

# Indicatief investeringsplan Fluxys Belgium & Fluxys LNG 2023- 2032



November 2023



## Inhoud

<b>Doel</b>	<b>4</b>
Geopolitieke situatie	4
Vooruitzichten 2023-2032	5
Bijlage: Waterstof- en CO <sub>2</sub> -netten	5
<b>Europese gasmarkt</b>	<b>6</b>
Verbruikstrends in kalenderjaar (KJ) 2022	6
Bevoorradingstrends in KJ 2022	7
Vooruitzichten voor de interne Europese productie	10
Vooruitzichten voor de Europese bevoorrading	11
<b>Scenario Report voor het TYNDP 2022 van ENTSOE en ENTSO-E</b>	<b>12</b>
Het scenario National Trends	12
De scenario's Distributed Energy en Global Ambition	12
<b>Regionaal investeringsplan voor aardgas in Noordwest-Europa (GRIP North-West)</b>	<b>18</b>
<b>Belgische aardgasmarkt</b>	<b>19</b>
De aardgasinfrastructuur van Fluxys Belgium en Fluxys LNG	19
Marktsegmenten	19
<b>Verbruikstrends in België</b>	<b>20</b>
Evolutie van het aantal graaddagen	20
Jaarvolumes voor de Belgische markt	20
<b>Netsimulatiemodel</b>	<b>22</b>
Openbare distributie	22
Elektriciteitscentrales, WKK-eenheden & industriële eindverbruikers	23
<b>Investeringsbehoeften (interne markt)</b>	<b>24</b>
Openbare distributie	24
Industriële verbruikers	25
Elektriciteitsproductie	25
Andere sectoren	26
<b>Transit aan de Belgische grenzen</b>	<b>26</b>
Algemene omschrijving	26
Overzicht van de jaarlijkse allocaties op de grenspunten (per land)	28
Invoer van aardgas	29
Uitvoer van aardgas	30
Verloop van de dagallocaties op de grenspunten	31
Invoer van aardgas	31
Uitvoer van aardgas	33

<b>Evolutie van de binnenlandse vraag en transit</b>	<b>36</b>
<b>Binnenlandse vraag</b>	<b>36</b>
<b>Uitvoervooruitzichten (transit)</b>	<b>37</b>
Vervoer naar Frankrijk	37
Vervoer naar het Verenigd Koninkrijk	37
Vervoer naar Duitsland	37
Vervoer naar Nederland	38
<b>Invoervooruitzichten</b>	<b>38</b>
Invoer vanuit Noorwegen	38
Invoer uit LNG	38
Invoer vanuit Frankrijk	38
Invoer vanuit het Verenigd Koninkrijk	38
Invoer vanuit Duitsland	38
Invoer vanuit Nederland	38
<b>L- naar H-gasconversie</b>	<b>40</b>
<b>Inleiding</b>	<b>40</b>
<b>Optimalisatie van het conversieprogramma</b>	<b>40</b>
<b>Principes voor de conversie van de vervoersnetten</b>	<b>41</b>
<b>Aanpassingen aan het netwerk van Fluxys Belgium</b>	<b>42</b>
Conversies uitgevoerd sinds 2016	42
Volgende stappen	42
<b>Ingangscapaciteit voor de nieuwe H-markt</b>	<b>42</b>
Conversieperiode	42
Periode na de conversie	43
Vereiste investeringen in het kader van de L/H-conversie	43
<b>LNG-ontwikkelingen</b>	<b>45</b>
<b>Biomethaanontwikkelingen</b>	<b>47</b>
<b>Biomethaan vandaag</b>	<b>47</b>
<b>Injectie van biomethaan in het aardgasnet</b>	<b>47</b>
<b>Indicatieve investeringen tegen 2032</b>	<b>49</b>
<b>Milieu en overgang naar een toekomstige energiemix</b>	<b>50</b>
<b>Aanpassing, verzekering van integriteit &amp; vernieuwing</b>	<b>50</b>
<b>Evolutie van de behoefte van de eindverbruikers</b>	<b>50</b>
<b>LNG-initiatieven en grensoverschrijdende projecten</b>	<b>51</b>
<b>Andere</b>	<b>51</b>
<b>Bijlage</b>	<b>52</b>
<b>Waterstof- en CO<sub>2</sub>-vervoersnetten</b>	<b>52</b>

<b>Context</b>	<b>53</b>
Europees energie- en klimaatbeleid	53
<b>Rol van gas en de gasinfrastructuur</b>	<b>54</b>
<b>Waterstofvervoer in België</b>	<b>54</b>
<b>CO<sub>2</sub>-vervoer in België</b>	<b>56</b>
<b>Technische onderzoeken</b>	<b>56</b>
<b>Ontwikkeling van de toekomstige waterstof- en CO<sub>2</sub>-vervoersnetten</b>	<b>57</b>
Europese backbone voor waterstofvervoer	57
Visie op lange termijn van een Belgische H <sub>2</sub> -/CO <sub>2</sub> -backbone	57
Visie op de waterstof- en koolstofdioxide-backbones	58
Clusters	59
Interconnecties met de buurlanden	60
<b>Indicatieve investeringen tegen 2032</b>	<b>61</b>
Waterstofvervoersnet	61
CO <sub>2</sub> -vervoersnet	61

## Doel

Het indicatieve investeringsplan 2023-2032 consolideert alle investeringen in verband met de evolutie van de binnenlandse aardgasmarkt (rekening houdend met nieuwe west-oost stroompatronen), het behoud en de vernieuwing van de infrastructuur 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.

Fluxys zet zich in om ervoor te zorgen dat nieuwe grote investeringen passen in de energietransitie door ofwel zijn CO<sub>2</sub>-uitstoot te verminderen, ofwel nieuwe infrastructuur te bouwen die compatibel is met waterstof.

Dit document werd opgesteld overeenkomstig art. 15/13, §2, 3° van de Gaswet van 12 april 1965.

## Geopolitieke situatie

Sinds de start van de oorlog in Oekraïne in februari 2022 werden we geconfronteerd met een structurele verandering van de stroompatronen in heel Europa. Historisch gezien bestond de bevoorrading van de Europese gasmarkt uit een derde Russisch gas, een derde Noors gas en het overige derde dat een combinatie was van Europese productie, invoer uit Noord-Afrika via leidingen en invoer van LNG.

De geleidelijke daling van de Russische gasinvoer via leidingen in 2022, die een dieptepunt bereikte met de explosie van 3 van de 4 leidingen van de Nord Stream I- en II-leidingen op 26 september 2022, dwong de Europese markt ertoe zich snel te herorganiseren.

Op 18 mei heeft de Europese Commissie het REPowerEU-plan voorgesteld met als doel de afhankelijkheid van Russisch gas te verminderen vóór 2030. Dit plan bestaat uit drie hoofddassen: de aardgasbronnen diversifiëren, het interne verbruik verlagen en de energietransitie versnellen.

De diversifiëring van de gasinvoer zorgde voor een recordstijging van de LNG-invoer op alle bestaande LNG-terminals, voornamelijk gelegen langs de West-Europese kusten, met enorme gasstromen van west naar oost als gevolg om Duitsland en Centraal-Europese landen te bevoorraden.

Tegelijkertijd hebben Duitsland, Frankrijk, Nederland, Italië, Estland, Polen en Griekenland besloten te investeren in drijvende opslag- en hervergassingseenheden (floating storage and regasification unit – FSRU) die tussen Q4 2022 en Q4 2023 in gebruik worden genomen.

Daarom werden de twee LNG-terminals van Zeebrugge en Duinkerke gebruikt aan de maximumcapaciteit om gas te vervoeren naar Duitsland en Nederland (dat ook naar Duitsland uitvoerde) via België, waarbij de doorvoercapaciteit van Fluxys ver boven de gebruikelijke waarde werd gebruikt, met een piek van 1,3 TWh/d aan uitvoer tijdens de zomer van 2022, die de capaciteit van Nord Stream I benadert (1,7 TWh/d). Zo leverde België een enorme bijdrage tot de bevoorradingzekerheid van Europa. Tijdens de tweede helft van het jaar voerde België dagelijks meer dan 1,2 TWh uit naar Duitsland en Nederland, wat in het kalenderjaar 2022 neerkomt op een globale uitvoer naar deze landen van 386 TWh. Dit is goed voor 46% van het volledige Duitse verbruik in 2022 (Bron Enerdata: Duitsland verbruikte 847,5 TWh in 2022).

Door dit nieuwe paradigma heeft Fluxys zijn bestaande gasinfrastructuur onderzocht en nieuwe investeringen bepaald die nodig zijn voor de nieuwe gasstroomsituatie in combinatie met de versnelde energietransitie, zoals gesteld in het REPowerEU-plan. Daarnaast wordt elke nieuwe grote investering beoordeeld naargelang de mate waarin die bijdraagt tot de bouw van de infrastructuur van de toekomst en wordt die ontworpen om compatibel te zijn met waterstof.

De raad van bestuur van Fluxys heeft op 30 november 2022 een grote beslissing genomen: de aanleg van een nieuwe leiding van 50 km die compatibel is met waterstof ter verbetering van de gasdoorvoer van de zone Zeebrugge. Naar verwachting wordt deze leiding tegen eind 2023 in dienst gesteld.

Andere vergelijkbare investeringen worden geanalyseerd tegen het licht van de bevoorradingszekerheid, congestie en de energietransitie.

## Vooruitzichten 2023-2032

De ontwikkelingen, vastgesteld op de Europese en Belgische gasmarkt, vereisen grote investeringen en aanpassingen aan de Belgische aardgasvervoersinfrastructuur. Dat is het geval bij de gevolgen van de veranderde stroompatronen, bij de conversie van L- naar H-

**“De ontwikkelingen, vastgesteld op de Europese en Belgische gasmarkt, vereisen grote investeringen en aanpassingen aan de Belgische aardgasvervoersinfrastructuur.”**

gas wegens de lopende afbouw van de productie van het Groningenveld in Nederland, bij de bouw van twee nieuwe gasgestookte elektriciteitscentrales, en ook bij de marktvaart 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 en nieuwe industriële klanten, rekening houdend aan de ene kant met nieuwe aansluitingen en aan de andere kant met een structurele daling van het verbruik door een betere isolatie van huishoudens of de overschakeling op warmtepompen.

Fluxys Belgium moet ook grote inspanningen leveren om zijn CO<sub>2</sub>-voetafdruk te verkleinen en de methaanuitstoot van zijn net te verlagen.

Fluxys Belgium zet zich ook volledig in voor de energietransitie, waaraan een bijlage van dit document is gewijd. Er is een sterke wil om de bestaande aardgasinfrastructuur zo veel mogelijk te hergebruiken om de gassen van de toekomst te kunnen vervoeren. Hiervoor loopt er een grondige analyse van de technische hergebruiksvoorwaarden (“repurposing”).

## Bijlage: Waterstof- en CO<sub>2</sub>-netten

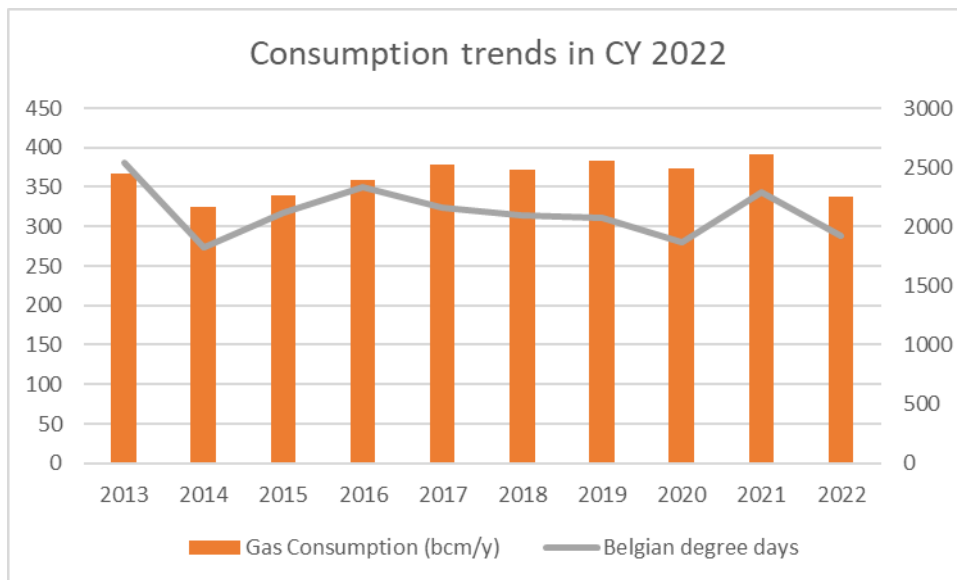
In aanvulling op het indicatieve investeringsplan 2023-2032 opgesteld conform artikel 15/1, §5 van de gaswet, werd een bijlage toegevoegd die momenteel buiten deze wet valt.

