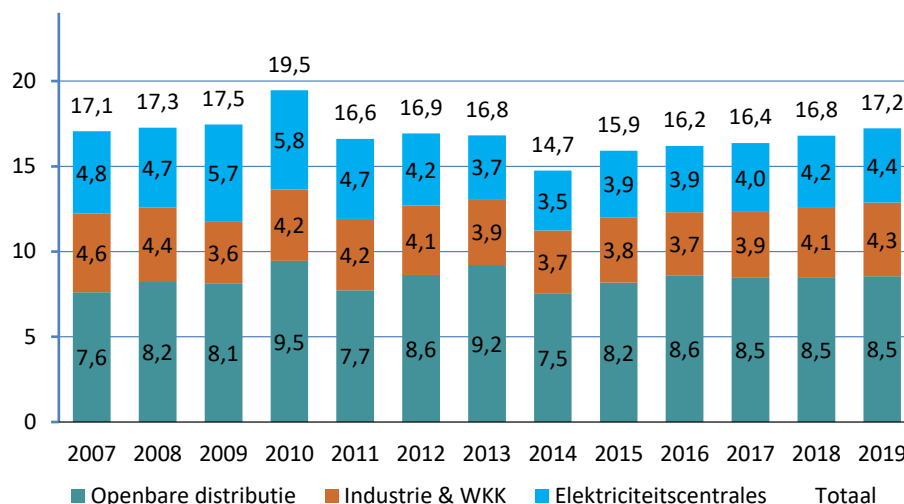


Figuur 14: Graaddagen (kalenderjaar)

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). Sindsdien steeg het totale verbruik opnieuw om in 2019 een totaal van 17,2 mld. m³ te bereiken. In tegenstelling tot 2016, zijn de verhogingen van 2017, 2018 en 2019 niet gelinkt aan een koudere winterperiode maar zijn ze het gevolg van een gestaag verhogende afname van zowel de elektrische centrales als de industriële eindverbruikers.

⁸ Periode 1986-2015, Synergrid referentie (kalenderjaar)



Figuur 15: Evolutie gemeten gasverbruik in België (mld. m³/j)

3.3.2.1 Industriële eindverbruikers (inclusief warmtekrachtkoppeling)

Sinds de economische crisis van 2008-09 staakten 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) de activiteiten. Sinds het dieptepunt in 2014 is de industriële consumptie met ca. 3% per jaar gestegen tot 4,3 miljard m³ in 2019. De stijging vloeit voort hoofdzakelijk voort uit nieuwe aansluitingen.

3.3.2.2 Elektriciteitscentrales

Ook het jaarverbruik van de elektriciteitscentrales begeeft zich de drie laatste jaren in stijgende lijn. De sluiting van de oudere klassieke thermische eenheden zoals Kallo (2011), Les Awirs (2012), Langerbrugge (2012) en Ruien (2013) lag destijds aan de basis van een sterke daling van de jaarvolumes. We zien sinds 2014 opnieuw een stijging van de aardgasafname tot 4,4 mld. m³/j. H-gas⁹. 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 gedurende enkele jaren in (strategische) reserve werden gehouden, tijdens de winterperiode opnieuw dagdagelijks kunnen worden ingezet. Ook de verminderde beschikbaarheid van verschillende nucleaire eenheden in Doel en Tihange speelt hierbij een rol.

⁹ 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 temperaturen¹⁰. De standaard winterperiode die in rekening wordt genomen loopt van begin november tot eind februari.

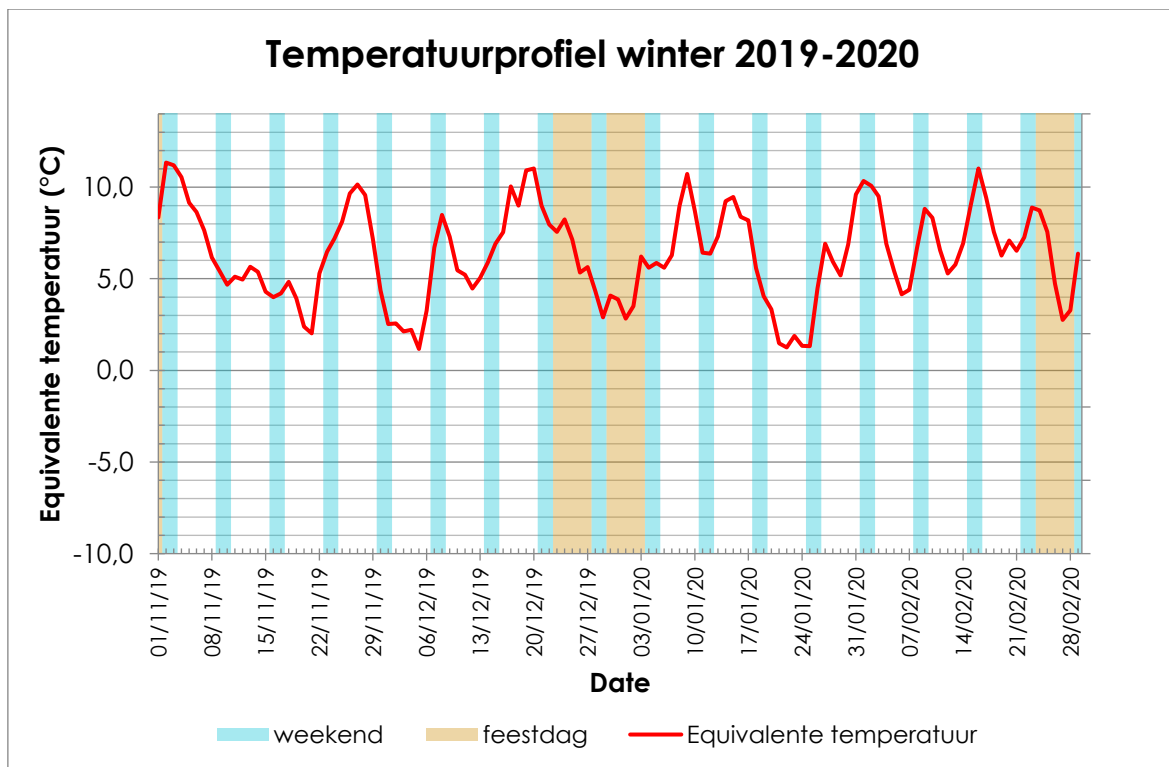
3.4.1.2 Evaluatie van de winter 2019/2020

De winterperiode (november 2019 tot en met februari 2020) was met 1230 graaddagen een vrij zachte winter, de referentiewinter¹¹ telt 1428 graaddagen. De twee korte koudere periodes in de eerste helft van december 2019 en de tweede helft van januari 2020 zijn amper de naam winterprik waardig. De koudste dag die in Ukkel was donderdag 5/12/2019 en had een equivalente temperatuur van +1,2°C. Voorbije winter 2019/2020 werd geen enkele ijsdag opgetekend waardoor de lineaire regressie die het verband tussen verbruik en omgevingstemperatuur weergeeft dit jaar onvoldoende representatief is.

¹⁰ Om de thermische inertie van gebouwen te kunnen meerekenen, werd het concept 'equivalente temperatuur' ingevoerd. Die temperatuur wordt berekend als volgt: $T_{eq D} = 0,6 \times T_{av D} + 0,3 \times T_{av D-1} + 0,1 \times T_{av D-2}$

¹¹ Periode 1986-2015 (wintermaanden), Bron: Synergrid

¹² De EAN-code (European Article Numbering) is een unieke code voor elke gasmeter.

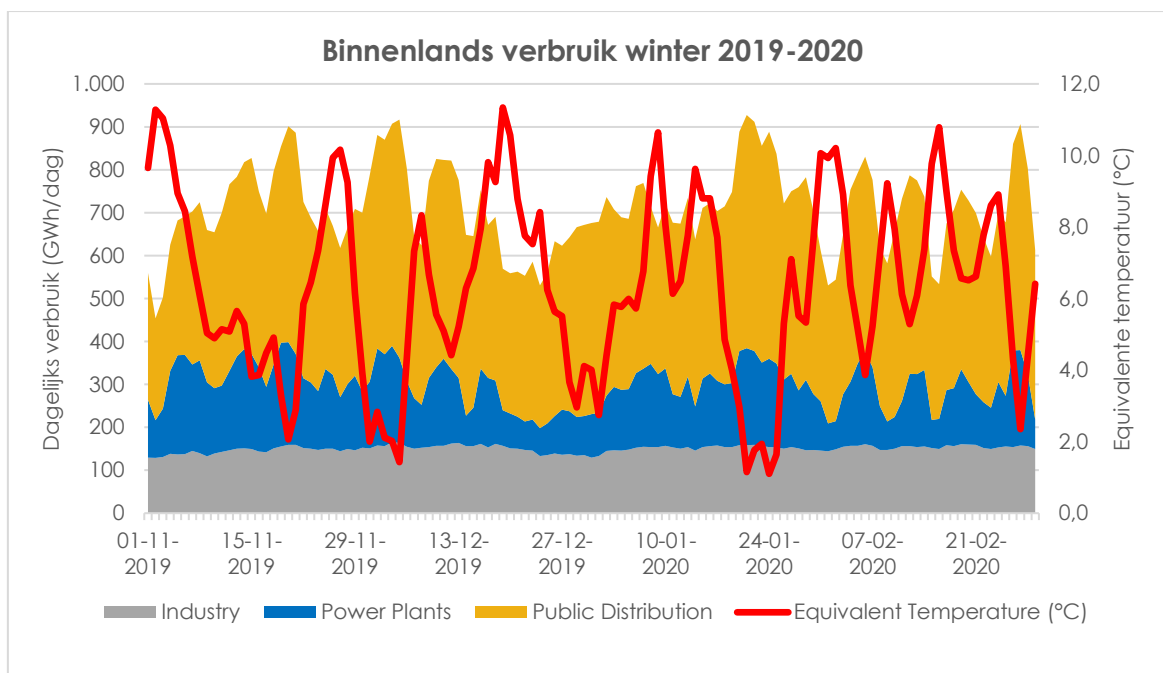


Figuur 16: Temperatuurprofiel winter 2019-2020

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 weinig afhankelijk 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.

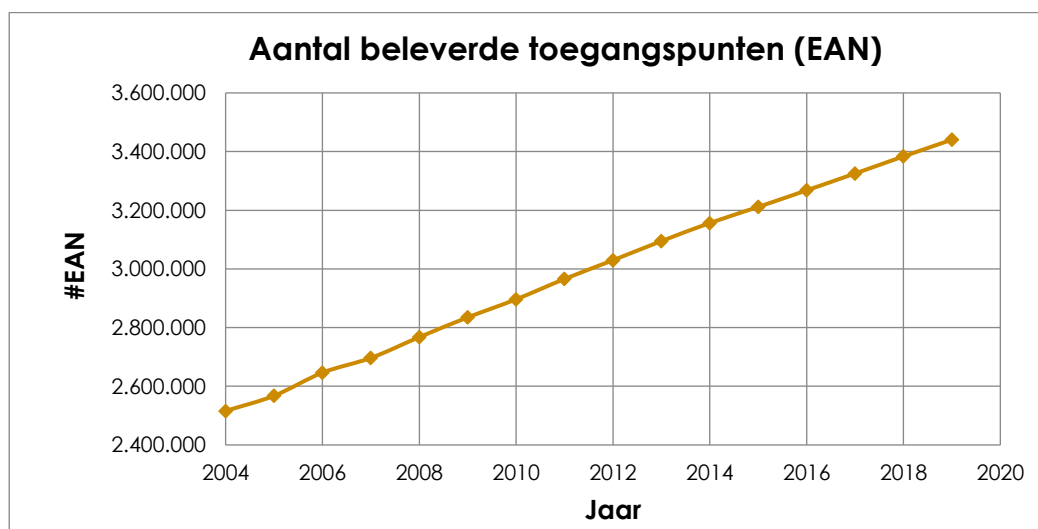


Figuur 17: Binnenlands verbruik winter 2019-2020

3.5 Investeringsbehoeften (interne markt)

3.5.1 Openbare distributie

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



Figuur 18: Groei in EAN¹² (bron: Synergrid)

¹² De EAN-code (European Article Numbering) is een unieke code voor elke gasmeter.

De combinatie van deze erosiefactoren en de evolutie van het potentiële aantal nieuwe aansluitingen op het openbare distributienet in bepaalde regio's betekent dat de groei van het piekverbruik niet homogeen verspreid is over de verschillende regio's.

Het gebruik van de beschikbare capaciteit in de netten wordt samen met de betrokken distributienetbeheerders (DNB's) voortdurend geanalyseerd 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 nieuwe eindverbruikers worden aangesloten beschikken over het algemeen over voldoende capaciteit om de nieuwkomers te bevoorraden. Nochtans kunnen grootschalige projecten, gecombineerd met de komst van nieuwe elektriciteitscentrales ook lokale investeringen vergen.

3.5.3 Elektriciteitsproductie

Zoals elders in Europa staat sinds enkele jaren ook in België de elektriciteitsproductie op basis van aardgas onder zware druk. De gasgestookte elektriciteitscentrales worden veeleer ingezet om het elektriciteitsnet in evenwicht te houden gedurende korte periodes van verhoogde vraag of wanneer de *hernieuwbare* bronnen ontoereikend zijn. Geleidelijk aan wordt de laatste jaren ten gevolge van een gunstige spark spread opnieuw een hogere een basislast verzekerd.

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 benaderen. De meest recente technologiestandaarden bieden ondertussen STEG-eenheden van 450 tot 850 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 transportnetwerk onder hoge druk.

In het bijzonder zal het door de regering aangekondigde Capacity Renumeration Mechanism (CRM) mogelijk aanleiding geven tot de bouw van een bijkomend productiepark van ongeveer 3.9 GW¹³ productievermogen om de volledige nucleaire uitstap op te vangen.

Van de oudere minder performante eenheden wordt verwacht dat zij nog een aantal jaren zullen worden ingezet als piekeenheid vooraleer te worden afgesteld. De resulterende hogere synchrone piekcapaciteitsbehoefte uit zich echter niet noodzakelijk in een aanzienlijke evolutie van de jaarvolumes.

3.5.4 Andere sectoren

3.5.4.1 De transportsector

Gecomprimeerd aardgas (CNG) en vloeibaar aardgas (LNG) zijn beiden 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*.¹⁴

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.

¹³ Elia, Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030

¹⁴ CREG 2018, "Studie met betrekking tot de rentabiliteit van aardgas gebruikt als brandstof (CNG of compressed natural gas) voor auto's"¹⁵ Bij de opmaak van de grafiek wordt voor elke dag de netto waarde van de allocaties genomen.



Figuur 19: Bestaande/geplande CNG-tankstations

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 bevoorrad 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.

4 Transit aan de Belgische grenzen

4.1 Algemene omschrijving

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

- 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 LNG-terminal in Duinkerke.

Fluxys Belgium is verbonden met de volgende gasmarkten/productiezones:

- Nederland: TTF
- Verenigd Koninkrijk: NBP
- Duitsland: NCG en Gaspool
- Frankrijk: TRF
- Noorwegen
- LNG via Zeebrugge & Duinkerke

Het LNG en het pijpleidinggas dat wordt ingevoerd in België kan via het net van Fluxys Belgium verhandeld worden op de Belgische gashandelsplaats, die onderverdeeld is in twee diensten:

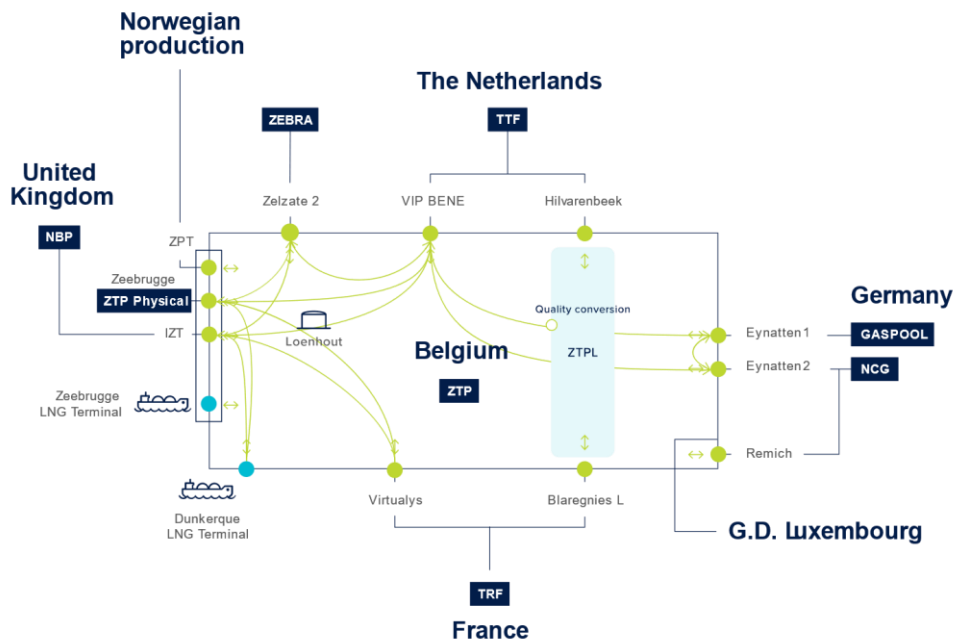
- ZTP-P (Zeebrugge Trading Point – Physical Trading Services)
- ZTP-N (Zeebrugge Trading Point – Notional Trading Services), die bestaat uit ZTP (voor het hoogcalorisch netwerk) en ZTPL (voor het laagcalorisch netwerk).

Fysisch wordt het geleverde aardgas verbruikt op de Belgische markt of getransporteerd naar de grenzen voor verhandeling op andere gashandelsplaatsen of verbruik op eindverbruikersmarkten in Europa.

Fysisch wordt het geleverde aardgas verbruikt op de Belgische markt of getransporteerd naar de grenzen voor verhandeling op andere gashandelsplaatsen of verbruik op eindverbruikersmarkten in Europa. Hierbij worden verschillende capaciteitsproducten verhandeld:

- **Entry/Exit:** capaciteitsproduct voor toegang naar de Belgische marktzone, handel op ZTP, bevoorrading van de binnenlandse markt of vervoer van gas naar de aangrenzende markten.
- **Shorthaul:** een Operational Capacity Usage Commitment (OCUC) is een shorthaul die het gebruik van ingangs- en uitgangsdiensten combineert op voorafbepaalde interconnectiepunten. Een Wheeling is een specifieke OCUC waarbij de in- en uitgang zich op dezelfde locatie bevindt. Zee Platform tenslotte is een shorthaul service voor vervoer van onbeperkte hoeveelheden aardgas tussen 2 of meer interconnectiepunten in de zone Zeebrugge.

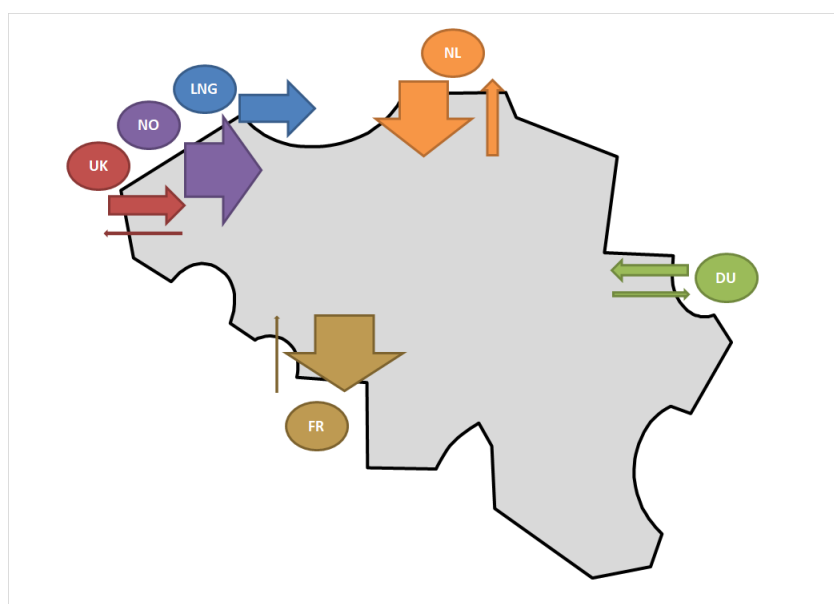
Onderstaand schema geeft een globaal overzicht van de interconnectiepunten, de capaciteitsproducten (Entry/Exit, OCUC, Wheeling en Zee Platform) en de relatie tot de naburige markten.



Figuur 20: Interconnectiepunten van Fluxys Belgium

4.2 Overzicht van de jaarlijkse allocaties op de grenspunten

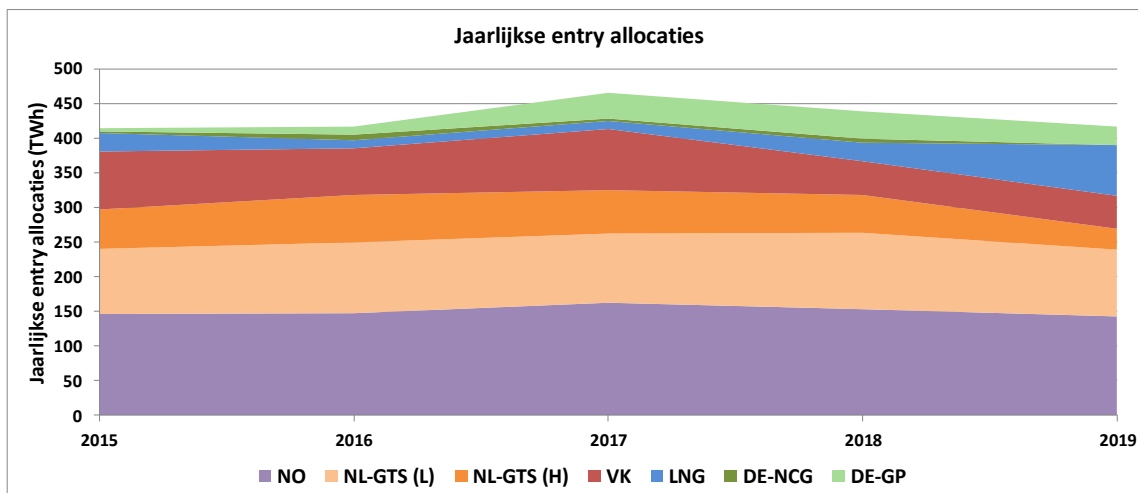
De figuur hieronder toont een overzicht van de volumes (allocaties) die in- en uitgevoerd werden in 2019 op de grenspunten.



Figuur 21: Allocaties op de grenspunten in 2019

4.2.1 Invoer van aardgas

Het totaal van de gasstromen die jaarlijks het net van Fluxys Belgium binnenkomen, ligt gemiddeld op 430 TWh per jaar (periode 2015-2019) met een piek tot meer dan 460 TWh in 2017.



Figuur 22: Jaarlijkse entry allocaties

Ongeveer 60% van die ingevoerde volumes worden aangeleverd via twee toegangswegen: de Zeepipe-leiding vanuit Noorwegen (ca. 150 TWh) en het ingangspunt Hilvarenbeek voor L-gas vanuit Nederland (ca. 100 TWh). De levering van H-gas vanuit Nederland kent sinds 2017 een dalend verloop, met vooral in 2019 uitgesproken lagere hoeveelheden.

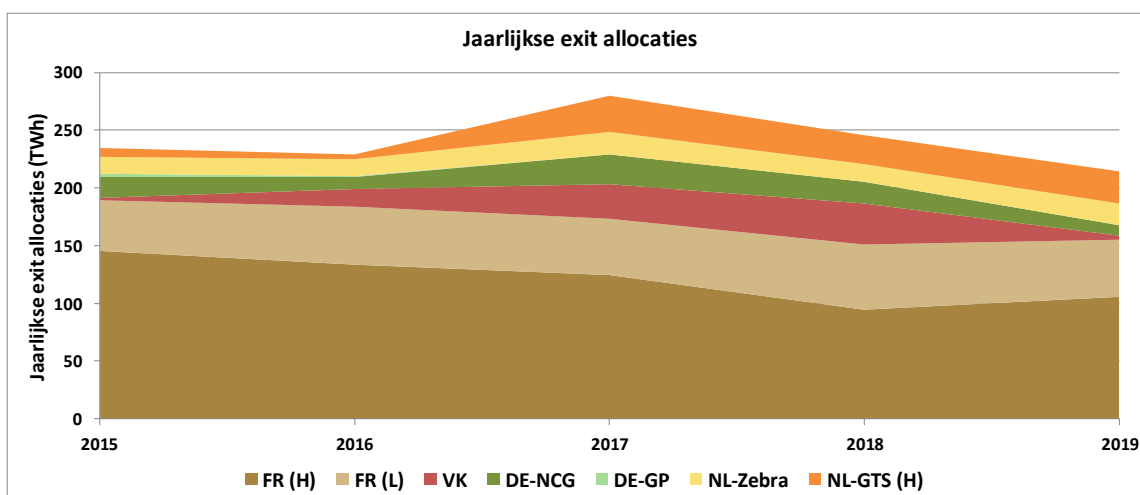
De volumes afkomstig van het Verenigd Koninkrijk kennen een gevarieerd verloop, met een jaarlijkse hoeveelheid tussen 50 en 90 TWh.

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 en – vooral – 2019 was er opnieuw een opleving van de LNG volumes.

De volumes die worden ingevoerd vanuit Duitsland blijven relatief beperkt. In 2017 en 2018 zien we een toename, wellicht door de grotere hoeveelheden getransporteerd naar het VK. Merk op dat de invoer bijna volledig uit het Gaspool marktgebied afkomstig is.

4.2.2 Uitvoer van aardgas

Het totale gasvolume (L- en H-gas) dat wordt vervoerd naar de grenspunten met de aangrenzende markten bedraagt gemiddeld 240 TWh per jaar (periode 2015-2019) met een opmerkelijke piek tot meer dan 275 TWh in 2017.



Figuur 23: Jaarlijkse exit allocaties

Van dat volume is 65% tot 85% (tussen 150 à 200 TWh waarvan ongeveer 50 TWh L-gas) bestemd voor de Franse markt.