*In de bijlage worden aanvullende vooruitzichten gepresenteerd van de toekomstige ontwikkeling van de waterstof- en CO<sub>2</sub>-vervoersnetten in*

België. Deze concepten zijn deels gebaseerd op een hergebruik van de vervoersinfrastructuur van Fluxys Belgium. Het kader waarin de waterstof- en CO<sub>2</sub>-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.

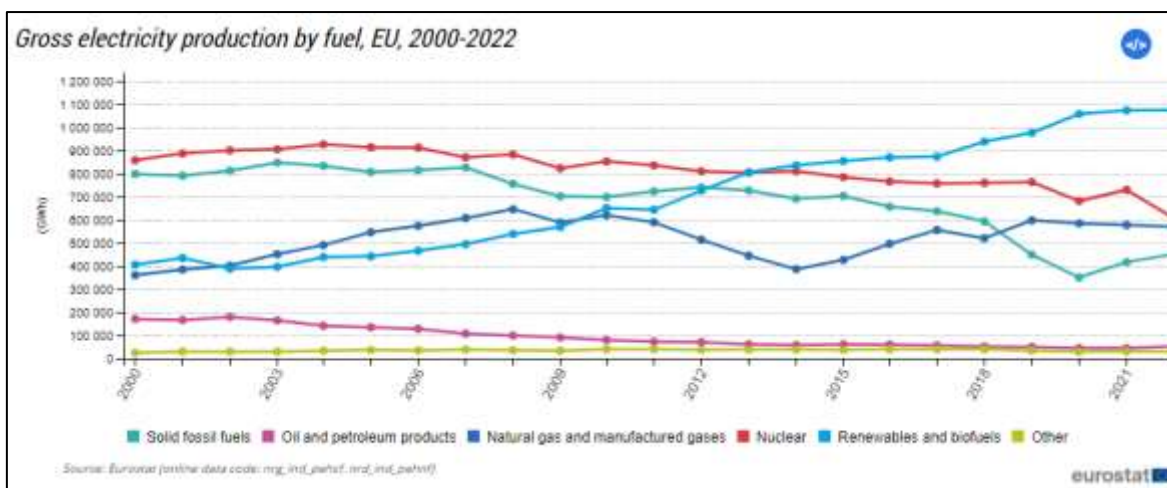
## Europese gasmarkt

### Verbruikstrends in kalenderjaar (KJ) 2022



FIGUUR 1: GASVERBRUIK IN DE EU27 EN IMPACT VAN HET WEER (BRONNEN: EUROSTAT EN GAS.BE)

In 2022 is het gasverbruik in de EU27 gedaald van 374 mld. m<sup>3</sup> in 2020 en 391 mld. m<sup>3</sup> in 2021 naar 337 mld. m<sup>3</sup> (Eurostat). 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 begonnen te dalen, daalde in Europa en België verder tot eind 2022 als gevolg van hogere temperaturen dan normaal, waardoor de vraag naar aardgas voor ruimteverwarming is afgenomen. Na een stijging van 4,3% in 2021 is de interne EU-aardgasvraag gedaald met 13,2% naar 337 mld. m<sup>3</sup>. Deze daling stemt overeen met het streefdoel inzake vraagreductie van 15% krachtens de Verordening van de Raad inzake gecoördineerde vraagreductiemaatregelen voor gas die is aangenomen in augustus 2022 (streefdoel voor alle lidstaten om hun gasvraag te reduceren met 15% tussen 1 augustus 2022 en 31 maart 2023 ten opzichte van de 5 voorgaande jaren). In de periode van 22 augustus tot 23 maart daalde het verbruik met 17,7% in vergelijking met dezelfde periode van de 5 voorgaande jaren voornamelijk als gevolg van de hoge prijzen op de markt door de oorlog in Oekraïne en de vrees tijdens de zomer van 2022 dat de opslag niet zou kunnen worden gevuld voor de winter. In 2022 hebben de grootste aardgasverbruikers (Duitsland, Italië en Frankrijk) hun vraag aanzienlijk verlaagd ten opzichte van 2021 (-15,4%, -9,9% en -9,6%, respectievelijk).



FIGUUR 2: MAANDELIJKE ELEKTRICITEITSMIX IN DE EU27 (BRON: EUROSTAT, 2023)

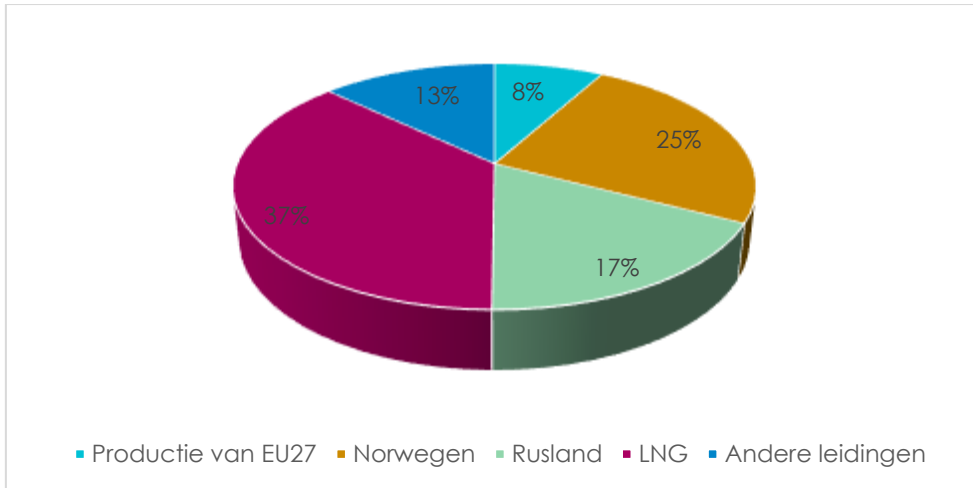
Over het algemeen lag het elektriciteitsverbruik in de EU27 in 2022 4% lager dan in 2021. Deze daling kwam gedeeltelijk door een zeer zachte winter (in 2022 was de temperatuur gemiddeld 1°C warmer dan tijdens de referentieperiode 1990-2020). De energiecrises die werden veroorzaakt door de oorlog in Oekraïne hadden ook een daling van het elektriciteitsverbruik tot gevolg tijdens het laatste kwartaal van 2022.

Wat elektriciteitsopwekking per modus betreft:

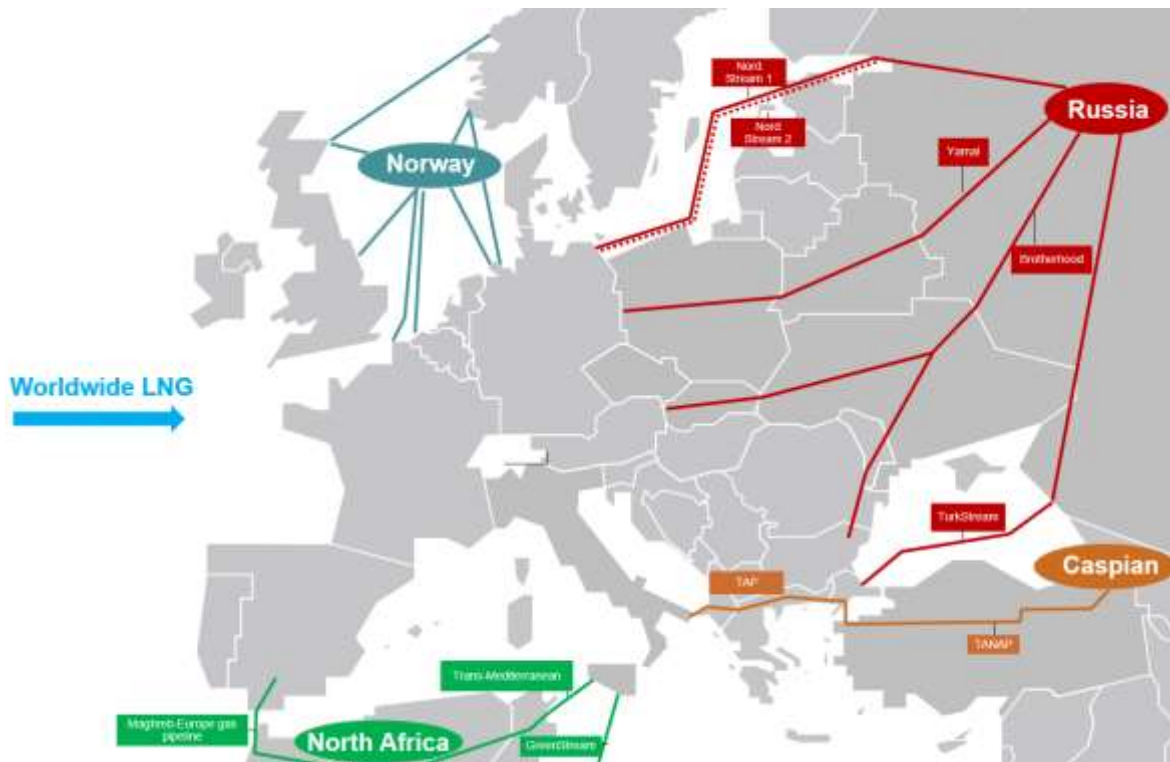
- Productie uit waterkracht was sterk gedaald (meer dan 27% gemiddeld in februari) door extreme droogte in verscheidene regio's in Europa.
- In 2022 lag nucleaire elektriciteitsopwekking veel lager in vergelijking met 2021 door veel onderhoud in Frankrijk en de plannen voor een kernuitstap in Duitsland en België.
- Steenkoolgestookte productie nam toe van februari tot augustus 2022 in vergelijking met 2021 voornamelijk door de hoge aardgasprijzen als gevolg van de oorlog in Oekraïne. Enkele afgeschakelde steenkoolcentrales werden heropgestart om de bevoorradingszekerheid te waarborgen.
- Gasgestookte elektriciteitsopwekking is vrij stabiel gebleven ondanks vele spanningen op de aardgasmarkt omdat hoge marktprijzen niet noodzakelijk leiden tot hoge toeleveringsprijzen voor producenten, afhankelijk van hun contracten.
- Hernieuwbare elektriciteitsopwekking bleef toenemen, wat de uitbreiding van de capaciteit voor zonne- en windenergie weerspiegelt.

## Bevoorradingstrends in KJ 2022





**FIGUUR 3: MIX GASBEVOORADING 2022 (EU27 + RUSLAND) (BRON: STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY VAN HET ENERGY INSTITUTE, 2023)**

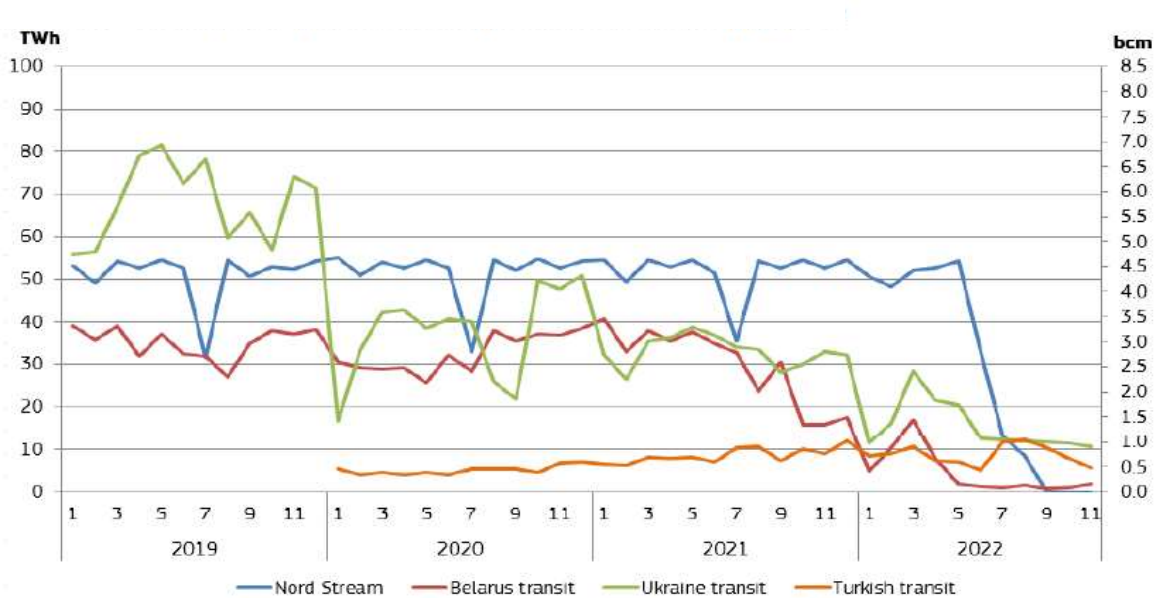


**FIGUUR 4: BEVOORADINGSROUTES NAAR EUROPA VOOR DE OORLOG IN OEKRAÏNE**

Voor 2022 liepen de Russische gasleveringen aan Europa in 2020 via leidingen door Oekraïne, de Nord Stream-leiding, Wit-Rusland, de Baltische staten en de gasleiding TurkStream, die in gebruik is sinds 8 januari 2020. Na de start van de oorlog in Oekraïne in 2022 zijn de stromen via de Nord Stream-leiding en Wit-Rusland geleidelijk afgesloten en is de stroom via Oekraïne sterk afgenomen.