De volumes die naar het Verenigd Koninkrijk (via IZT) worden vervoerd, kennen een grote jaarlijkse variatie. De uitgevoerde volumes tonen in de periode 2016-2018 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. De vrij hoge exit in 2018 is volledig opgenomen tijdens het eerste kwartaal. De invloed van het aflopen van de lange termijn contracten is duidelijk zichtbaar in de lage volumes voor 2019.

Naar Duitsland bedragen de volumes tussen 10 en 30 TWh per jaar. Het valt hierbij op dat de export zo goed als volledig naar het NCG markgebied getransporteerd wordt.

Naar Nederland worden vooral aardgasvolumes naar het Zebra-netwerk vervoerd met een vrij constante jaarlijkse levering van 15 TWh. Vanaf 2017 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.

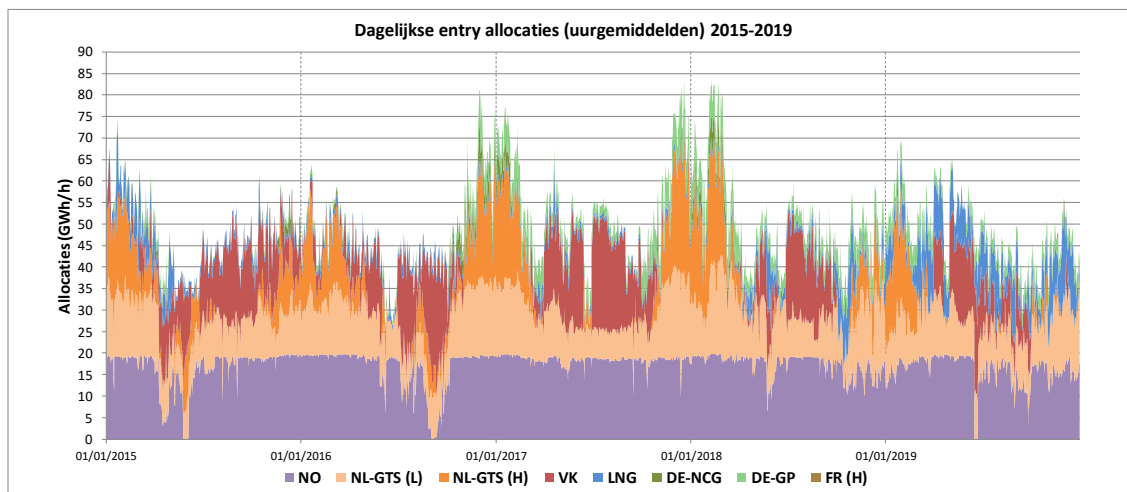
De vervoerde volumes naar Luxemburg worden niet vermeld in bovenstaande grafiek, vermits België en Luxemburg één markt vormen.

4.3 Verloop van de dagallocaties op de grenspunten

Fluxys Belgium doet de analyse van de netwerkbelasting en het capaciteitsgebruik naar de aangrenzende netten op basis van de simultane dag- en uurstromen.

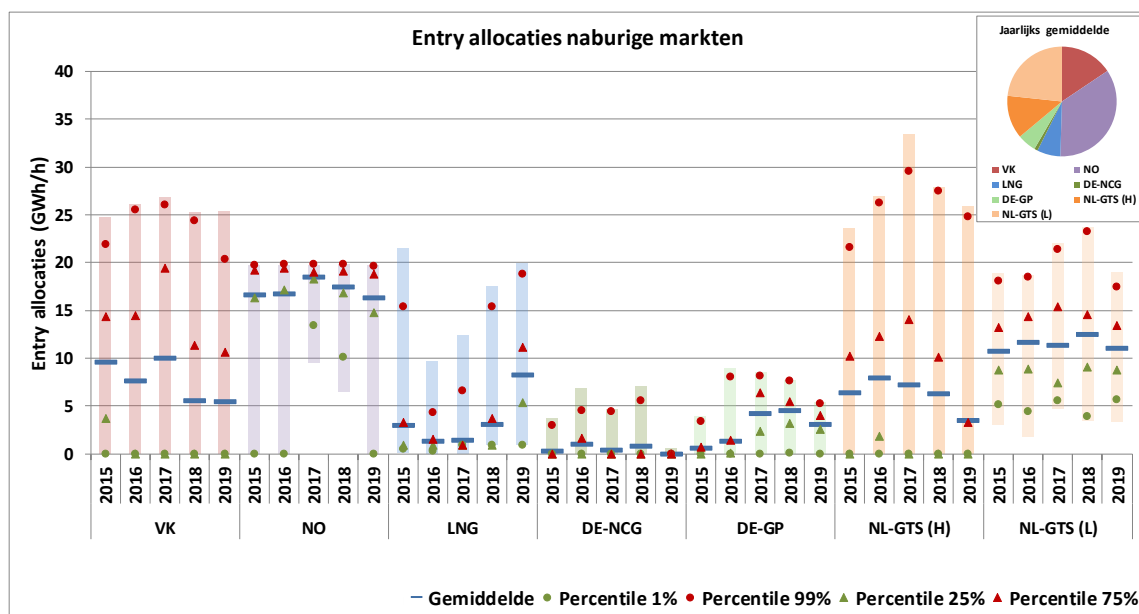
4.3.1 Invoer van aardgas

De grafiek hieronder illustreert de evolutie van de dagstromen die simultaan binnenkomen op de verschillende grenspunten van het netwerk van Fluxys Belgium (periode 2015-2019). Gemiddeld komt er ongeveer 50 GW gas binnen op het netwerk van Fluxys Belgium, met pieken van 70 tot meer dan 80 GW.



Figuur 24: Dagelijkse entry allocaties 2015-2019

De onderstaande grafiek¹⁵ toont het geïnjecteerde capaciteitsgebruik (periode 2017-2019).



Figuur 25: Entry allocaties naburige markten

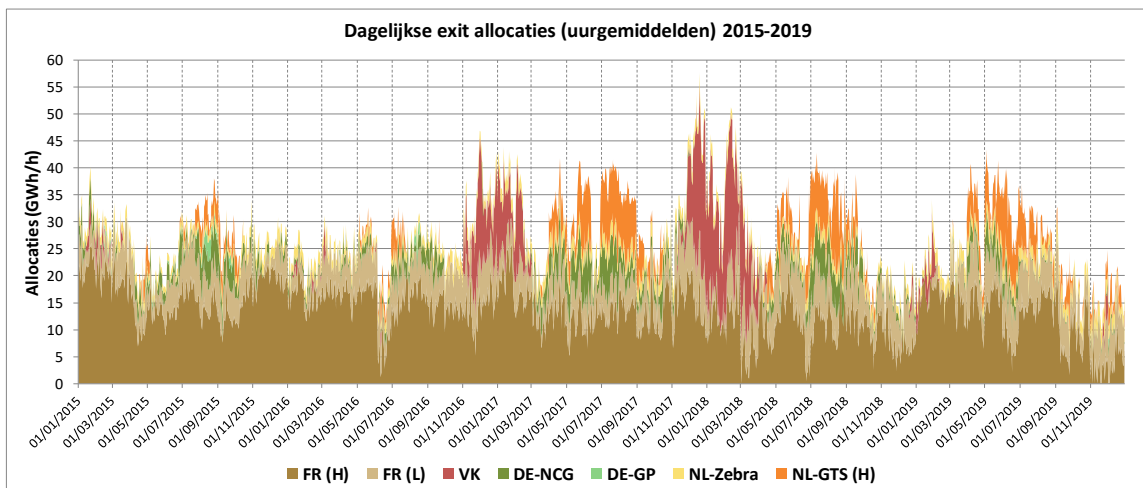
De stromen, binnenkomend op het netwerk van Fluxys Belgium vanaf de ingangspunten die rechtstreeks verbonden zijn met productiezones (Noorwegen, Nederland L), vertonen de hoogste gemiddelden. De ingangspunten die verbonden zijn met de vervoersnetten van een aangrenzende vervoersnetbeheerder (Nederland H, Verenigd Koninkrijk,

¹⁵ Bij de opmaak van de grafiek wordt voor elke dag de netto waarde van de allocaties genomen.

Duitsland) vertonen lagere en/of gevarieerder gemiddelden. De totale invoercapaciteit van het H-gas netwerk is voldoende om een verhoging van de binnenlandse markt (bijvoorbeeld ten gevolge van de conversie van laag- naar hoogcalorisch gas) op te vangen. Aan de hand van de marktsignalen zal geleidelijk duidelijk worden welke bronnen effectief zullen worden gebruikt.

4.3.2 Uitvoer van aardgas

De grafiek hieronder toont de evolutie van de dagstromen die simultaan de verschillende grenspunten van het netwerk van Fluxys Belgium verlaten (periode 2015-2019).

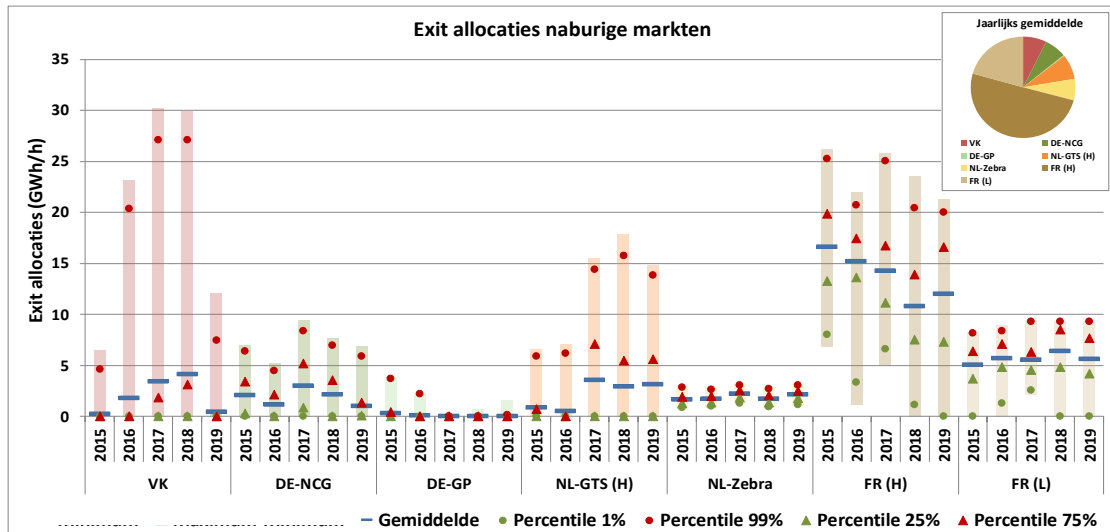


Figuur 26: Dagelijkse exit allocaties

Het gemiddelde van de simultane dagstromen die het netwerk van Fluxys Belgium verlaten bedraagt 27 GW. Opvallend zijn de grote transitstromen richting Verenigd Koninkrijk tijdens de winter van 2016-2017 en 2017-2018 en de toename richting Nederland tijdens de zomermaanden. De maximale transit tijdens de winter 2017-2018 heeft in de maand december plaatsgevonden, met een grote doorvoer richting het VK 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 2017-2019).

¹⁶ Bij de opmaak van de grafiek wordt voor elke dag de netto waarde van de allocaties genomen.



Figuur 27: Exit allocaties naburige markten

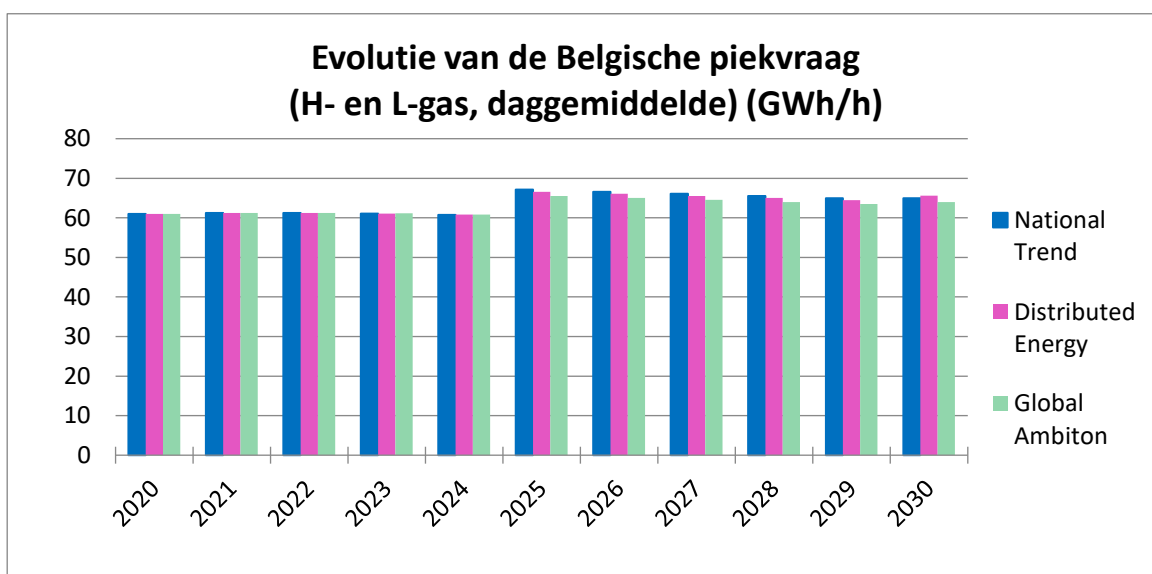
Uit de grafiek blijkt dat het gemiddelde van de dagelijkse gastromen naar de Franse markt het hoogst is (H- en L-gas). Het is eveneens in de richting van de Franse markt dat het gemiddelde het dichtst bij het piekverbruik aansluit (hogere gebruiksfactor). Het gemiddelde van de dagstromen naar het Verenigd Koninkrijk, Duitsland en Nederland ligt lager.