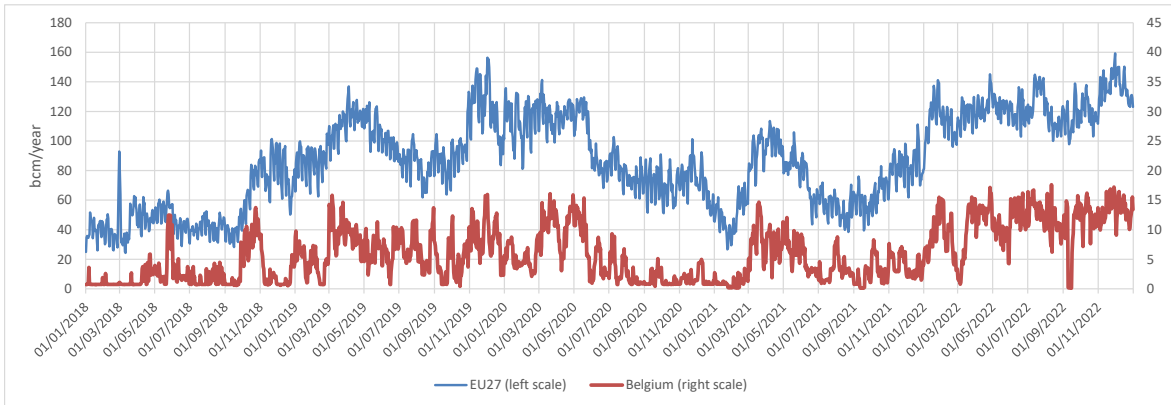
Als gevolg daarvan is het Russische aandeel van aardgas dat Europa bevoorradde via leidingen, gedaald naar 17% in 2022. De daling van de invoer van Russisch gas werd in 2022 gecompenseerd door een daling van het verbruik met 13,2% en een stijging van het aandeel van invoer vanuit Noorwegen, van LNG en via andere leidingen (vanuit

Azerbeidzjan, Algerije en Libië) naar 25%, 37% en 13%, respectievelijk (van 24%, 20% en 8% in 2021).



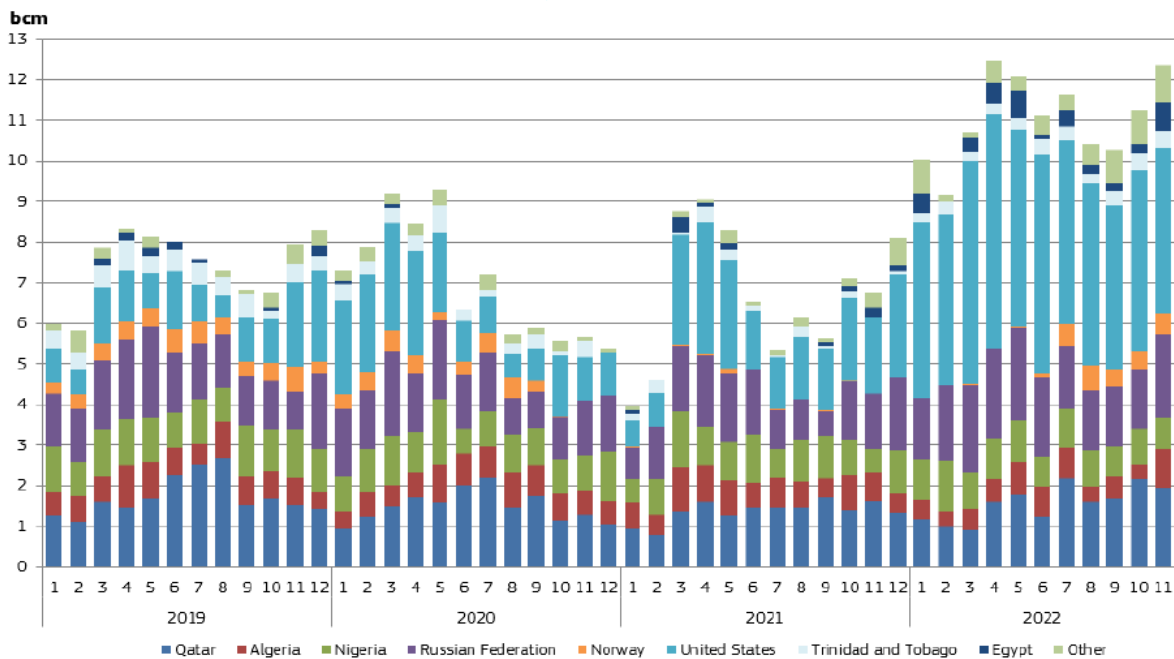
FIGUUR 5: EU-GASINVOER VIA RUSSISCHE BEVOORRADINGSRUTES (BRON: EUROPESE COMMISSIE 2023)

De LNG-invoer in Europa sinds Q4 2018 is sterk gegroeid, zoals weergegeven in de onderstaande figuur. Sinds oktober 2018 is de gecumuleerde uitzending van alle terminals in de EU aanzienlijk gestegen van een stabiel gemiddelde van 50 mld. m³/j tussen 2013 en 2018 tot 80 à 120 mld. m³/j tot de eerste vijf maanden van 2020. Vervolgens werd een sterke daling waargenomen tot 40 mld. m³/j in januari 2021 wegens de COVID-19-pandemie en de zeer lage aardgasrijzen wereldwijd door de overschotten van LNG-productie. De LNG-bevoorrading steeg terug tot 80-100 mld. m³/j tot juni 2021, maar het economische herstel en de overstap van steenkool naar aardgas (vooral in Azië) zorgden voor een tekort van het wereldwijde LNG-aanbod en een sterke stijging van de groothandelsrijzen. Tijdens de winter van 2021-2022 herstelde de Europese LNG-invoer zich tot ongeveer 60 mld. m³/j vóór een sterke stijging sinds de start van de oorlog in Oekraïne om uiteindelijk 130 mld. m³ te bereiken in 2022 (bron: IEA).



**FIGUUR 6: 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.



**FIGUUR 7: GECUMULEERDE LNG-INVOER IN DE EUROPESE UNIE PER BRON (BRON: EUROPESE COMMISSIE 2022)**

## 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 Verenigd Koninkrijk en Nederland) uitgeput geraken. De Nederlandse L-gasproductie

daalt vanwege een natuurlijke afname en regelgevende maatregelen wegens aardbevingen in de regio met een geplande sluiting in 2025 (nog te bevestigen), waarbij enkele installaties worden opgehouden om extra gas te leveren in geval van nood. De productieafname zou kunnen worden gecompenseerd in sommige landen door de productie van groen gas (biomethaan, waterstof en synthetisch methaan) tot 2040. Er wordt momenteel geen ontwikkeling van schaliegas verwacht.

## Vooruitzichten voor de Europese bevoorrading

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

De Zuidelijke Gascorridor verbindt momenteel de EU met Azerbeidzjan dankzij de TANAP-/TAP-leiding 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 Egypte) te verbinden via het EastMed-project. Voor de bouw van gasproductie- en gasvervoersinfrastructuur zouden echter langetermijnverbintenissen van Europese marktspelers nodig zijn.

Als gevolg van de geopolitieke situatie wordt verwacht dat LNG het merendeel zal uitmaken van alle bijkomende invoer die Europa nodig heeft. Er worden immers nieuwe installaties voor vloeibaarmaking en hervergassing (FSRU's en LNG-terminals op het land) gebouwd, waardoor de LNG invoercapaciteit die beschikbaar is voor verhandeling toeneemt en de weg wordt vrijgemaakt voor diversificatie van het aanbod.

Op wereldvlak groeit de vloeibaarmakingscapaciteit, met de Verenigde Staten, Canada en Australië op kop. In 2017 heeft Qatar het moratorium sinds 2005 op de aardgasproductie in het North Field opgeheven om de productie van 77 Mt/j toe te laten, tot wel 110 Mt/j in 2027 en 126 Mt/j in 2029.

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.

# Scenario Report voor het TYNDP 2022 van ENTSOG en ENTSO-E

Krachtens Verordening (EU) nr. 347/2013 hebben de ENTSO's voor gas en elektriciteit voor de derde keer hun bijgewerkte gezamenlijke Scenario Report gepubliceerd in april 2022<sup>1</sup>. De gemeenschappelijke scenario's in het Scenario Report dienen als basis om toekomstige gas- en elektriciteitsinfrastructuurbehoeften te bepalen in de aanstaande TYNDP's die in 2023 worden gepubliceerd en de beoordeling ondersteunen voor de lijst met projecten van gemeenschappelijk belang (PGB's) voor energie van de Europese Commissie.

Drie uiteenlopende toekomstige energiescenario's werden uitgewerkt (National Trends, Distributed Energy en Global Ambition), waardoor een beoordeling van de Europese energie-infrastructuurbehoeften kan worden uitgevoerd in de TYNDP's vanuit een degelijk en allesomvattend perspectief van het volledige geïntegreerde energiesysteem. Daarnaast wordt aangenomen dat deze scenario's overeenstemmen met het Europese energiebeleid.

Het is belangrijk erop te wijzen dat de recentste energiebeleidsdoelstellingen die zijn aangenomen na de start van de oorlog in Oekraïne, nog niet zijn opgenomen in dit Scenario Report. Daarom kunnen sommige aannames over gasbevoorrading in dit verslag op korte en langere termijn worden beïnvloed door een recente verandering van de situatie.

Er moet ook worden opgemerkt dat voor het eerst sectorkoppeling tussen elektriciteit en waterstof werd overwogen voor de scenario's en de modellering.

## Het scenario National Trends

Het bottom-upscenario dat is gebaseerd op centraal beleid: het weerspiegelt het energie- en klimaatbeleid van de lidstaten en is gebaseerd op vraag- en aanbodgegevens die zijn verzameld van VNB's voor zowel gas als elektriciteit.

## De scenario's Distributed Energy en Global Ambition

Twee contrasterende top-downscenario's met een perspectief van de volledige energiemix (alle sectoren, niet beperkt tot gas en elektriciteit): ze zijn uitgewerkt in overeenstemming met de doelstellingen van het Akkoord van Parijs en met de inspanningen van de EU27 om de uitstoot van BKG met 55% te verminderen tegen 2030 en netto nul uitstoot te bereiken tegen 2050. Hoewel Distributed Energy kan worden beschouwd als een gedecentraliseerd scenario met veel energieautonomie (m.a.w. sterke elektrificatie), is Global Ambition eerder gericht op oplossingen op grotere schaal met de EU als een speler van de wereldwijde energietransitie (m.a.w. rekening houdend met meer invoer van molecules om de energiebevoorrading te waarborgen).

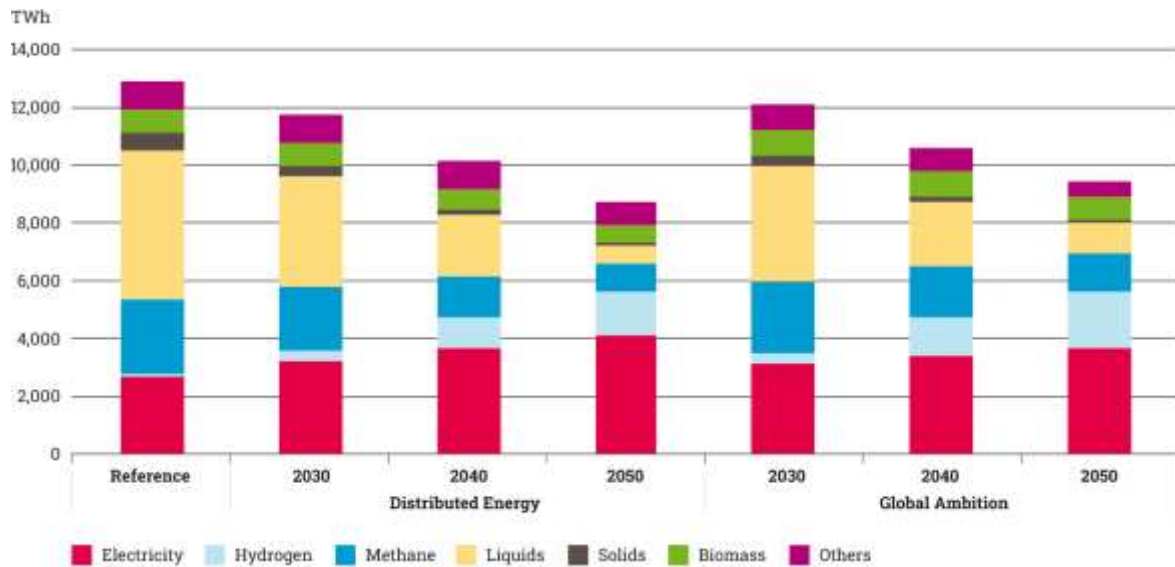
Voor het eerst worden in de scenario's nieuwe sectorkoppelingsmethodologieën en specifieke modelleringsinstrumenten gehanteerd, die rekening houden met waterstof en elektrolyse op een pan-Europese schaal. Hierdoor kunnen de interacties tussen de gas- en

---

<sup>1</sup> <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

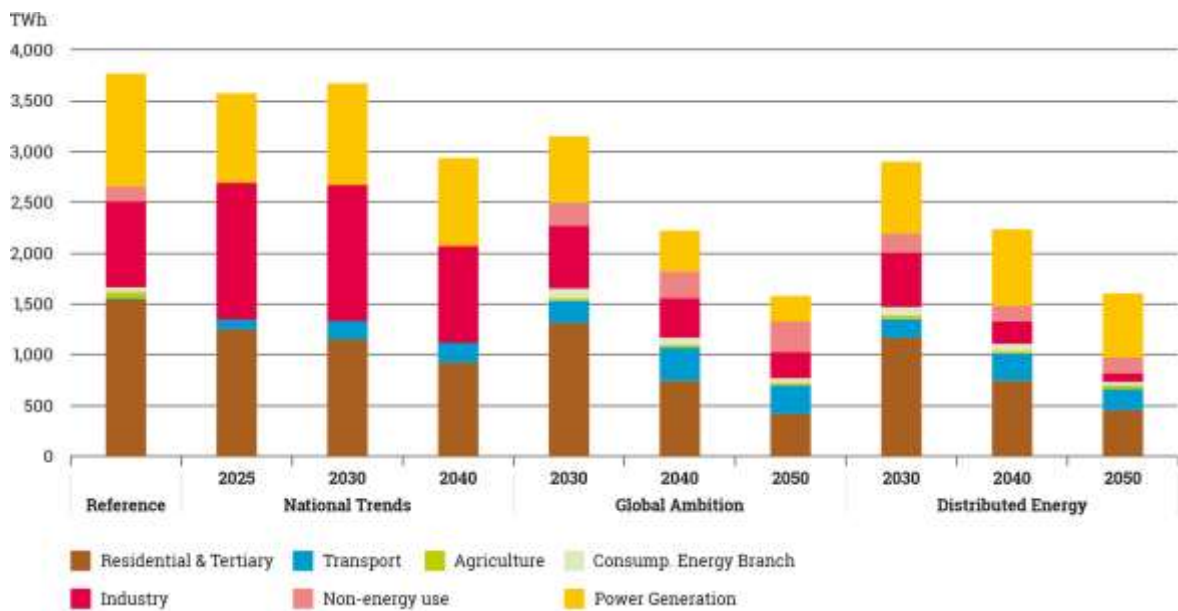
elektriciteitsnetten beter worden weergegeven en kan de infrastructuur worden beoordeeld vanuit een perspectief van een geïntegreerd energiesysteem.

Scenarioresultaten: in beide COP21-scenario's daalt de algemene energievraag van de EU aanzienlijk door de combinatie van energie-efficiëntiemaatregelen en de gevolgen van meer netwerkimtegratie (vb. hybride warmtepompen).



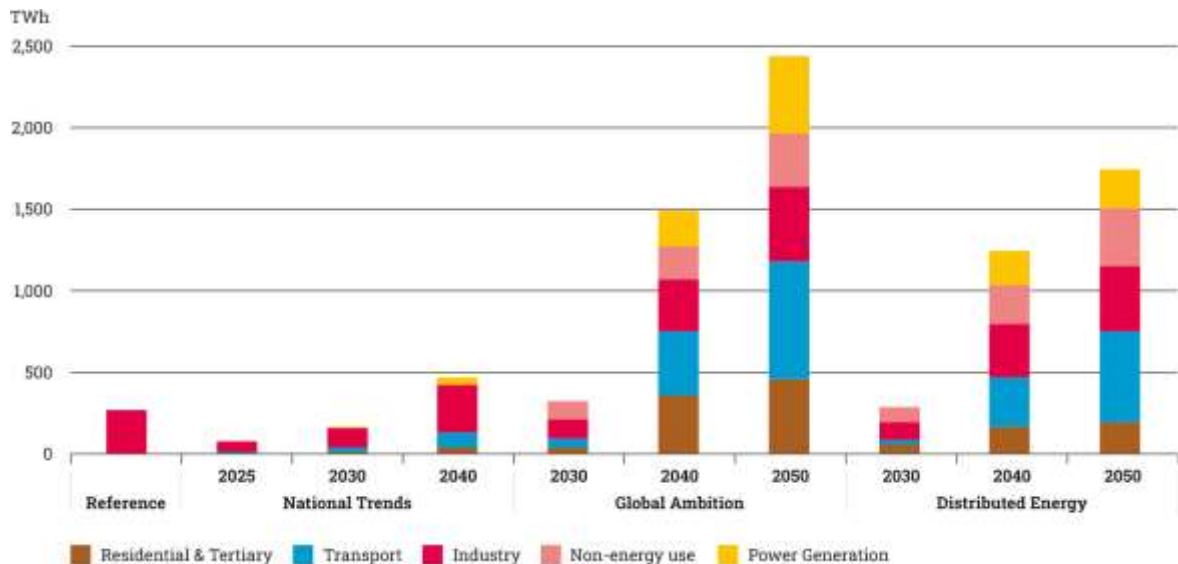
**FIGUUR 8: DEFINITIEVE ENERGIEVRAAG PER DRAGER (ENERGETISCH EN NIET-ENERGETISCH GEBRUIK ALS GRONDSTOF) VOOR EU27 (BRON: SCENARIO REPORT VOOR HET TYNDP 2022)**

Wat de gasvraag betreft, kan een duidelijke daling van de methaanvraag worden waargenomen na verloop van tijd. Methaan blijft echter noodzakelijk om te voldoen aan de energievraag van de EU tot 2050. De vraag naar methaan blijft over het algemeen aanhouden door de definitieve vraag naar verschillende vormen van biomethaaneindgebruik en de onrechtstreekse vraag naar gedecarboneerd aardgas voor waterstofproductie (dankzij CCS).



FIGUUR 9: METHAANVRAAG PER SECTOR VOOR EU27 (BRON: SCENARIO REPORT VOOR HET TYNDP 2022)

Tegelijkertijd neemt de vraag naar waterstof toe vanaf 2030 en wordt waterstof de belangrijkste gasenergiedrager in beide COP21-scenario's tegen 2050. In National Trends wordt rekening gehouden met de verschillende nationale beleidslijnen die de EU-lidstaten de voorgaande jaren hebben uitgebracht met een perspectief op kortere termijn, wat zich vertaalt in een tragere ontwikkeling van de waterstofvraag.

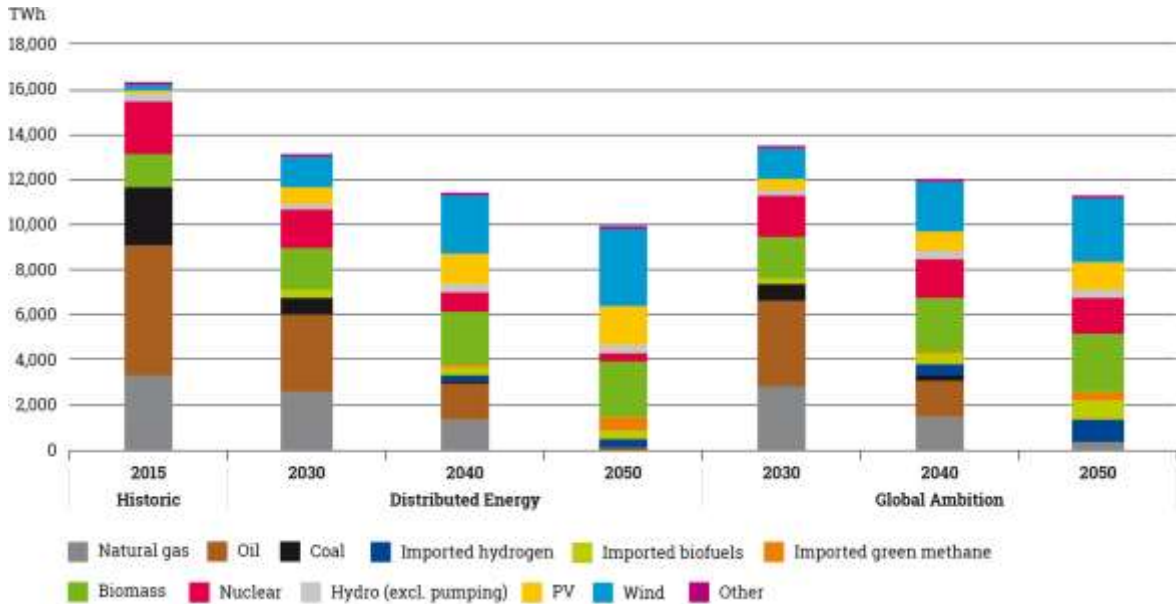


FIGUUR 10: WATERSTOFVRAAG PER SECTOR VOOR EU27 (MET UITZONDERING VAN WATERSTOF UIT BIJPRODUCTEN EN VOOR CONVERSIE [P2M/P2L])<sup>2</sup> (BRON: SCENARIO REPORT VOOR HET TYNDP 2022)

<sup>2</sup> P2M = Power-to-Molecules; P2L = Power-to-Liquid



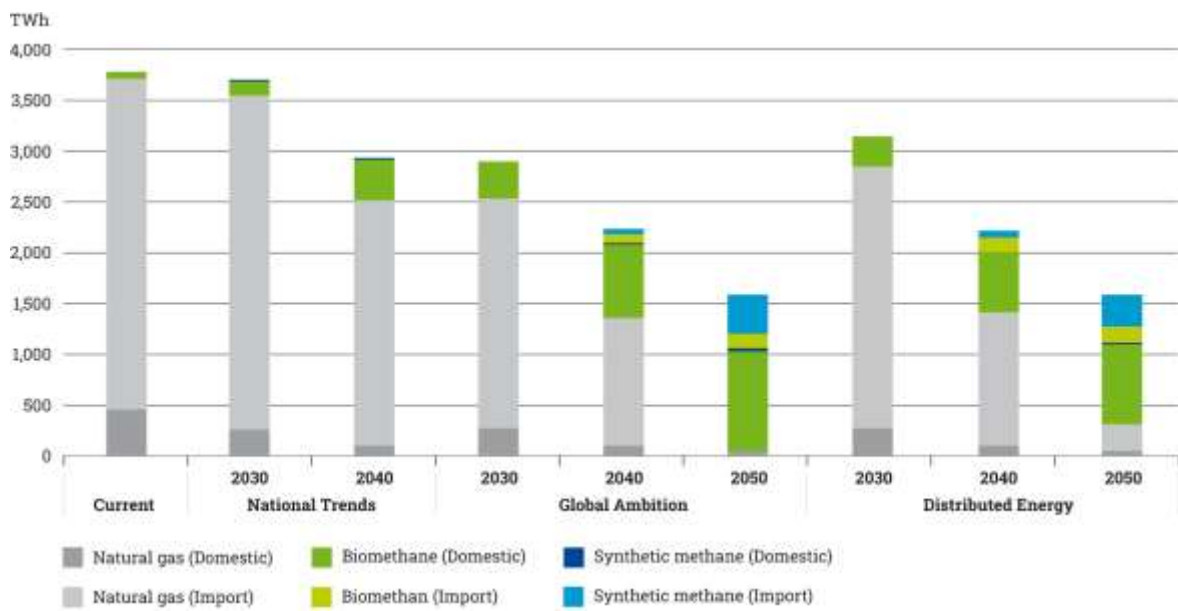
Het Europese energieaanbod decarboniseert met de ontwikkeling van aanzienlijke hernieuwbare capaciteit en energie-efficiëntiemaatregelen, wat leidt tot een scherpe daling van het aardgasaanbod na 2030.