5 Evolutie van de binnenlandse vraag en transit

5.1 Binnenlandse vraag

Fluxys Belgium actualiseert prognoses van het aardgasverbruik in de toekomst in jaarvolume en piekverbruik, zowel voor de openbare distributie als de industriële klanten en elektriciteitscentrales. Die prognoses zijn gebaseerd op de laatste studies van de gassector (gecoördineerd door Gas.be), de prognoses van het Planbureau en de laatste adequacy-studies van Elia voor de elektriciteitscentrales. Ze worden meer bepaald gevraagd door de Europese vereniging van vervoersnetbeheerders, ENTSOG, in het kader van het tienjarig netontwikkelingsplan dat om de twee jaar wordt opgesteld op Europees niveau (Ten-Year Network Development Plan – TYNDP).

Gelet op de besluiten van de studie “Adequacy and flexibility study for Belgium 2020 – 2030” van Elia (gepubliceerd in juni 2019), waaruit een behoefte van 3,9 GWe aan bijkomende elektriciteitscentrales blijkt in 2025 bij een kernuitstap, wijzen de prognoses van Fluxys Belgium op een stijging van de behoefte op de piekdag van 61 GW in 2020 en 65 tot 67 GW in 2025 (H- en L-gas, daggemiddelde), naargelang van het gekozen scenario¹⁷.



Figuur 28: Prognose van de (dagelijkse) piekvraag van de Belgische gasmarkt (H en L gas)

¹⁷ De vraagscenario's van Fluxys Belgium stemmen overeen met die van ENTSOG (cf. sectie 2.1). Het scenario “National trends” is verenigbaar met het Nationaal Energie- en Klimaatplan (NEKP). Het scenario “Global Ambition” is een scenario tot 2050, verenigbaar met de doelstelling van een opwarming van 1,5°C uit het Akkoord van Parijs van 2015 en gebaseerd op een gecentraliseerde ontwikkeling van de productiemiddelen van hernieuwbare energie. Het scenario “Distributed Energy” ligt ook in de lijn van de doelstelling van 1,5°C, maar gaat uit van een gedecentraliseerde aanpak van de energietransitie tegen 2050.

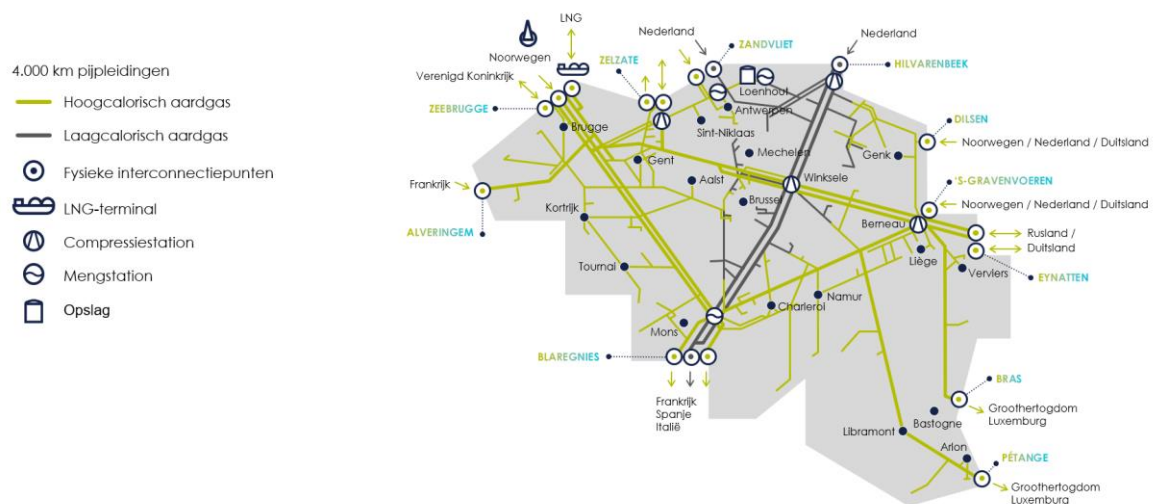
De afstemming van het net van Fluxys Belgium op de gasvraag wordt op algemeen en op lokaal niveau geëvalueerd.

Op algemeen niveau bepaalt Fluxys Belgium de ingangs- en uitgangscapaciteiten van zijn net, rekening houdend met de uurpiekvraag van de openbare distributie, industriële klanten en elektriciteitscentrales, onderverdeeld in verbruikscusters. Die berekening is gebaseerd op hydraulische simulaties voor de verschillende mogelijke stroomscenario's.

Uit de berekeningen van de capaciteit op algemeen niveau (ingang en uitgang van het net) blijkt dat bij de bouw van nieuwe elektriciteitscentrales tegen 2025 (opgenomen in de scenario's van de piekgasvraag) de totaleingangscapaciteit van het H-net veel groter blijft dan de piekbehoefte, zelfs na de volledige integratie van het huidige L-net in het H-net. Volgens dat scenario zou de totale piekvraag iets minder zijn dan 6 miljoen m³/u (daggemiddelde), terwijl deingangscapaciteit van het H-net 10 miljoen m³/u bedraagt, zonder rekening te houden met de injectiecapaciteit op het net vanuit de ondergrondse opslag van Loenhout.

5.2 Invoervooruitzichten

De fysiekeingangscapaciteit op het net van Fluxys Belgium bevindt zich voornamelijk in Zeebrugge (invoer via leidingen uit Noorwegen en het Verenigd Koninkrijk, evenals LNG) en Alveringem (invoer uit Frankrijk) in het Westen, Zelzate, Zandvliet en Hilvarenbeek in het Noorden (invoer uit Nederland) en 's-Gravenvoeren (invoer uit Nederland) en Eynatten (invoer uit Duitsland) in het Oosten.



Figuur 29: Net van Fluxys Belgium en interconnecties

5.2.1 Invoer vanuit Noorwegen

Het Ten-Year Network Development Plan (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.

5.2.2 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 (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.

5.2.3 Invoer vanuit Frankrijk

Sinds eind 2015 is 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.

5.2.4 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, aangezien de lange-termijn contracten afgelopen zijn sinds oktober 2018, maar er wordt verwacht dat de balanceringsfunctie tussen de markten belangrijk blijft met een behoud van het piekgebruik.

5.2.5 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 Verenigd Koninkrijk en is eveneens sterk onderhevig aan de vraag en aanbod balans in het Verenigd Koninkrijk en aan de marktwerking.

5.2.6 Invoer vanuit Nederland

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

5.3 Uitvoervooruitzichten

5.3.1 Vervoer naar Frankrijk

GRTgaz ontwikkelt in zijn tienjarig ontwikkelingsplan 2018-2027¹⁸ vier scenario's, met een verschillende vraag naar aardgas. Drie van de vier scenario's tonen een daling van het jaarlijks verbruik. De nodige capaciteit (piekverbruik) zou voor elk scenario in dalende lijn zijn. Vanwege de onzekerheidsgraad van de verbruiksscenario's en de evolutie van de contracten en nominaties op de grenspunten, zal Fluxys de gebruiksgraad van de capaciteit richting Frankrijk voor de komende jaren voorlopig niet wijzigen. 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.

5.3.2 Vervoer naar het Verenigd Koninkrijk

Het 'Gas Ten-Year Statement 2019'¹⁹ van National Grid beschrijft in vier mogelijke scenario's een lichte reductie tot een meer uitgesproken daling van de gasbehoefte in het Verenigd Koninkrijk. De piekvraag vertoont een kleinere daling of zelfs, in twee scenario's, een status quo. Tegelijkertijd is er een verdere daling van de nationale productie. Eventuele extra invoer zal voornamelijk afkomstig zijn van LNG, het continent (via de Interconnector - of BBL-leidingen) of de ontwikkeling van de schaliegasproductie (naargelang van het scenario) en/of groen gas.

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

5.3.3 Vervoer naar Duitsland

Ook in Duitsland moet L-gas worden vervangen door H-gas (ongeveer 30 mld. m³/jaar). Het Duitse ontwikkelingsplan 2020 (draft versie)²⁰ voorziet een nieuwe leiding vanuit het grenspunt Eynatten naar de te converteren zones in Duitsland (indienststelling: 2021). Deze leiding, Zeelink genaamd, versterkt de link met de regio Zeebrugge, die ook rechtstreeks verbonden is 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.

¹⁸ http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/2019/Plan_decennal_2018-2027.pdf

¹⁹ <https://www.nationalgrid.com/uk/gas-transmission/document/128886/download>

²⁰ <https://www.fnb-gas.de/netzentwicklungsplan/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2020/>

5.3.4 Vervoer naar Nederland

GTS voorziet in het laatste Investeringsplan (2020)²¹ drie scenario's. De capaciteit van Groningen en de kleine productievelden zal de komende jaren sterk afnemen. Dit zal deels gecompenseerd worden door hogere transitstromen op het H-gas netwerk. Tevens is er additionele import nodig om de, weliswaar teruglopende binnenlandse gasvraag, op te vangen. De evolutie naar toenemende volumes vanuit België naar Nederland zou zich dus de komende jaren kunnen doorzetten.

²¹ <https://www.gasunie.nl/transportdiensten/gasmarkt/investeringsplan/investeringsplan-2020>

6 L- naar H-gasconversie

6.1 Inleiding

De uitvoer van L-gas naar België, Frankrijk en Duitsland zal in 2030 worden stopgezet. 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 vervoersnetten voor L-gas kunnen worden hergebruikt, wat een economisch voordeel is voor alle gebruikers.

Er wordt opgemerkt dat de Nederlandse regering heeft beslist de productie van het Groningenveld zo snel mogelijk te stoppen om het hoofd te bieden aan de aardbevingen in de regio. Aldus werd een productieplafond van 8,1 mld. m³ vastgelegd voor het gasjaar 2020-2021 (tegenover 10,7 mld. m³ voor 2019-2020²² en 19,4 mld. m³ voor 2018-2019). De overheid heeft ook haar voornemen bekendgemaakt om de productie van Groningen midden 2022 stop te zetten op grond van de prognose van de behoeften voor binnenlands verbruik en uitvoer, evenals de productiecapaciteit van pseudo-L-gas en de opslagcapaciteit vastgelegd door Gasunie Transport Services (GTS)²³.

Op verzoek van de Belgische overheid werd een indicatieve conversieplanning uitgewerkt door Synergrid²⁴. 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 overgangsperiode. 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.

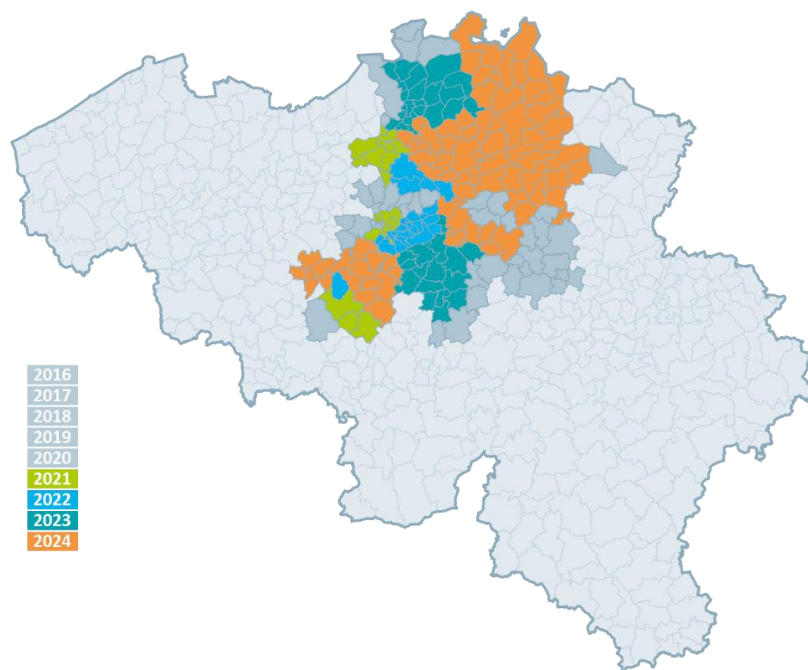
6.2 Optimalisatie van het conversieprogramma

In 2020 hebben de vervoers- en distributienetbeheerders opportuniteiten gevonden om de L/H-conversie te optimaliseren. Volgens het nieuwe indicatieve programma van Synergrid zou aldus de volledige Belgische aardgasmarkt tegen eind 2024 naar H-gas zijn geconverteerd. De transit van L-gas van Nederland naar Frankrijk zal evenwel nog enkele jaren blijven behouden. De indicatieve conversieplanning is opgenomen in figuur 30.

²² Het toegelaten productieniveau van Groningen voor het gasjaar 2019-2020 bedroeg 11,8 mld. m³ in september 2019, maar werd verlaagd na de winter gelet op het lage aantal graaddagen dat jaar.

²³ Vanaf midden 2022 is het Groningen veld nog nodig in uitzonderlijke situaties, zoals bij verstoringen in het gassysteem in combinatie met een lage temperatuur.

²⁴ Federatie van de netbeheerders elektriciteit en aardgas in België (<http://www.synergrid.be/>)



Figuur 30: Indicatieve conversieplanning van de L-gasmarkt naar H-gas, per gemeente
(Bron: Synergrid)

De volgende hoofdstukken beschrijven de grote principes van de conversie op het vlak van infrastructuur en vervoerscapaciteit.

6.3 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-gasnetwerk in het H-gasnetwerk. 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 VTN²⁵ en Dorsales²⁶).

Het behoud van de vervoerscapaciteit naar de Franse L-gasmarkt vormt een aanzienlijke beperking.. Omdat de Dorsales de verbinding vormen tussen het enige uitgangspunt in Blaregnies voor L-gas naar Frankrijk en het enige ingangspunt in Hilvarenbeek/Poppel, zal

²⁵ Grote vervoersas van H-gas tussen Zeebrugge en de Duitse grens.

²⁶ De leidingen die L-gas vervoeren van Hilvarenbeek naar het zuiden worden "dorsales" genoemd.

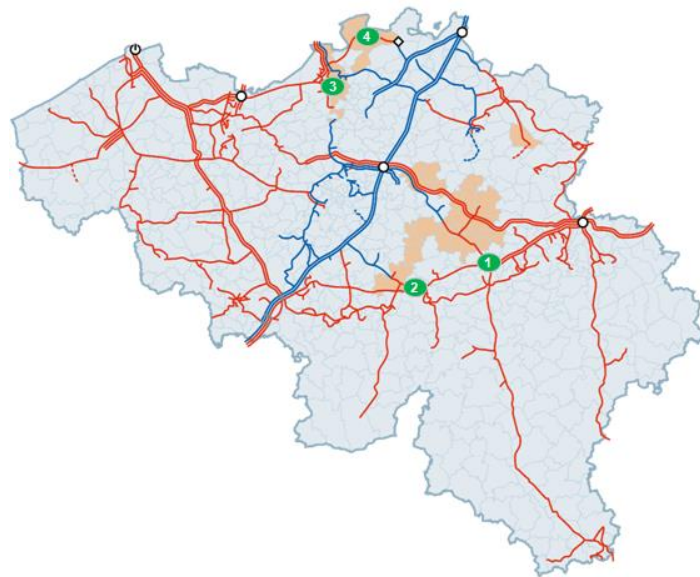
één van beide dorsales op L-gas moeten worden behouden tot het einde van de conversie van de Franse markt.

Het conversieproces van de Belgische markt kan zich dus enkel voltrekken door progressief H-gas in te voeren via de tweede dorsale. Daarvoor zal een nieuwe verbinding moeten worden gebouwd in Winksele, op het kruispunt tussen de grote as Zeebrugge – Eynatten en de dorsales, in het midden van de te converteren L-markt. Vandaaruit zal het H-gas geleidelijk L-gas terugdringen tot aan het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel.

6.4 Aanpassingen aan het netwerk van Fluxys Belgium

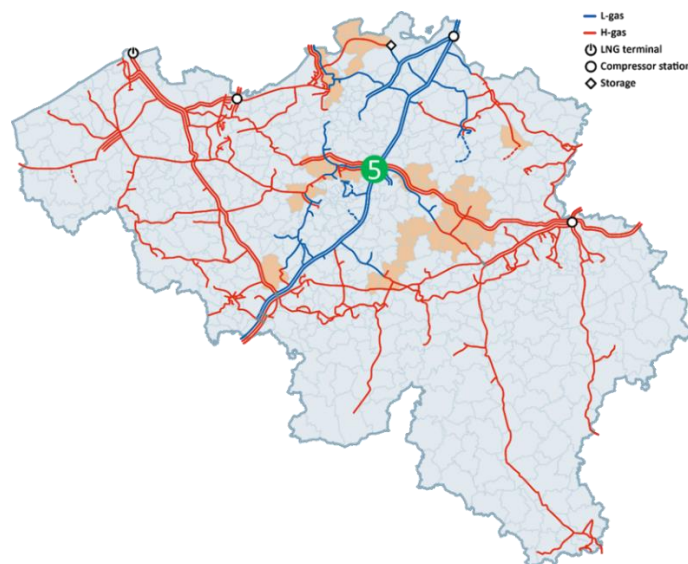
6.4.1 Conversies uitgevoerd sinds 2016

Tussen 2016 en 2019 werden de conversies van L naar H uitgevoerd vanaf bestaande interconnecties, waarbij slechts kleine aanpassingen aan het net nodig waren. Het gaat om de interconnectieknooppunten in Warnant-Dreye (1), Beuzet (2) en Antwerpen GCA (3). Alleen voor de conversie van de regio Brasschaat-Wuustwezel was een nieuw drukreducerstation in Kalmthout (4) nodig.



Figuur 31: Aanpassing van het net van Fluxys Belgium voltooid in 2016-2019 (Bron: Synergrid & Fluxys Belgium)

De conversiefase 2020 werd uitgevoerd begin september 2020 met de injectie van H-gas vanaf de VTN naar Ring 1 vanuit het station van Winksele (5). Er waren grote aanpassingen aan het station nodig om die injectie mogelijk te maken.

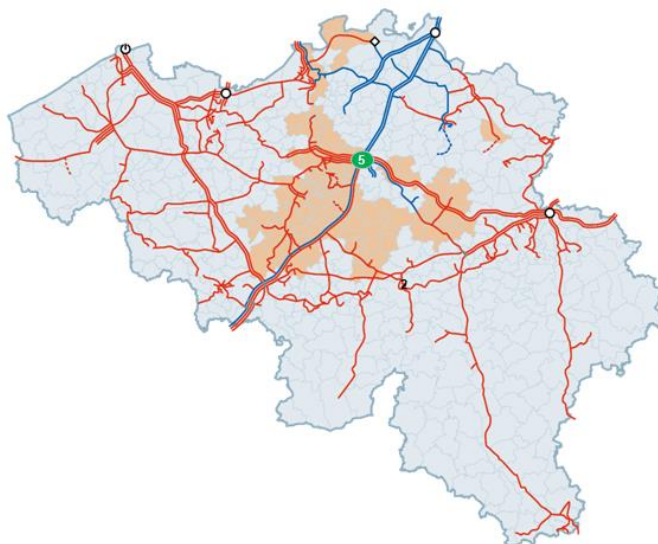


Figuur 32: Aanpassing van het net van Fluxys Belgium voltooid in 2020 (Bron: Synergrid & Fluxys Belgium)

6.4.2 Volgende stappen

6.4.2.1 Ten zuiden van de as Zeebrugge-Eynatten

Er zijn bijkomende aanpassingen aan het station van Winksele (5) nodig om de VTN aan te sluiten op de vervoersnetten die de regio Brussel en de dorsales bevoorraden. De conversie van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest zal aldus in 2021 worden voortgezet en in 2022 worden voltooid. De andere regio's ten zuiden van de as Zeebrugge-Eynatten die door de dorsales worden bevoorrad, zullen tegen 2024 worden geconverteerd.

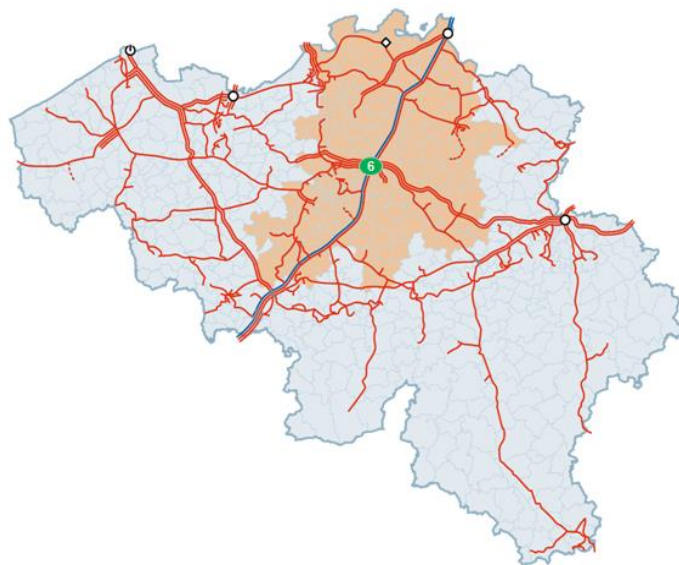


Figuur 33: Aanpassingen aan het net van Fluxys Belgium ten zuiden van de as Zeebrugge-Eynatten (Bron: Synergrid & Fluxys Belgium)

6.4.2.2 Ten noorden van de as Zeebrugge-Eynatten

De vervoers- en distributienetbeheerders hebben middelen gevonden om het conversieprogramma te optimaliseren zodat ze de Belgische markt ten noorden van de as Zeebrugge-Eynatten, tot het ingangspunt van L-gas van Hilvarenbeek, tegen eind 2024 kunnen converteren.

De regio Antwerpen en de Kempen worden aldus respectievelijk in 2023 en 2024 vanuit Winksele (6) progressief omgeschakeld naar H-gas via één van beide dorsales (noordelijk deel).



Figuur 34: Volledige aanpassing van het net van Fluxys Belgium (Bron: Synergrid & Fluxys Belgium)

6.5 Ingangscapaciteit voor de nieuwe H-markt

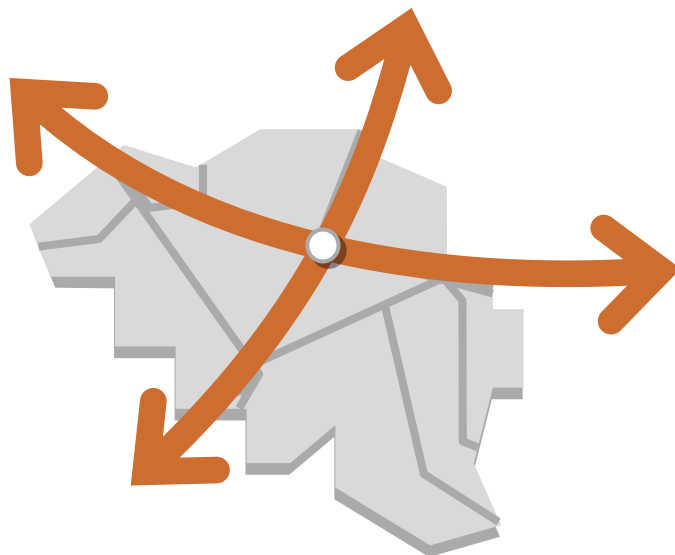
6.5.1 Conversieperiode

De betrokken L-gasklanten moeten bij elke stap van de conversie met H-gas worden bevoorraad. Aangezien het ingangspunt Hilvarenbeek/Poppel momenteel uitsluitend in L-gas voorziet, moeten de gasvervoerders/-leveranciers van die nieuwe H-gasklanten overingangscapaciteit 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 deingangscapaciteit voor H-gas volstaat om de capaciteitsbehoeften van de 'nieuwe Belgische binnenlandse markt' voor H-gas op te vangen. Dit indicatieve investeringsplan bevat dus geen nieuwe investeringen die deingangscapaciteit 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 of Nederland.

6.5.2 Periode na de conversie

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.



Figuur 35: Mogelijke bijdrage van het net van Fluxys Belgium voor H-gas in Europa (Bron: Fluxys Belgium)

6.5.3 Vereiste investeringen in het kader van de L/H-conversie

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 met verschillende druk tijdens of na de conversie.

Dit indicatieve investeringsplan omvat niet de inspectie van de gastoestellen bij de industriële klanten of de huishoudens noch de aanpassingen van de infrastructuur van de distributienetbeheerders.

7 LNG-ontwikkelingen

Door de marktinteresse in LNG-bevoorrading in Zeebrugge overweegt Fluxys LNG zijn hervergassingscapaciteit op de terminal te verhogen.

In juli en augustus 2020 heeft Fluxys LNG een niet-bindende marktbevraging georganiseerd voor een verhoging van stand-alone-uitzendcapaciteit vanaf 2024. De geplande aanvullende capaciteit bedroeg 8,2 GWh/u vanaf 2024 en 10,2 GWh/u vanaf 2026. De resultaten van de niet-bindende marktbevraging bevestigen een sterke marktvraag naar aanvullende uitzendcapaciteit in Zeebrugge.

De bindende marktbevraging van november 2020 was ook een succes. Fluxys LNG zet nu verdere stappen in het regulatoire goedkeuringsproces met het oog op een definitieve investeringsbeslissing.

De noodzakelijke investeringen in de hervergassingscapaciteit van de LNG-terminal zijn opgenomen in het indicatief investeringsplan.



Figuur 36: LNG-terminal van Zeebrugge

8 Biomethaanontwikkelingen

8.1 Biomethaan vandaag

Biogas wordt geproduceerd uit organische materie en is CO₂-neutraal. Vandaag zijn bijna 200 biogasproductie-eenheden actief in België. Het geproduceerde biogas wordt voornamelijk gebruikt voor plaatselijke warmte- of elektriciteitsproductie. Het kan ook worden gezuiverd en getransformeerd in biomethaan dat in het distributie- of vervoersnet voor aardgas kan worden geïnjecteerd.