FIGUUR 11: PRIMAIR ENERGIEAANBOD IN DE TWEE COP21-SCENARIO'S (VOOR ENERGETISCH EN NIET-ENERGETISCH GEBRUIK) VOOR EU27 (BRON: SCENARIO REPORT VOOR HET TYNDP 2022)

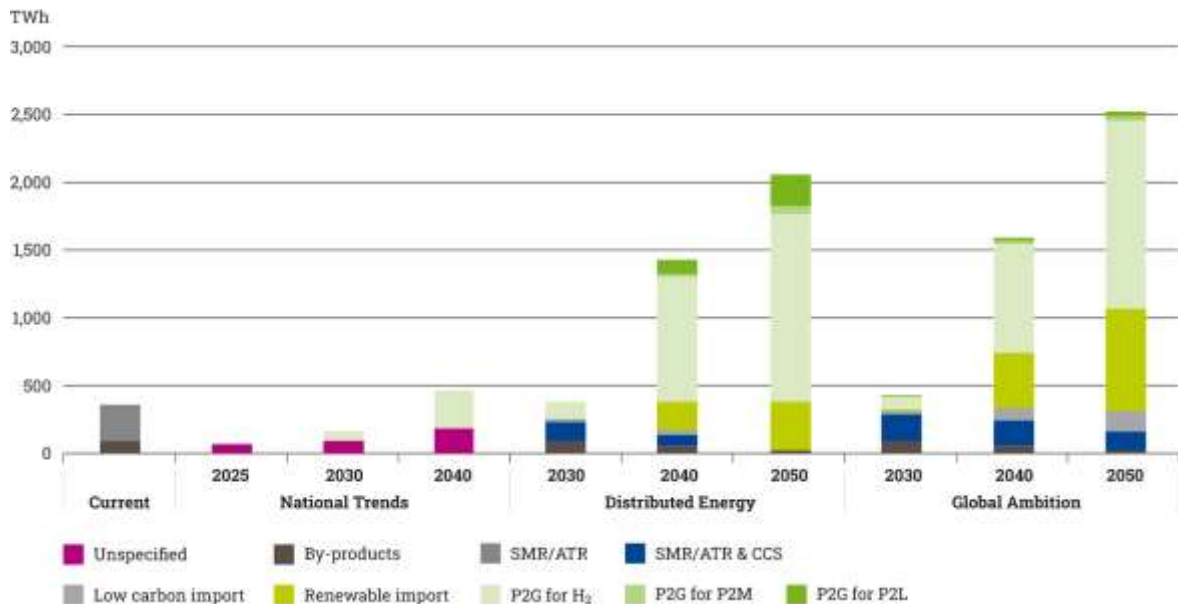
In alle scenario's wordt rekening gehouden met een consistente daling van de conventionele interne aardgasproductie en aardgasinvoer. Biomethaan speelt een belangrijke rol in de decarbonisering van het methaanaanbod terwijl de productie van synthetisch methaan door middel van elektrolyse beperkt blijft.





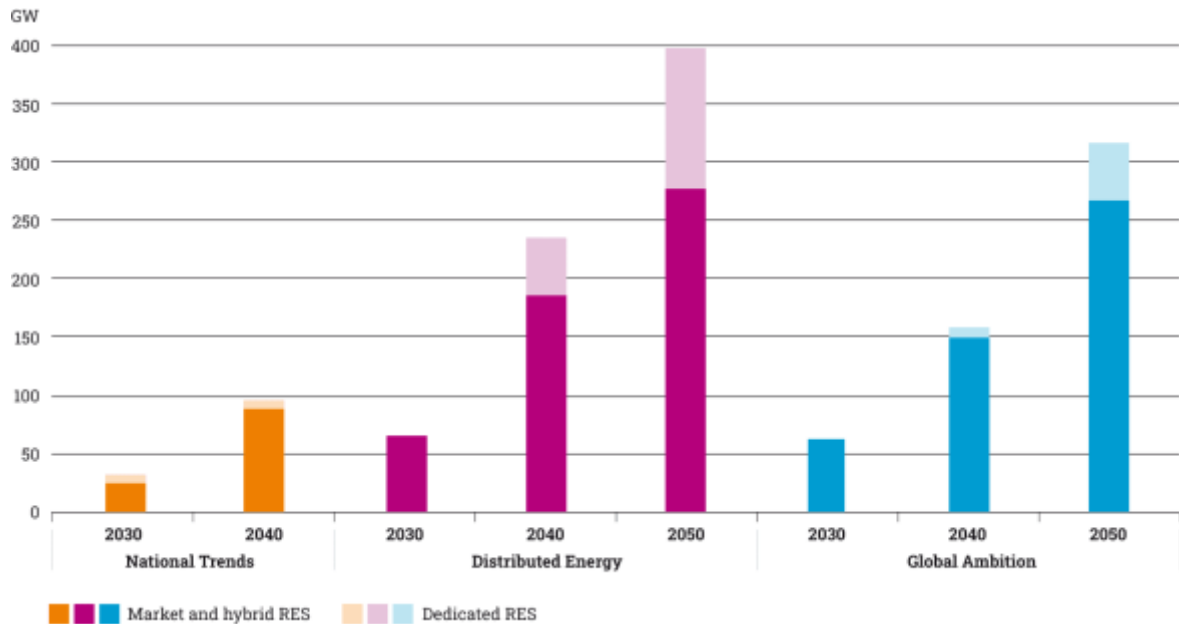
FIGUUR 12: METHAANAANBOD VOOR EU27 (BRON: SCENARIO REPORT VOOR HET TYNDP 2022)

Hoewel het waterstofaanbod van vandaag voornamelijk wordt ingezet als grondstof, zal waterstof naar verwachting de belangrijkste energiedrager worden tegen 2050 met slechts een beperkte rol voor de vraag ernaar als grondstof. De voornaamste drijfveren van deze transformatie van de waterstofmarkt zijn het aanzienlijke EU- en wereldwijde potentieel om waterstof te produceren uit variabele hernieuwbare elektriciteit.



FIGUUR 13: WATERSTOFAANBOD VOOR EU27 (BRON: SCENARIO REPORT VOOR HET TYNDP 2022)

De overwogen interne EU-productie van schone waterstof zal een forse toename vereisen van de geïnstalleerde elektrolysecapaciteit tot 300 à 400 GW in 2050 in combinatie met een aanzienlijke toename van de opwekking van hernieuwbare elektriciteit om te voldoen aan de power-to-gas-vraag.



FIGUUR 14: ELEKTROLYSECAPACITEIT VOOR EU27 (BRON: SCENARIO REPORT VOOR HET TYNDP 2022)

## Regionaal investeringsplan voor aardgas in Noordwest-Europa (GRIP North-West)

In navolging van de vorige Europese verordening werden VNB's gevraagd om de 2 jaar een regionaal investeringsplan voor aardgas (gas regional investment plan – GRIP) te publiceren als aanvulling op het Europese TYNDP van ENTSOG.

In 2022 hebben negen landen (België, Denemarken, Frankrijk, Duitsland, Ierland, Luxemburg, Zweden, Nederland en Tsjechië) meegewerkt aan het opstellen van de vijfde uitgave van het regionale investeringsplan voor aardgas in Noordwest-Europa (GRIP North-West).

De vijfde uitgave van het GRIP North-West draait om de volgende hoofduitdagingen:

- de energietransitie die aan momentum wint en de rol van gasinfrastructuur en groene molecules bij het uitwerken van een systeem en samenleving voor Europa die duurzaam zijn;
- de gas- en energiebevoorradingszekerheid die de afgelopen maanden aanzienlijk meer in de schijnwerpers heeft gestaan, met hieraan verbonden oplossingen om deze bevoorradingszekerheid op Europees niveau te verbeteren;
- de overstap van laagcalorisch aardgas (L-gas) naar hoogcalorisch aardgas (H-gas) in Noordwest-Europa met aanverwante conversie-infrastructuurprojecten.

## Belgische aardgasmarkt

### De aardgasinfrastructuur van Fluxys Belgium en Fluxys LNG



FIGUUR 15: 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-index. 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 Groningengasvelden (NL) is echter vrij uniek, want het bevat tot 14% stikstof. Het heeft een lagere verbrandingswaarde en is niet uitwisselbaar met het H-gas. Het vervoersnet van Fluxys Belgium bestaat daarom uit twee vervoersnetten die gescheiden worden uitgebaat.

### Marktsegmenten

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

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

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

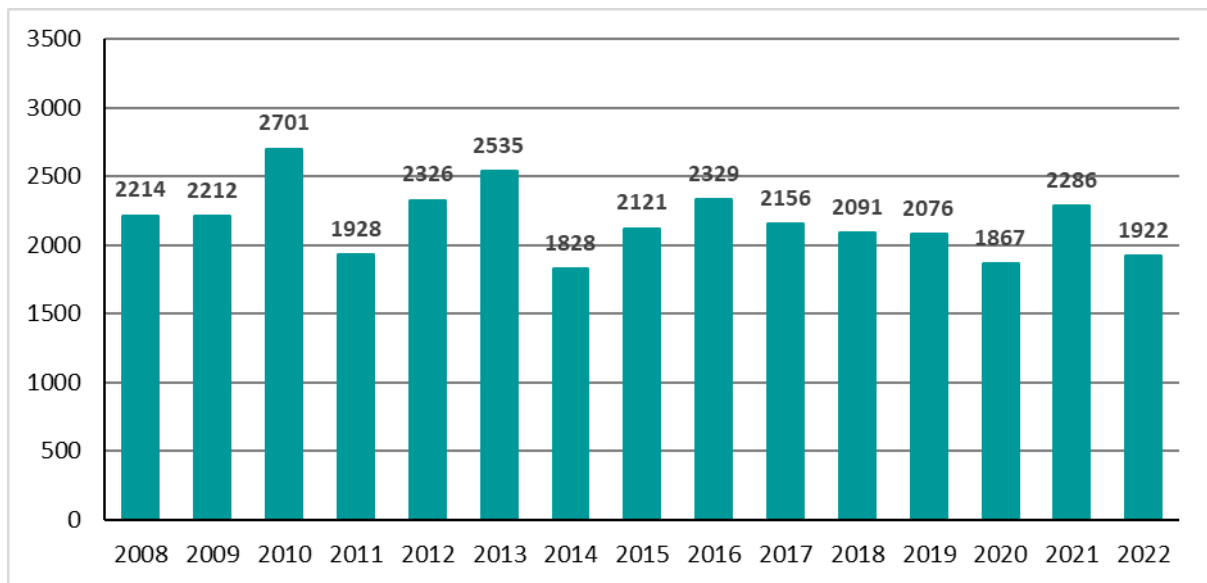
- de **openbare distributie** is sterk afhankelijk van de meteorologische omstandigheden en dus sterk temperatuurgebonden;
- de **industrie** kent een vrij regelmatig afnamepatroon;
- de **elektriciteitscentrales** volgen met een steeds grilliger wordend afnamepatroon de behoeften van de elektriciteitsproducenten. De vraag naar elektriciteit is

weliswaar veel minder temperatuurafhankelijk dan de vraag naar aardgas, maar ook de beschikbaarheid van de andere energiebronnen (nucleair, zon, wind, import/export, enz.) en de prijsparameters (*spark spread* steenkool vs. aardgas) spelen hierbij een grote rol.

## Verbruikstrends in België

### Evolutie van het aantal graaddagen

Het aantal graaddagen zijn een indicatie voor de warmtevraag tijdens een bepaalde periode. Een normaal (referentie)jaar telt 2.252 graaddagen<sup>3</sup>.



FIGUUR 16: GRAADDAGEN (KALENDERJAAR)

### Jaarvolumes voor de Belgische markt

In 2014, het jaar met het laagste totaalaantal graaddagen sinds 1900, daalde het totale Belgische verbruik (14,7 mld. m<sup>3</sup>) aanzienlijk (met 12% ten opzichte van 2013). Sindsdien steeg het totale verbruik opnieuw om in 2019 een totaal van 17,2 mld. m<sup>3</sup> 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 verhogende afname van zowel de elektriciteitscentrales als de industriële eindverbruikers. Het totale verbruik was stabiel in 2020 en 2021, maar door het lage volume aan opgeslagen gasvoorraad in Europa stegen de gasprijzen aan het einde van het jaar. In 2022 kende het jaarverbruik een scherpe daling door de start van de oorlog in Oekraïne, die een groot versterkend effect had op de gasprijzen en op het consumptiegedrag van de eind-consumenten (huishoudelijk en industrieel).

<sup>3</sup> Periode 1991-2020, Synergrid-referentie (kalenderjaar)



FIGUUR 17: EVOLUTIE GEMETEN GASVERBRUIK IN BELGIË (MLD. M<sup>3</sup>/J)

### Openbare distributie

Het verbruik van de openbare distributie is sterk afhankelijk van de temperaturen tijdens het jaar. Zoals reeds vermeld, was 2014 het jaar met het laagste aantal graaddagen, met een lager jaarverbruik als gevolg. 2010 en 2013 hadden koude winters en hetzelfde kan worden gezegd van 2021, dat een koude winterperiode had in februari. Het resultaat van de stijgende gasprijzen in 2022, samen met de oproep van de autoriteiten om het verbruik met 15% te reduceren, was een scherpe daling van het jaarverbruik.

### Industriële eindverbruikers (inclusief warmtekrachtkoppeling)

Sinds de economische crisis van 2008-2009 staakte een aantal grootverbruikers, zoals de autofabrieken van Opel in Antwerpen (eind 2010), de warme staalproductie in Luik (eind 2014) en Ford in Genk (eind 2014) de activiteiten. Sinds het dieptepunt in 2014 is het industriële verbruik met ca. 2,5% per jaar gestegen tot 4,3 miljard m<sup>3</sup> in 2020. De stijging vloeit hoofdzakelijk voort uit nieuwe aansluitingen. 2021 ziet een lichte daling na de stijgende gasprijzen in het laatste kwartaal van het jaar en 2022 ziet een scherpe daling toen de gasprijzen exponentieel stegen.