Biomethaan heeft een potentieel om aanzienlijk bij te dragen tot de energie- en klimaatdoelstellingen van België, waardoor het aandeel van hernieuwbare energie in de Belgische energiemix beïnvloed kan worden, evenals de verlaging van de uitstoot van broeikasgassen.

Een studie van Valbiom heeft aangetoond dat een realistisch productiepotentieel tegen 2030 15,6 TWh bedraagt²⁷. Dat stemt overeen met ongeveer 8% van de hoeveelheid aardgas verbruikt in België in 2019.



Figuur 37: Productie van biomethaan

²⁷ "Welke plaats voor injecteerbaar biomethaan in België?", studie uitgevoerd door vzw Valbiom op vraag van Gas.be:

<https://www.gas.be/sites/default/files/pdf/laybrochPotentieelBiomethaneNLv5BAT.pdf>

8.2 Injectie van biomethaan in het aardgasnet

De bestaande aardgasvervoersnetten zijn een belangrijk middel om dit “koolstofarme” gas (biomethaan of gas uit hernieuwbare elektriciteit) te benutten, waardoor de maatschappij hieruit milieuvoordelen kan halen: landbouwsector, burgers, ondernemingen en overheidsinstanties.

De eenheden die biogas omzetten in biomethaan, injecteren nu hun productie in het net van de openbare distributie. Eind 2018 werd het eerste biomethaaninjectiepunt op het Belgische distributienet ingehuldigd. In 2020 werd een tweede injectiepunt op het distributienet in gebruik genomen met een mogelijkheid tot injectie in het net van Fluxys Belgium gedurende de zomer.

In de komende jaren worden er naar verwachting nieuwe biomethaaninjectie-installaties gebouwd op het distributienet, maar eveneens met rechtstreekse injectie in het vervoersnet van Fluxys.

9 Samenvatting

De ontwikkelingen vastgesteld op de Belgische gasmarkt en op de aangrenzende markten vereisen aanpassingen van het aardgasvervoersnet. Dat geldt meer bepaald voor de volgende evoluties:

- **conversie van het L-gasnet naar H-gas**, om de Belgische aardgasmarkt onafhankelijk te maken van de bevoorrading van L-gas vanaf de winter van 2024/2025;
- **mogelijke bouw van verschillende nieuwe elektriciteitscentrales op gas** in het kader van de voor 2025 geplande kernuitstap in België;
- **verhoging van de LNG-hervergassingscapaciteit** op de terminal van Zeebrugge; en
- **aansluiting van biomethaanproductie-eenheden** rechtstreeks op het net van Fluxys Belgium.

Bovendien moet Fluxys Belgium zijn net aanpassen aan de vraag van de openbare distributie (die jaarlijks 55 tot 60.000 nieuwe klanten heeft) en van nieuwe industriële klanten. Daarnaast is Fluxys verantwoordelijk om het net in goede staat te houden en veilig te exploiteren.

Op algemeen niveau blijkt uit de berekeningen van de capaciteit dat bij de bouw van nieuwe elektriciteitscentrales tegen 2025 (opgenomen in de scenario's van de piekgasvraag) de totale ingangscapaciteit van het H-net groter blijft dan de piekbehoeften, zelfs na de volledige integratie van het huidige L-net in het H-net. Volgens dat scenario zou de totale piekvraag iets minder zijn dan 6 miljoen m³/u in 2025 (daggemiddelde), terwijl de ingangscapaciteit van het H-net 10 miljoen m³/u bedraagt, zonder rekening te houden met de injectiecapaciteit op het net vanuit de ondergrondse opslag van Loenhout.

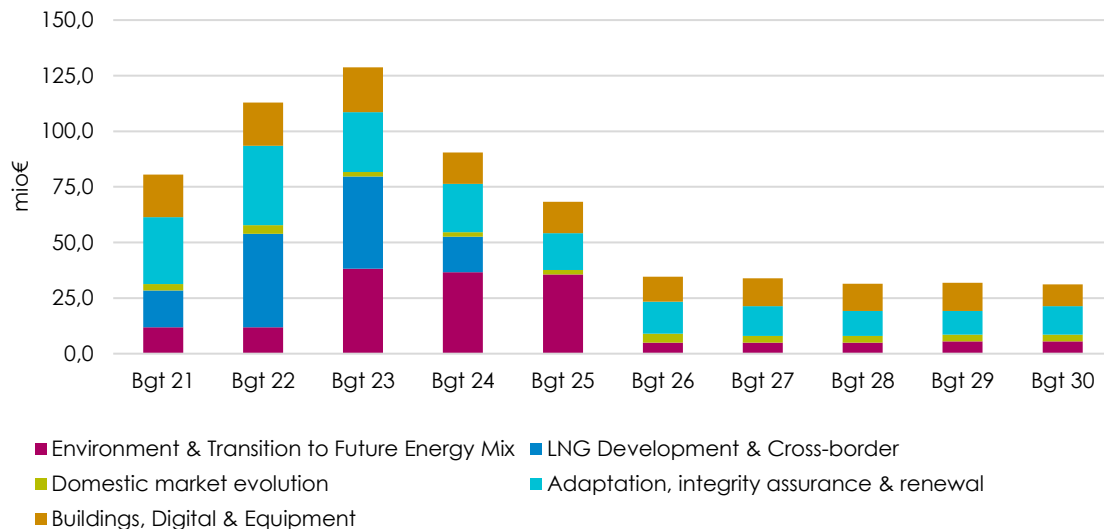
Op lokaal niveau heeft Fluxys Belgium verschillende configuraties geanalyseerd voor de spreiding van die centrales op zijn net. Die analyse heeft een mogelijke behoefte aan lokale versterking op twee plaatsen van het net aan het licht gebracht:

- Zone Antwerpen: een verdubbeling van een bestaande leiding tussen de posten van Zelzate en Kallo zou nodig kunnen zijn, afhankelijk van de evolutie van de vraag naar gasbevoorrading van de industrie in de Antwerpse haven.
- Zone Limburg: een versterking van het net door de koppeling van het lokale net in Diest met de transversale west/oost-as VTN/RTR²⁸ zou nodig kunnen zijn naargelang van het aantal en de plaats van de eventuele elektriciteitscentrales in de regio.

²⁸ "Versterking Transport-/Transitnet" of "Renforcement Réseau de Transport/Transit"

10 Indicatieve investeringen tegen 2030

De geplande investeringen door Fluxys Belgium en Fluxys LNG tijdens de periode 2021-2030 bedragen **644 miljoen euro**²⁹.



De vijf domeinen waarin zal worden geïnvesteerd, zijn de volgende:

- **Environment & Transition to Future Energy Mix:** € 160 miljoen
- aanpassingen aan het net voor het behoud van de integriteit en **vernieuwingen:** € 194 miljoen;
- aanpassingen aan het net in functie van de evolutie van de behoeften van de **eindverbruikers:** € 29 miljoen;
- **LNG-initiatieven en grensoverschrijdende projecten:** € 116 miljoen;
- **andere** investeringen [gebouwen, ICT, enz.]: € 145 miljoen.

10.1 Milieu & overgang naar een toekomstige energiemix

Vooropgesteld bedrag: € 160 miljoen

Deze categorie van investeringen omvat alle voorziene projecten om de milieu-impact van de activiteiten van Fluxys Belgium en Fluxys LNG (met name de koolstof-voetafdruk) te verlagen de noodzakelijke ontwikkelingen om nieuwe elektrische centrales, biomethaan installaties en waterstof producenten op het aardgasnet van Fluxys Belgium te kunnen aansluiten.

²⁹ In constante EUR. Deze investeringen hebben betrekking op de huidige gereguleerde activiteiten van Fluxys Belgium en Fluxys LNG op dit moment en laten de ontwikkeling van de toekomstige waterstof- en CO₂-vervoersnetten buiten beschouwing. Zie Deel II hiervoor.

10.2 Aanpassing, verzekering van integriteit & vernieuwing

Vooropgesteld bedrag: € 194 miljoen

Deze categorie van investeringen betreft de vernieuwing en aanpassingen van bestaande infrastructuur om hun veilige werking te garanderen, evenals de noodzakelijke aanpassingen, o.a. in het kader van het L/H-conversieproject.

10.3 Evolutie van de behoefte van de eindverbruikers

Vooropgesteld bedrag: € 29 miljoen

Dit bedrag omvat de investeringen die o.a. nodig zijn voor de ontwikkeling van nieuwe applicaties voor het beheer en de marketing van gasstromen, de versterking van de digitalisering van activiteiten en de noodzakelijke herinvesteringen in gebouwen en verschillende materialen.

10.4 LNG-initiatieven en grensoverschrijdende projecten

Vooropgesteld bedrag: € 116 miljoen

Dit investeringssegment bestaat uit twee projecten: het verhogen van de hervergassing capaciteit van de Zeebrugge terminal, en de nieuwe truck loading bays voor LNG trucks om nog beter te kunnen voldoen aan de stijgende vraag.

10.5 Andere

Vooropgesteld bedrag: € 145 miljoen

Dit bedrag omvat de investeringen die o.a. nodig zijn voor de ontwikkeling van nieuwe applicaties voor het beheer en de marketing van gasstromen, de versterking van de digitalisering van activiteiten en de noodzakelijke herinvesteringen in gebouwen en verschillende materialen.

Bijlage

Waterstof- en CO₂- vervoersnetten

1 Context

1.1 Europees energie- en klimaatbeleid

Met de "**Green Deal**"³⁰ aangenomen door het Europese Parlement in januari 2020, streeft de Europese Unie ernaar **koolstofneutraal te zijn in 2050**. De Europese Commissie heeft in september 2020 bovendien een doelstelling aangekondigd om de uitstoot van broeikasgassen met 55% te verminderen ten opzichte van 1990. Die doelstellingen worden omgezet in acties voor verschillende sectoren, waarvan de energiesector de centrale pijler is.

In juli 2020 werd aldus een **Europese strategie voor een geïntegreerd energiesysteem**³¹ ("Energy System Integration") gepubliceerd. In die strategie wordt de gecoördineerde planning van het energiesysteem aangemoedigd, waarbij de verschillende energiedragers, infrastructuren en verbruikssectoren zo efficiënt en betaalbaar mogelijk worden geïntegreerd om het energiesysteem verregaand te decarboniseren. Met de integratie van het energiesysteem wil men energie-efficiëntie bereiken door synergieën tussen de verschillende sectoren te benutten. Er wordt ook een beroep gedaan op koolstofarme brandstoffen wanneer rechtstreekse elektrificatie niet mogelijk, efficiënt of rendabel is, in het bijzonder waterstofgas. Het energiesysteem moet "multidirectioneel" zijn en gedecentraliseerde productie-eenheden integreren alsook de mogelijkheid om energie uit te wisselen tussen verbruikssectoren. Tot slot levert het energiesysteem de bijkomende flexibiliteit waardoor het aandeel van variabele hernieuwbare bronnen kan groeien, zoals dankzij opslagtechnologieën.

Daarnaast heeft de Europese Commissie een **waterstofstrategie voor een klimaatneutraal Europa**³² ("A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe") gepubliceerd. In het document wordt de rol van waterstofgas in een geïntegreerd energiesysteem benadrukt om de industrie, de transportsector, de elektriciteitsproductie en de gebouwen koolstofarm te maken in Europa. Waterstofgas kan immers de energiedrager zijn voor doeleinden die niet elektrificeerbaar zijn en een oplossing zijn voor opslag, waardoor de variabele stromen uit hernieuwbare energie in evenwicht kunnen worden gebracht. De prioriteit gaat naar de ontwikkeling van de productie van waterstofgas rechtstreeks uit hernieuwbare bronnen zoals wind en zon. Op korte en middellange termijn zijn echter andere vormen van koolstofarm waterstof nodig om de uitstoot van broeikasgassen snel te verminderen en de ontwikkeling van een leefbare markt te ondersteunen.

De waterstofstrategie van de Europese Commissie voorziet in een gefaseerde aanpak:

³⁰ Europese Commissie, De Europese Green Deal, COM(2019) 640, december 2019

³¹ Europese Commissie, Energie voor een klimaatneutrale economie: een EU-strategie voor een geïntegreerd energiesysteem, COM(2020) 299, juli 2020

³² Europese Commissie, Een waterstofstrategie voor een klimaatneutraal Europa, COM(2020) 301, juli 2020

- Van 2020 tot 2024: installatie van 6 GW aan elektrolyse-installaties op hernieuwbare energie en productie van een miljoen ton hernieuwbaar waterstofgas
- Van 2025 tot 2030: installatie van 40 GW aan elektrolyse-installaties op hernieuwbare energie en productie van tien miljoen ton hernieuwbaar waterstofgas
- Van 2030 tot 2050: maturiteit van de productietechnologie voor hernieuwbaar waterstofgas en uitrol op grote schaal in de moeilijk te decarboniseren sectoren

In het kader van het **herstelplan na COVID-19**³³ heeft de Commissie de nadruk gelegd op de investeringen die de energietransitie kunnen versnellen zoals technologieën voor de productie van hernieuwbare energie, groen waterstofgas en duurzame energie-infrastructuren.

1.2 Rol van gas en de gasinfrastructuur

Voor de transitie naar een koolstofarm energiesysteem zijn aanzienlijke investeringen nodig evenals een paradigmaverandering. Om de Europese doelstellingen te halen, is een gezamenlijke aanpak van de sectoren nodig.

Om die uitdaging aan te gaan, moet de gasinfrastructuur worden ingezet:

- **Vervoer van energie:** historisch werd de gasinfrastructuur ontworpen om grote hoeveelheden energie over grote afstanden te vervoeren met zo weinig mogelijk verlies en tegen de laagste kosten. Het gasvervoersnet kan worden gebruikt voor het vervoer van koolstofarme gassen zoals biomethaan en groen waterstofgas.
- **Opslag van energie:** vandaag heeft Europa veel gasopslagcapaciteit. Die opslag kan in de toekomst worden gebruikt voor de opslag van molecules geproduceerd uit hernieuwbare energie.
- **Vervoer van CO₂:** sommige sectoren kunnen niet onmiddellijk overschakelen op groene energiebronnen. Dat geldt meer bepaald voor bepaalde industriële processen. In die gevallen zijn oplossingen met opvang van CO₂ nodig, waarbij CO₂-vervoersinfrastructuur nodig is om het opgevangen CO₂ te vervoeren naar de plaatsen waar het zal worden hergebruikt (Carbon Capture and Use - CCU) of opgeslagen (Capture Capture and Storage – CCS).

Dit indicatieve investeringsplan omvat een eerste oefening om tegen 2030 een transportnetwerk voor waterstof en CO₂ te definiëren. Deze oefening zal worden verfijnd naarmate de behoefte aan transportcapaciteit duidelijker wordt.

³³ NextGenerationEU, Europese Commissie, mei 2020

2 Waterstofvervoer in België

Vandaag gaan de productie van en de vraag naar waterstof voornamelijk uit van de industrie (meer bepaald in het raffinageproces van petroleum of de productie van ammoniak). Waterstof wordt momenteel geproduceerd door middel van de reforming van methaan (aardgas).

Er is een algemene consensus dat de vraag naar waterstof zal toenemen. In een recente studie over de rol van molecules en elektriciteit in een koolstofneutraal energiesysteem tegen 2050 becijfert het Federaal Planbureau de jaarlijkse waterstofvraag voor energie in België op 80 TWh en 99 TWh, afhankelijk van het gekozen scenario³⁴. Die hoeveelheden kunnen in België worden geproduceerd door elektrolyse van water, waardoor het waterstof groen wordt, op voorwaarde dat de gebruikte elektriciteit uit hernieuwbare bronnen afkomstig is.

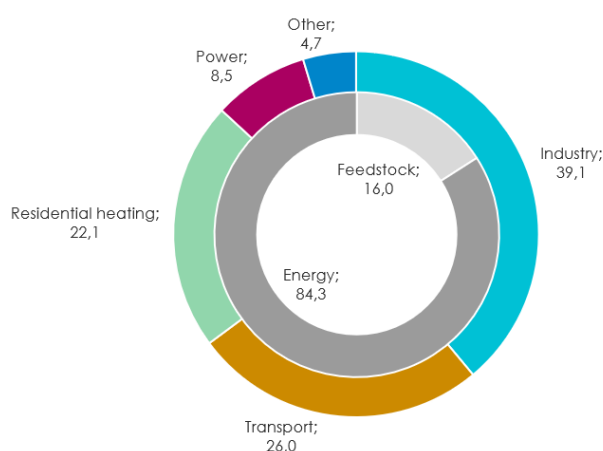
De bestaande gasvervoersinfrastructuur kan worden gebruikt om de opkomst van waterstof als energiedrager te bevorderen. Waar verschillende gasleidingen aanwezig zijn, kunnen immers synergieën worden overwogen om een leiding te bestemmen voor het vervoer van het waterstof, nodig voor bijvoorbeeld de transitie van industriële processen of mobiliteit.

³⁴ Federaal Planbureau, Fuel for the Future - More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050, oktober 2020

3 CO₂-vervoer in België

Naast de uitrol van groene moleculen zal koolstofafvang, -vervoer, -opslag en/of -hergebruik (CCS/CCU) moeten worden ontwikkeld voor moeilijk te decarboniseren sectoren om de Europese ambities voor de verlaging van de CO₂-uitstoot waar te maken (-55% tegen 2030; netto nul tegen 2050).

In 2018 bedroeg de totale CO₂-uitstoot in België 100,3 miljoen ton koolstofdioxide (Mt CO₂ zonder LULUCF)³⁵. Figuur 3 toont de CO₂-uitstoot in verband met het energie- en grondstofgebruik (industriële processen en product) per sector. Het merendeel van de uitstoot kan worden toegeschreven aan de industrie (39,1 Mt waarvan 16 Mt in verband met grondstoffen)³⁶, gevolgd door vervoer (26,0 Mt) en huishoudelijke verwarming (22,1 Mt).



Figuur 38: Belgische CO₂-uitstoot in verband met energie- en grondstofgebruik per sector in Mt (2018)

Netten die de CO₂ bronnen met de locaties van CO₂-opslag en -gebruik verbinden, zouden de ontwikkeling van concurrerende technologieën voor de terugdringing van koolstof mogelijk maken. CO₂-vloeibaarmakingsterminals kunnen nodig zijn om CO₂ te vervoeren naar opslagplaatsen.

In dit verband kan het net van Fluxys Belgium een belangrijke rol spelen door middel van het hergebruik van een deel van de aardgasvervoersinfrastructuur om CO₂ te vervoeren/uit te voeren van de Belgische industriële sites naar CO₂-gebruik-/opslaginstallaties.

³⁵ FOD Volksgezondheid, Veiligheid van de Voedselketen en Leefmilieu, de Belgische federale website voor betrouwbare informatie over klimaatverandering www.klimaat.be, 2020 – de vermelde uitstoot in dit verslag bevat geen niet-CO₂-uitstoot van broeikasgassen (vb. NO₂) of landgebruik, verandering in landgebruik en bosbouw (land-use, land-use change and forestry – LULUCF).

³⁶ De uitstoot van raffinaderijen wordt consistent herverdeeld van energie naar industrie door dit verslag heen.

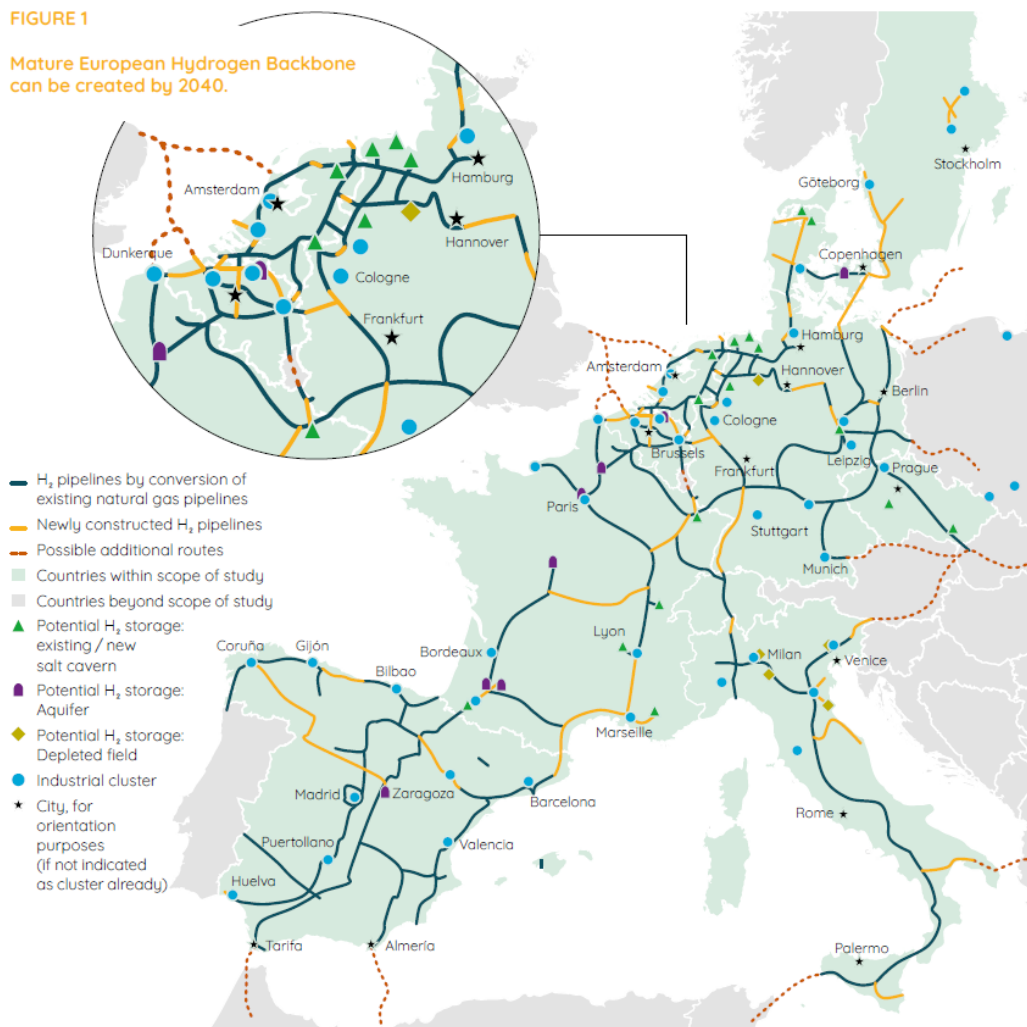
4 Ontwikkeling van de toekomstige waterstof- en CO₂-vervoersnetten

4.1 Europese backbone voor waterstofvervoer

De volgende figuur toont het resultaat van een ontwerp van een Europese waterstofvervoersinfrastructuur, dat een groep van elf TSO's heeft gepubliceerd in juli 2020. Dit ontwerp, waaraan Fluxys heeft meegewerkt, is gebaseerd op het hergebruik van een deel van de bestaande aardgasvervoersinstallaties. De auteurs van de studie zien de opkomst van een waterstofnet dat de productie- en verbruikscentra verbindt met 6.800 km leidingen tegen 2030. De infrastructuur zal zich in de jaren 2030 verder ontwikkelen en tegen 2040 over 23.000 km uitstrekken.

FIGURE 1

Mature European Hydrogen Backbone can be created by 2040.

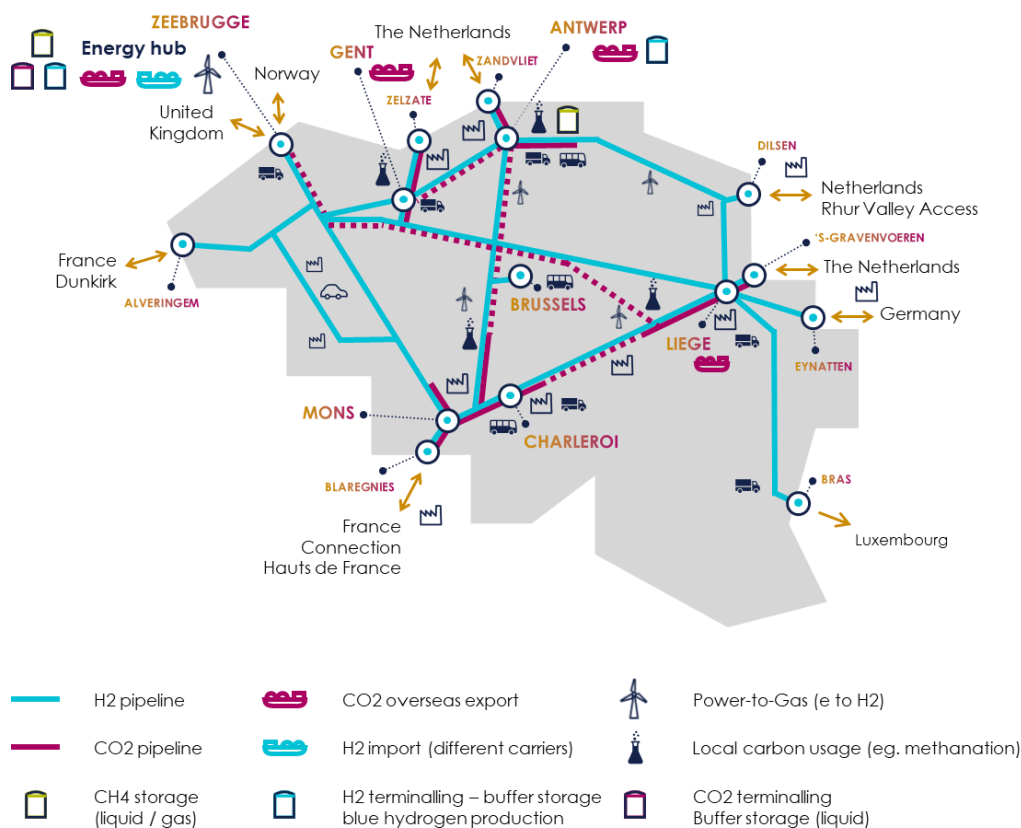


Figuur 39: European Hydrogen Backbone³⁷ (Bron: Guidehouse, juli 2020)

³⁷ https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/

4.2 Visie op lange termijn van een Belgische H₂- /CO₂-backbone

In de figuur hieronder wordt een visie op lange termijn voorgesteld voor de ontwikkeling van de toekomstige H₂- en CO₂-vervoersnetten in België. Deze netten verbinden de voornaamste regio's met verbruik en productie van waterstof en met CO₂-uitstoot en zijn verbonden met de verschillende aangrenzende markten.