### Elektriciteitscentrales

De afname van elektriciteitscentrales hangt af van een hele reeks factoren. De hoeveelheid hernieuwbare energie, die een stijgend en opmerkelijk aandeel in de productiemix heeft bereikt, zal zeker een invloed hebben. Het afnamepatroon van de elektriciteitscentrales kan daarbij bovendien grilliger worden omdat de zeer flexibele open-cyclusgasturbines en performante STEG-eenheden frequent worden ingezet om de wisselvallige en onzekere productie van zonne- en windenergie op elk moment te kunnen opvangen. Andere belangrijke factoren zijn de (on)beschikbaarheid van kerncentrales, de vraag van de buurlanden en de energieprijzen.

## Netsimulatiemodel

Voor de vervoersnetten 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.

### Openbare distributie

#### Methodologie

De verbruikspieken worden gedeeltelijk bepaald door de intensiteit van de winter en moeten dus worden geanalyseerd op basis van de opgetekende temperaturen<sup>4</sup>. De standaardwinterperiode die in rekening wordt genomen, loopt van begin november tot eind februari.

#### Evaluatie van de winter 2021-2022

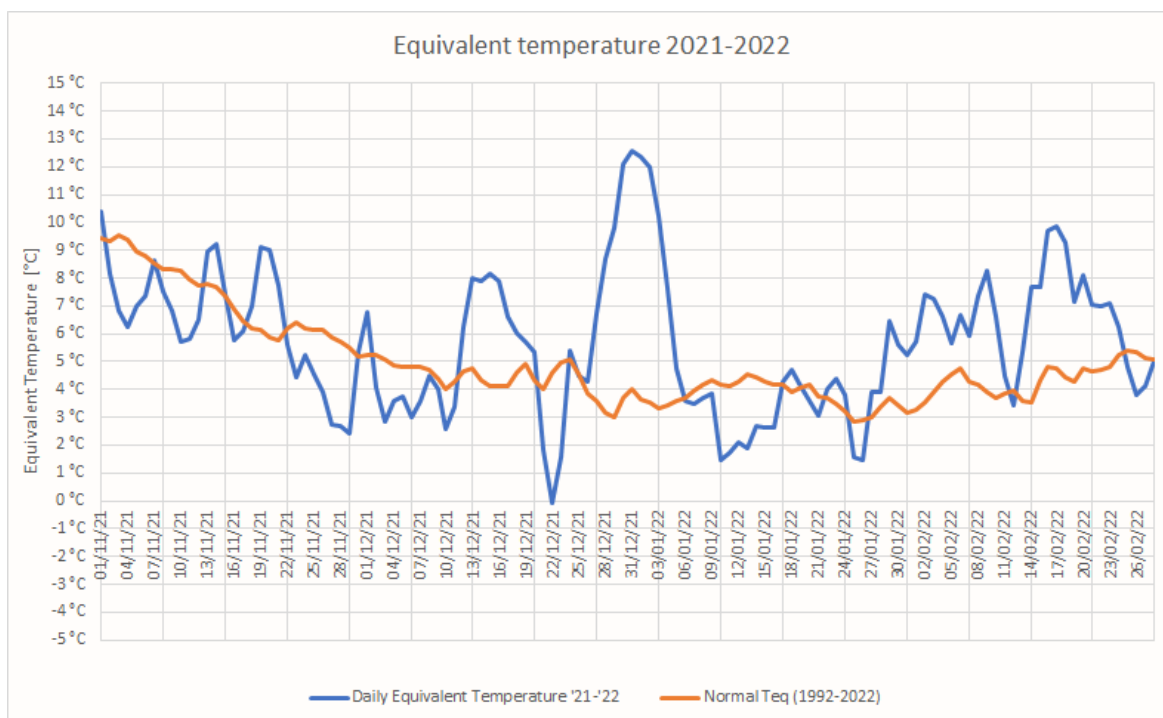
De winterperiode (november 2021 tot en met februari 2022) was met 1.292 graaddagen een vrij zachte winter (de referentiewinter<sup>5</sup> telt 1.400 graaddagen) en is vergelijkbaar met de winter van 2020-2021. Woensdag 22 december 2021 was de koudste dag met een equivalente temperatuur van -0,1°C te Ukkel.

---

<sup>4</sup> Om de thermische inertie van gebouwen te kunnen meerekenen, werd het concept 'equivalente temperatuur' ingevoerd. Die temperatuur wordt berekend als volgt:  $T_{eq,D} = 0.6 \times T_{av,D} + 0.3 \times T_{av,D-1} + 0.1 \times T_{av,D-2}$

<sup>5</sup> Periode 1991-2020 (wintermaanden), bron: Synergrid

<sup>6</sup> De temperatuursgevoeligheid van het elektriciteitsverbruik uit zich in het aantal centrales dat tegelijkertijd in productie gaat. De afname van één individuele productie-eenheid is slechts weinig gecorreleerd met de omgevingstemperatuur.



**FIGUUR 18: TEMPERATUURPROFIEL WINTER 2021-2022**

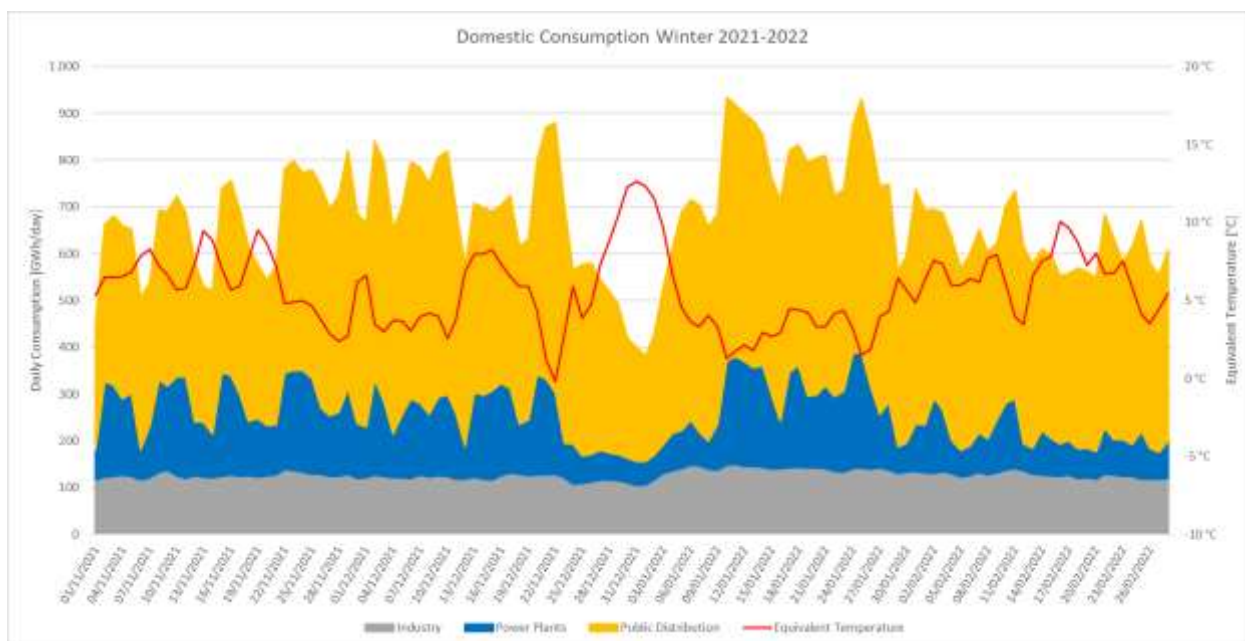
## Elektriciteitscentrales, WKK-eenheden & industriële eindverbruikers

### Methodologie

Omdat de elektriciteitsproductie<sup>6</sup> 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 slechts weinig afhankelijk is van de omgevingstemperatuur, zullen industriële eindverbruikers hun piek niet synchroon afnemen (uitvlakkingseffect). Daarom wordt de absolute piekafname gecorrigeerd met een synchronisatiefactor 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 louter en alleen op basis van de omgevingstemperatuur gebeurt, maar afhangt van diverse externe factoren zoals de beschikbaarheid van hernieuwbare bronnen (zon, wind en water), import/export en technische beschikbaarheid van het overige productiepark.

<sup>6</sup> De temperatuursgevoeligheid van het elektriciteitsverbruik uit zich in het aantal centrales dat tegelijkertijd in productie gaat. De afname van één individuele productie-eenheid is slechts weinig gecorreleerd met de omgevingstemperatuur.



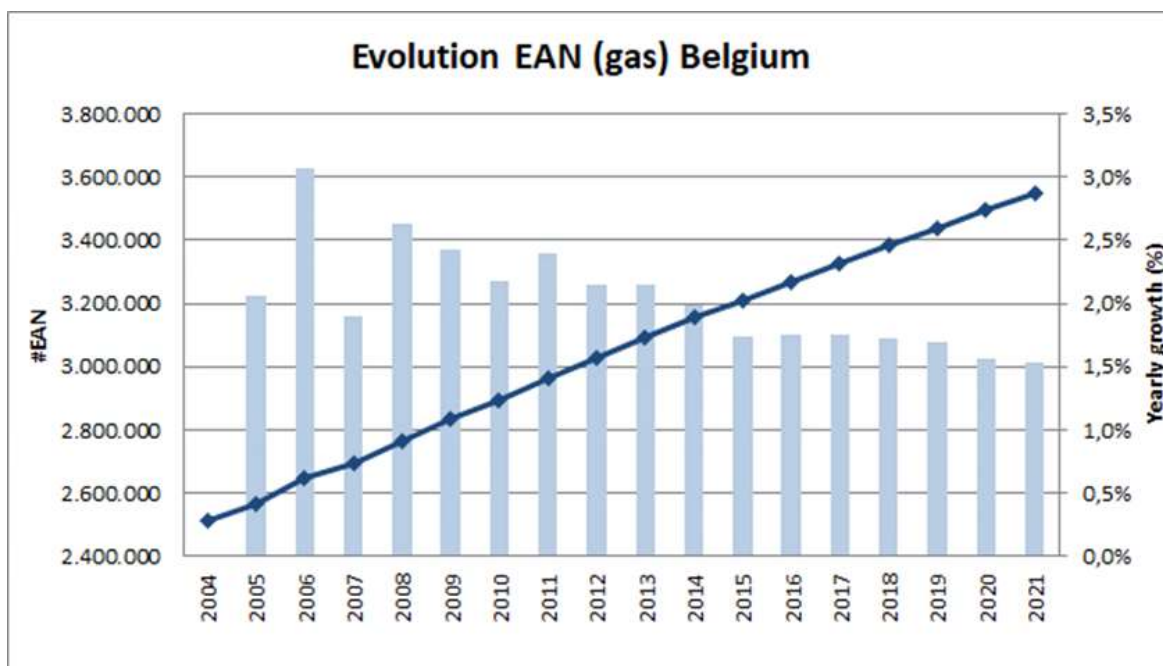


FIGUUR 19: BINNENLANDS VERBRUIK WINTER 2021-2022

## Investeringsbehoeften (interne markt)

### Openbare distributie

Ondanks de gestage groei van het aantal actieve aansluitingen wordt de vraag 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. Maatregelen om de aardgasvraag te verlagen, zijn zelfs versterkt door de oorlog in Oekraïne. Bovendien hebben de stijgende energieprijzen geleid tot een sterke daling van het aardgasverbruik.



FIGUUR 20: GROEI IN EAN (BRON: SYNERGRID)

Door de combinatie van deze erosiefactoren en de evolutie van het potentiële aantal nieuwe aansluitingen op het openbare distributienet is een daling van het aardgasverbruik aannemelijk, hoewel plaatselijke groei in bepaalde regio's niet is uitgesloten.

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.

### 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. Er 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.

### 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 werd de laatste jaren ten gevolge van een gunstige spark spread opnieuw een hogere basislast verzekerd.

Gascentrales hebben het voordeel dat ze snel kunnen worden opgestart en bovendien stoten ze aanzienlijk minder CO<sub>2</sub> uit dan steenkoolcentrales. Deze flexibiliteit is uitermate geschikt om de noodzakelijke back-up voor de variabele elektriciteitsproductie afkomstig van windmolens en zonnepanelen te verzekeren.

De (gedeeltelijke) afbouw van het nucleaire productiepark in België de komende jaren is wettelijk vastgelegd. Dit betekent de nakende afbouw van een aanzienlijk nucleair productievermogen. Naast verhoogde importvoorzieningen en de gestage groei van wind- en zonne-energie zal ook het gasgestookte productiepark verder moeten worden uitgebouwd. Deels ook ter vervanging van bestaande gaseenheden die in de komende jaren het einde van de technische en economische levensduur zullen benaderen. De meest recente technologi standaard biedt ondertussen STEG-eenheden van 800 à 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 vervoersnet onder hoge druk.

In het bijzonder zal het door de regering aangekondigde Capacity Renumeration Mechanism (CRM) aanleiding geven tot de bouw van twee extra STEG-eenheden voor een capaciteit van 1,7 GW tegen 2025.

Terwijl deze nieuwe performante eenheden allicht de basisbelasting zullen verzekeren, kan van de oudere minder performante eenheden worden verwacht dat zij nog een aantal jaren zullen worden ingezet als piekeenheid vooraleer buiten gebruik te worden gesteld. De resulterende hogere synchrone piekcapaciteitsbehoefte uit zich echter niet noodzakelijk in een aanzienlijke evolutie van de jaarlijkse gasvolumes.

## Andere sectoren

### De transportsector

Gecomprimeerd aardgas (CNG) en vloeibaar aardgas (LNG) zijn beide aardgasproducten die uitermate geschikt zijn voor mobiele toepassingen. Bij de verbranding van methaan komt minder CO<sub>2</sub> vrij dan bij de verbranding van de conventionele brandstoffen zoals diesel, benzine en LPG. Ook wat de uitstoot van stofdeeltjes betreft, de reductie van NO<sub>x</sub> (70%) en CO<sub>2</sub> (20%) uitstoot, is aardgas een *schone brandstof*<sup>7</sup>.

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.

Met de toename van de productie van bio methaan worden bio-CNG en bio-LNG aantrekkelijke brandstoffen om het transport koolstofvrij te maken. Bio-LNG kan worden geladen op de LNG-terminal van Zeebrugge.

## Transit aan de Belgische grenzen

### Algemene omschrijving

---

<sup>7</sup> CREG 2018, "Studie met betrekking tot de rentabiliteit van aardgas gebruikt als brandstof (CNG of compressed natural gas) voor auto's"

<sup>8</sup> Dit handelspunt zal binnenkort verdwijnen

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: THE
- Frankrijk: TRF
- Noorwegen
- LNG via Zeebrugge & Duinkerke

Het LNG en het pijpleidinggas dat wordt ingevoerd in België, kon via het net van Fluxys Belgium worden verhandeld op de Belgische gashandelsplaats, die was tot 30/09/2023 onderverdeeld in twee diensten:

- ZTP-P (Zeebrugge Trading Point – Physical Trading Services)<sup>8</sup>
- ZTP-N (Zeebrugge Trading Point – Notional Trading Services), die bestaat uit ZTP (voor het hoogcalorisch netwerk) en ZTPL (voor het laagcalorisch netwerk).

Met als doel het Belgische commerciële model te vereenvoudigen, werden beide diensten op 1/10/2023 samengevoegd tot één enkele notionele ZTP-dienst.

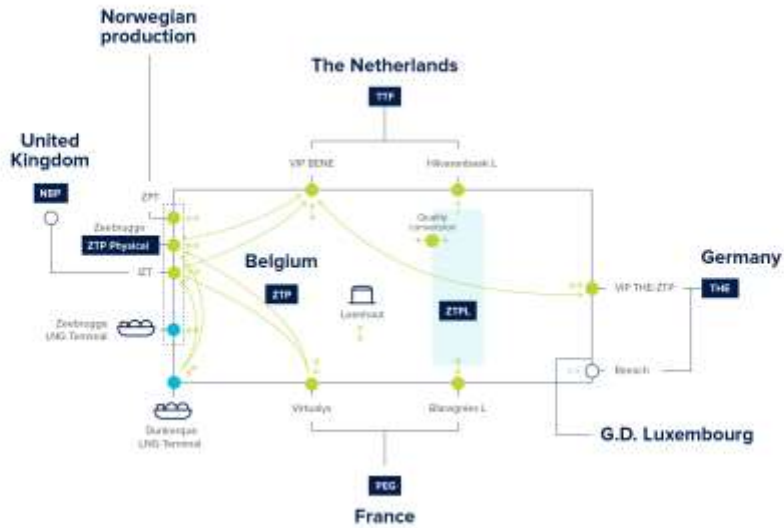
Fysiek wordt het geleverde aardgas verbruikt op de Belgische markt of vervoerd naar de grenzen voor verhandeling op andere gashandelsplaatsen of verbruik op eindverbruikersmarkten in Europa. Hierbij worden verschillende capaciteitsproducten verhandeld:

- **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:**
  - het Zee Platform is een shorthaul service voor vervoer van onbeperkte hoeveelheden aardgas tussen 2 of meer interconnectiepunten in de zone Zeebrugge (IZT, ZPT, ZEE, ZEE LNG terminal).

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.

---

<sup>8</sup> Dit handelspunt zal binnenkort verdwijnen

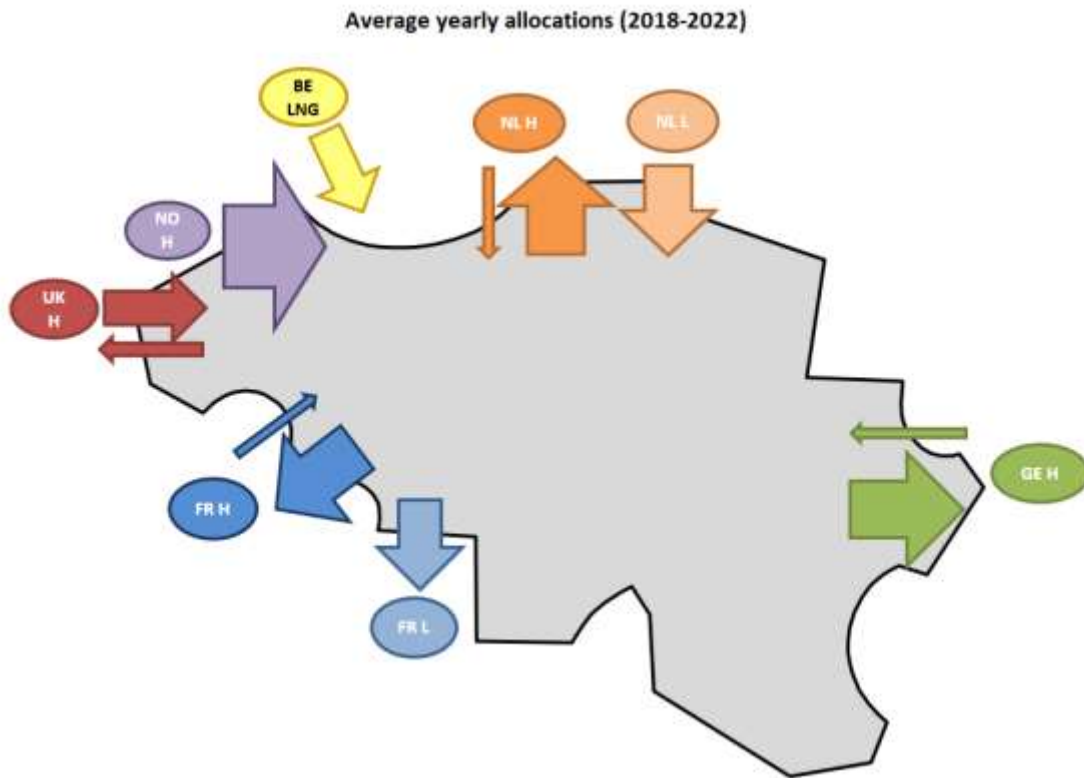


FIGUUR 21: INTERCONNECTIEPUNTEN VAN FLUXYS BELGIUM (SITUATIE 01/01/2023)

Overzicht van de jaarlijkse allocaties op de grenspunten (per land)

Het overzicht in dit hoofdstuk behandelt de periode tot en met 2022.

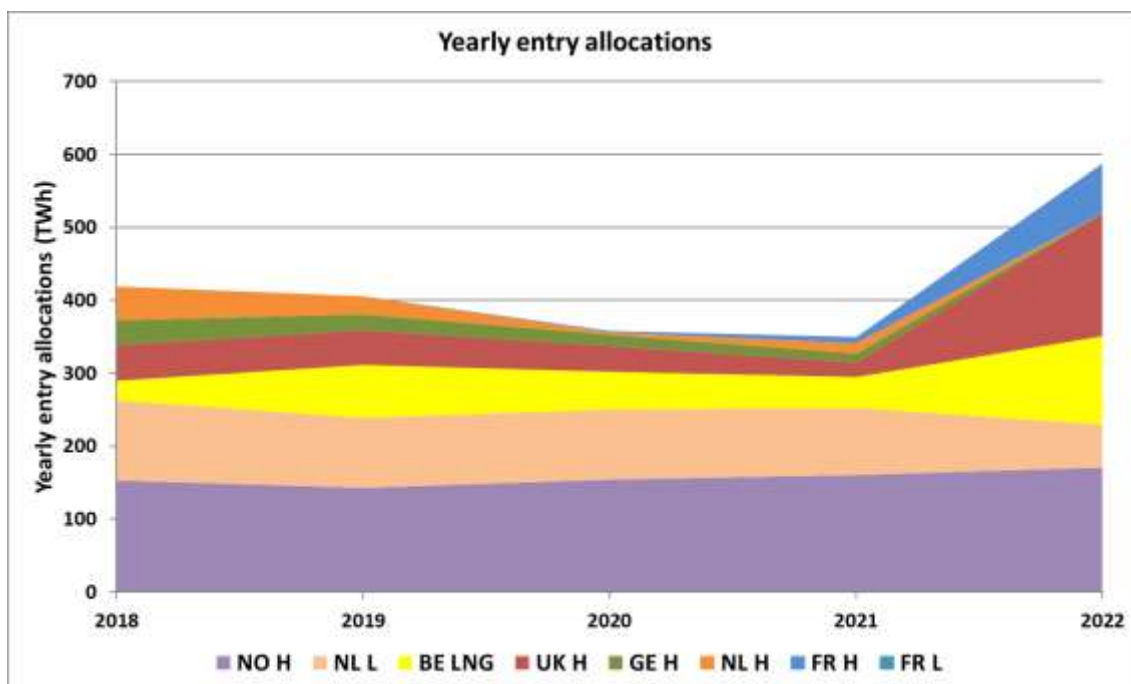
De figuur hieronder toont een overzicht van de gemiddelde volumes (allocaties) die werden in- en uitgevoerd tijdens de periode 2018-2022.



**FIGUUR 22: ALLOCATIES OP DE GRENSPUNTEN 2018-2022**

## Invoer van aardgas

Het totaal van de gasstromen die jaarlijks het net van Fluxys Belgium binnenkomen, ligt gemiddeld op  $\pm 400$  TWh per jaar (periode 2018-2021) met een piek tot 600 TWh in 2022.



FIGUUR 23: JAARLIJKSE ENTRY ALLOCATIES

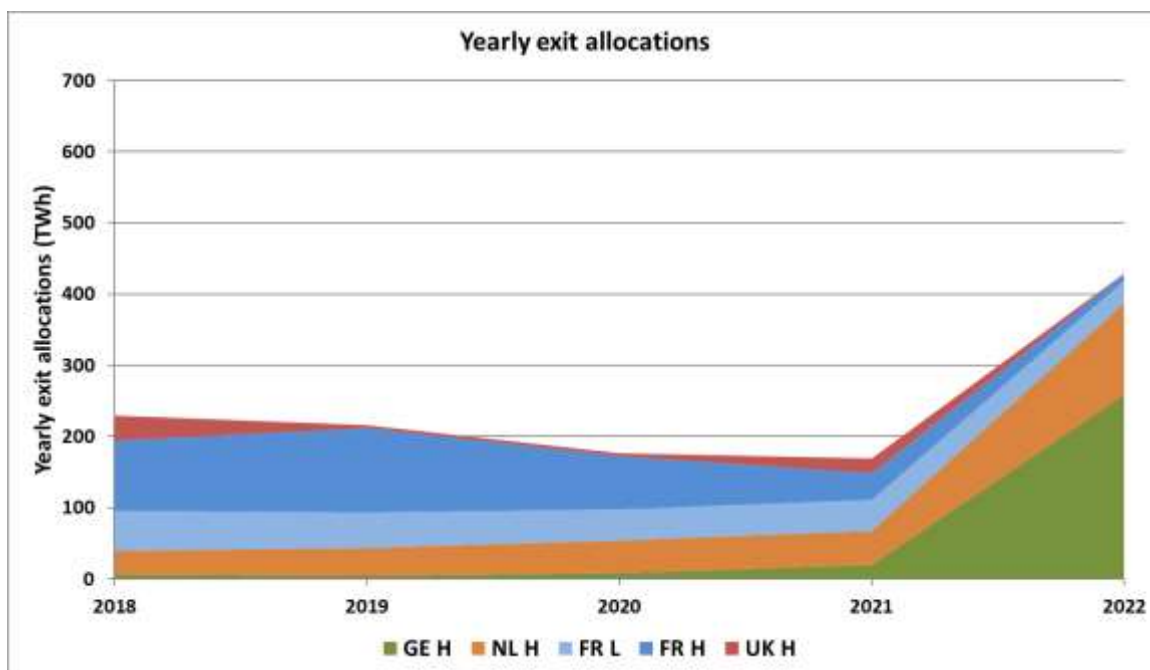
De Zeepipe-leiding is de belangrijkste toegangsweg naar België die Noors gas aanlevert ( $\pm 150$  TWh). De levering van H-gas vanuit Nederland kent sinds 2017 een dalend verloop, met vanaf 2019 uitgesproken lagere hoeveelheden. L-gas vanuit Nederland, dat het land instroomt via het ingangspunt Hilvarenbeek, gaat achteruit door het L/H-conversieproces.