Figuur 40: Langetermijnvisie van de H₂-/CO₂-backbone

Deze “backbone” voor H₂- en CO₂-vervoer volgt deels het tracé van het huidige aardgasvervoersnet en is een combinatie van hergebruikte aardgasleidingen en nieuwe leidingen. Dit net is verbonden met de havens van Antwerpen en Gent, met de terminal van Zeebrugge, met de industriezones van Henegouwen, Luik en Limburg en met Brussel. De backbone's zijn ook geïnterconnecteerd met de buurlanden: Nederland, Duitsland, Frankrijk en Luxemburg. Een verbinding met het Verenigd Koninkrijk is eveneens mogelijk via Zeebrugge. Daarenboven biedt de terminal van Zeebrugge mogelijkheden voor H₂-/CO₂-invoer en -uitvoer, bijvoorbeeld in vloeibare vorm.

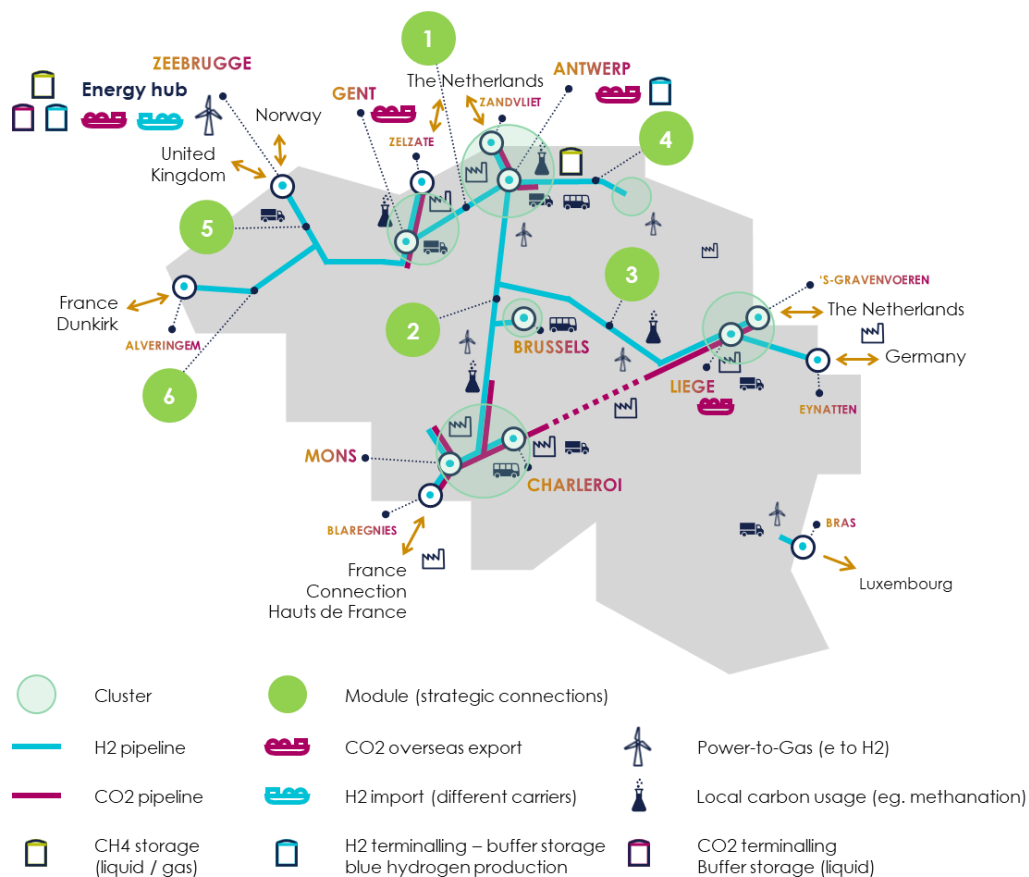
De H₂-backbone maakt het transport van waterstof tussen de industriële clusters in België en waterstofinvoer en -uitvoer mogelijk. Via meerdere interconnectiepunten kunnen de producenten, vervoerders en eindklanten in staat moeten zijn waterstof uitwisselen op een groeiende markt in Europa, ondersteund door een liquide handelsmarkt.

De CO₂-backbone vult de waterstof-backbone aan. Hij maakt het mogelijk CO₂ te vervoeren dat ondermeer is afgevangen van de huidige waterstofproductieprocessen. Op grotere schaal zullen moeilijk te decarboniseren industriële processen baat hebben bij een vervoersinfrastructuur waarmee het uitgestoten CO₂ verzameld en hergebruikt kan worden in een ander industrieel proces of uitgevoerd kan worden naar een opslagplaats.

De H₂-/CO₂-backbone zal een belangrijk element zijn van de decarbonisering van het Belgische energiesysteem. Hij zal enerzijds de bevoorrading van waterstof (dat geleidelijk geproduceerd zal worden uit hernieuwbare energie) mogelijk maken en anderzijds het vervoer van CO₂, dat is afgevangen van moeilijker te decarboniseren industriële processen.

4.3 Opties op korte termijn

De figuur hieronder toont de eerste overwogen stappen in de ontwikkeling van een H₂-/CO₂-backbone.



Figuur 41: Opties op korte termijn voor de uitrol van de H₂-/CO₂-backbone

Zes clusters van H₂-productie en -verbruik en CO₂-uitstoot, zes H₂-verbindingsmodules tussen clusters en zes interconnecties met de buurlanden zijn vastgesteld als eerste mogelijke stappen.

4.3.1 Clusters

De clusters zijn regio's waar de huidige en toekomstige waterstofverbruikers zouden kunnen worden verbonden om de levering van waterstof te vereenvoudigen, ofwel als grondstof, ofwel in het kader van een overgang naar waterstof als koolstofvrije energiedrager. Het "grijze" waterstof dat wordt geproduceerd op de sites voor reforming van methaan zou geleidelijk kunnen worden vervangen door "blauwe" (met CO₂-afvang) en "groene" waterstof (geproduceerd uit hernieuwbare energie).

Een plaatselijk CO₂-net zou een voordelige aanvulling vormen op de H₂-backbone in deze regio's, ofwel voor uitvoer met het oog op opslag, ofwel voor hergebruik in chemische processen, en bijdragen tot de vermindering van de uitstoot van broeikasgassen door de industrie.

De geïdentificeerde clusters zijn:

- Antwerpen
- Albertkanaal
- Brussel
- Gent
- Henegouwen
- Luik

4.3.2 Verbindingsmodules tussen clusters

4.3.2.1 Module 1 "Antwerpen-Gent"

De aanleg van de as Antwerpen-Gent ondersteunt de ontwikkeling van deze zone's door meer productie- en verbruiksinstallaties onderling te verbinden. In combinatie met de interconnecties Zandvliet en Zelzate (Nederland, zie hieronder) maakt deze as het mogelijk een liquide waterstofmarkt te creëren.

4.3.2.2 Module 2(a) "Antwerpen-Brussel"

Deze module maakt waterstofaanvoer in en rond Brussel mogelijk. Waterstof kan hier worden aangewend voor de mobiliteit (vloten en openbaar vervoer bijvoorbeeld), de lichte industrie of gebouwen van de tertiaire markt.

4.3.2.3 Module 2(b) "Brussel-Henegouwen"

Deze module maakt het mogelijk Brussel en de Belgische industriële clusters in Henegouwen te verbinden, waardoor ook deze regio toegang krijgt tot waterstof.

4.3.2.4 Module 3 “Brussel-Luik”

Zodra module 2(a) operationeel is, kan die worden verlengd en verbonden met de industrie in de Maasvallei. Door deze verbinding kan de waterstofmarkt veel liquider zijn met meer onderling verbonden producenten en verbruikers.

4.3.2.5 Module 4 “Antwerpen-Albertkanaal”

Deze module maakt het mogelijk de industrie van het Albertkanaal te verbinden met de andere industriële regio's in België. Afhankelijk van de vraag, zou deze module zelfs kunnen worden uitgebreid naar het Oosten en het Ruhrgebied in Duitsland kunnen bereiken (via Nederland).

4.3.2.6 Module 5 “Gent-Zeebrugge”

Naar alle waarschijnlijkheid zal België een aanzienlijk deel van zijn energiebehoefte blijven invoeren in de toekomst. Hiervoor is de LNG-terminal van Zeebrugge een grote troef. Die kan worden bestemd voor invoer van “groen” waterstof, bijvoorbeeld in vloeibare vorm.

Daarnaast zouden de windmolens in de Noordzee de nodige energie kunnen leveren voor waterstofproductie in de zone Zeebrugge.

In dat verband is het van belang Zeebrugge (en de mogelijke toekomstige productievevestigingen in de nabijheid) te verbinden met de verschillende hierboven vastgestelde clusters.

4.3.2.7 Module 6 “Duinkerke-Zeebrugge”

Deze laatste module heeft als doel de verbinding tussen de belangrijke havengebieden van de Noordzee af te maken volgens een as die de havens van Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen, Gent, Zeebrugge en Duinkerke verbindt.

4.3.3 Interconnecties met de buurlanden

4.3.3.1 Interconnectie “Zandvliet (Nederland)”

Deze interconnectie maakt een gezamenlijke ontwikkeling van de waterstofmarkt met Nederland mogelijk (meer bepaald met de regio van Zeeland en Rotterdam). Waterstof geproduceerd uit windenergie in Nederland zou kunnen worden ingevoerd naar de cluster van Antwerpen via dit interconnectiepunt.

CO₂ van de industrie van de haven van Antwerpen zou eveneens kunnen worden uitgevoerd naar opslagplaatsen via deze route.

4.3.3.2 Interconnectie “Zelzate (Nederland)”

Deze andere interconnectie met Nederland versterkt de coördinatie van de H₂- en CO₂-netten, die interessant zijn voor industriële spelers aan beide kanten van de grens in de zone “North Sea Port”.

4.3.3.3 Interconnectie “Blaregnies (Frankrijk)”

Zodra module 2 (verbindingen “Antwerpen-Brussel” en “Brussel-Henegouwen”) is aangelegd, maakt deze interconnectie van de cluster van Henegouwen het mogelijk spelers (producenten en verbruikers) van de regio Hauts-de-France te verbinden met de toekomstige Noordwest-Europese waterstofmarkt.

4.3.3.4 Interconnectie “’s-Gravenvoeren (Nederland)”

Deze bijkomende connectie met Nederland zorgt voor toegang tot de industriezone van Nederlands Limburg. Deze aanvullende capaciteit zou de bevoorradingszekerheid versterken en zou extra uitvoerwegen creëren.

4.3.3.5 Interconnectie “Eynatten (Duitsland)”

De cluster van Luik kan worden verbonden met Duitsland via Eynatten en toegang bieden tot de industriezones van het Ruhrgebied en de Rijn en zo de grensoverschrijdende handel in waterstof bevorderen. Duitsland zal waarschijnlijk een grote verbruiker van waterstof worden.

4.3.3.6 Interconnectie “Alveringem (Frankrijk)”

Zoals hierboven uitgelegd, biedt de verbinding van het Belgische waterstofvervoersnet met Frankrijk, en in het bijzonder met de terminal van Duinkerke via Alveringem, mogelijkheden tot optimalisering van de levering/het verbruik van waterstof voor de zones Antwerpen, Gent en Zeebrugge.

5 Indicatieve investeringen tegen 2030

Een indicatieve becijfering werd verricht om te beantwoorden aan de vraag van waterstof- en CO₂-vervoer tegen 2030. Het spreekt voor zich dat deze bedragen zullen evolueren naarmate de reikwijdte en de technische beschrijving van deze netten duidelijker worden in de toekomst.

De toekomstige waterstof- en CO₂-vervoersnetten zullen een combinatie zijn van hergebruikte aardgasleidingen en nieuwe leidingen.

5.1 Waterstofvervoersnet

Er werd een indicatieve raming opgesteld voor een **waterstofnet tegen 2030 dat de industriegebieden van Antwerpen, Gent, Henegouwen, Luik en de Maasvallei, Brussel en de terminal van Zeebrugge verbindt met elkaar en met Nederland, Frankrijk en Duitsland.**

Voor een dergelijk net is een indicatieve investering van **€ 1.181 mln. (constante euro) nodig tegen 2030.**

5.2 CO₂-vervoersnet

Tegen 2030 overweegt Fluxys de ontwikkeling van een **CO₂-vervoersnet waarmee de uitstoot kan worden verzameld van de industrie in respectievelijk de haven van Antwerpen, de industriezone van Gent en de industriegebieden van Henegouwen en de Maasvallei** met het oog op het hergebruik of de uitvoer ervan (via leidingen of een vloeibaarmakingsterminal).

De investeringen hiervoor bedragen **€ 310 mln. (constante euro) tegen 2030.**



Fluxys Belgium NV

Kunstlaan 31

B-1040 Brussel