De volumes afkomstig van het Verenigd Koninkrijk kennen een gevarieerd verloop, met een jaarlijkse hoeveelheid tussen  $\pm 25$  en  $\pm 50$  TWh, maar gingen scherp omhoog in 2022 om te voldoen aan de grote behoefte aan aardgas van het Europese vasteland door de verminderde bevoorrading van Russisch gas. De toename van LNG-volumes en – in mindere mate – van bevoorrading vanuit Frankrijk kan ook vanuit die context worden verklaard.

De volumes die worden ingevoerd voor 2021 vanuit Duitsland waren relatief beperkt. Merk op dat de invoer zo goed als volledig uit het (vroegere) Gaspool-marktgebied afkomstig was. Het is geen verrassing dat de bevoorrading vanuit Duitsland is verdwenen in 2022.

## Uitvoer van aardgas

Het totale gasvolume (L- en H-gas) dat wordt vervoerd naar de aangrenzende markten bedraagt ongeveer 200 TWh per jaar (periode 2018-2021) met een dalende tendens sinds 2018. In 2022 zagen we een aanzienlijke piek van meer dan 400 TWh.



FIGUUR 24: JAARLIJKSE EXIT ALLOCATIES

Van dat volume was 50% tot 85% bestemd voor de Franse markt tot 2021. Het aandeel L-gas was vrij stabiel ( $\pm 50$  TWh), terwijl het vervoer van H-gas een dalende trend vertoonde.

De volumes die naar het Verenigd Koninkrijk worden vervoerd, kennen een duidelijke daling sinds 2019, te wijten aan het aflopen van de langetermijncontracten.

De volumes die worden vervoerd naar Duitsland en – in mindere mate – Nederland, zijn scherp aan het stijgen in 2022 door de oorlog in Oekraïne en de aanzienlijke daling van de bevoorrading van Russisch gas.

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

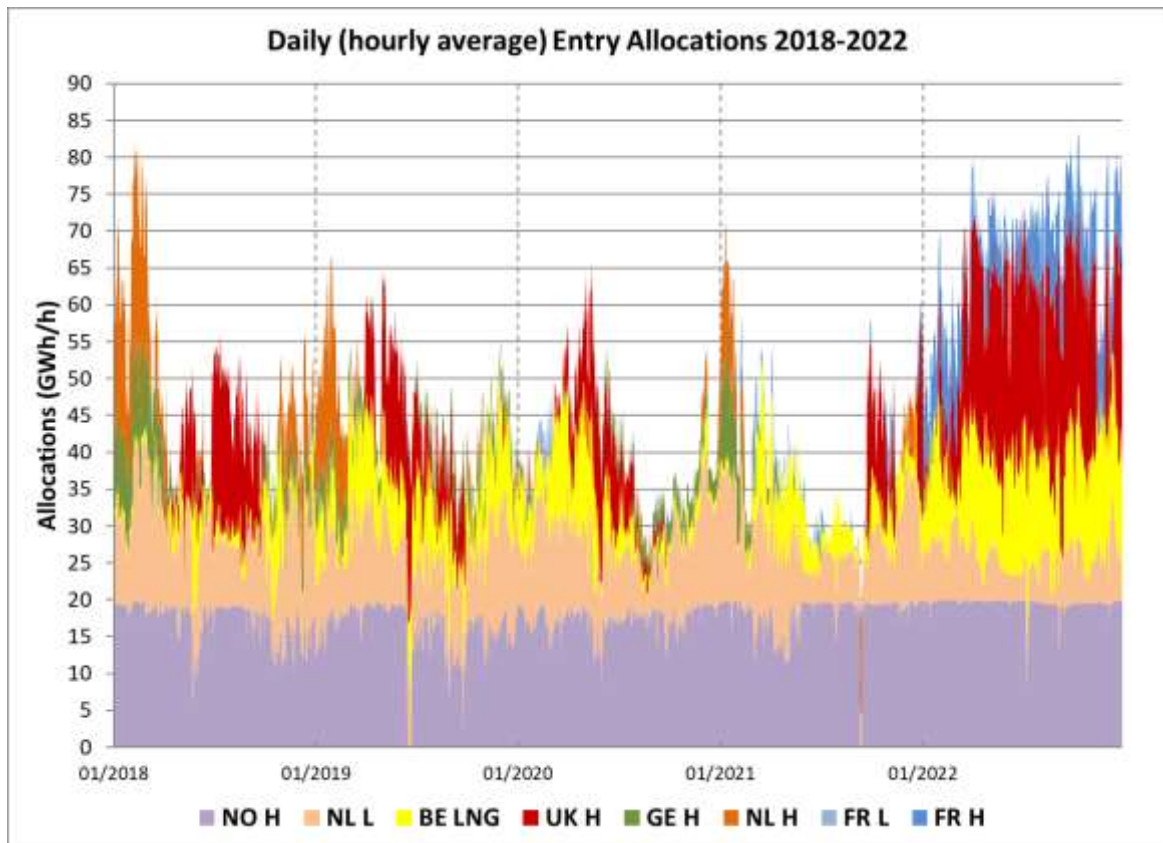
## Verloop van de dagallocaties op de grenspunten

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

### 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 2018-2022). Gemiddeld kwam er tot 2021 ongeveer 40 à 50 GWh/u gas binnen op het netwerk van Fluxys Belgium, met pieken tot meer dan 80 GWh/u. Tijdens 2022 is de totale hoeveelheid gas die binnenkomt, aanzienlijk gestegen, hoewel de piek het maximum van 2018-2021 niet oversteeg.

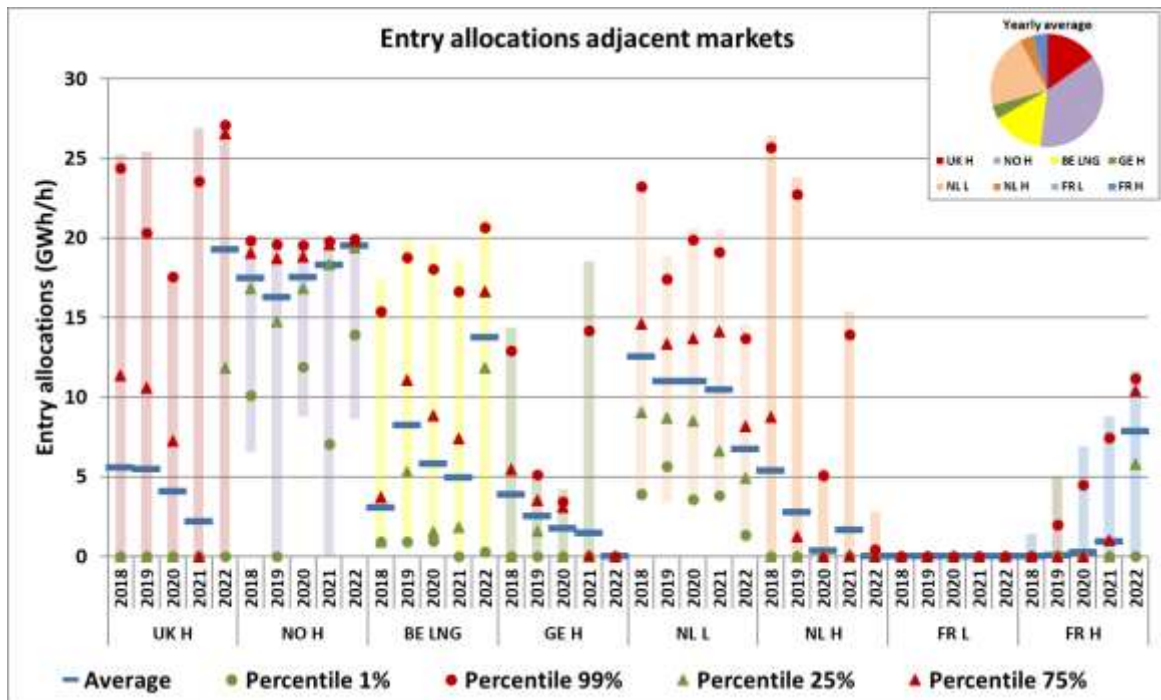




FIGUUR 25: DAGELIJKSE ENTRY ALLOCATIES 2018-2022

De onderstaande grafiek<sup>9</sup> toont details van het geïnjecteerde capaciteitsgebruik (periode 2018-2022).

<sup>9</sup> Bij de opmaak van de grafiek wordt voor elke dag de nettowaarde van de allocaties genomen.



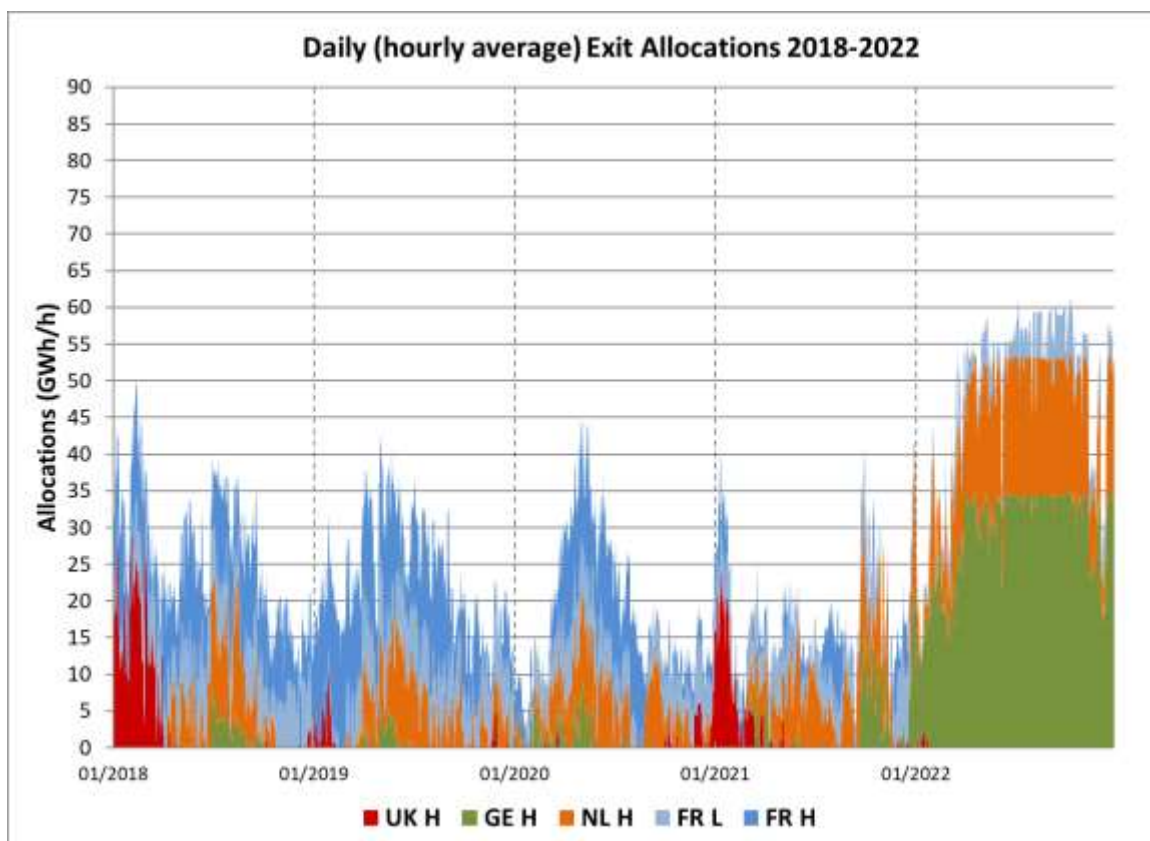
FIGUUR 26: ENTRY ALLOCATIES NABURIGE MARKTEN

De gasstromen die binnenkomen op het netwerk van Fluxys Belgium vanaf de ingangspunten die rechtstreeks zijn verbonden met productiezones (Noorwegen, Nederland L), vertonen de hoogste gemiddelden. De ingangspunten die zijn verbonden met de vervoersnetten van een aangrenzende vervoersnetbeheerder (Nederland H, Verenigd Koninkrijk, Duitsland) vertonen over het algemeen lagere en/of meer variërende gemiddelden (behalve voor 2022, met hoge gemiddelden uit het Verenigd Koninkrijk, LNG en Frankrijk).

De totale invoercapaciteit van het H-gasnetwerk is voldoende om een verhoging van de binnenlandse markt (bijvoorbeeld ten gevolge van de conversie van laag- naar hoogcalorisch gas en de geplande nieuwe elektriciteitscentrales) op te vangen.

#### 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 2018-2022).

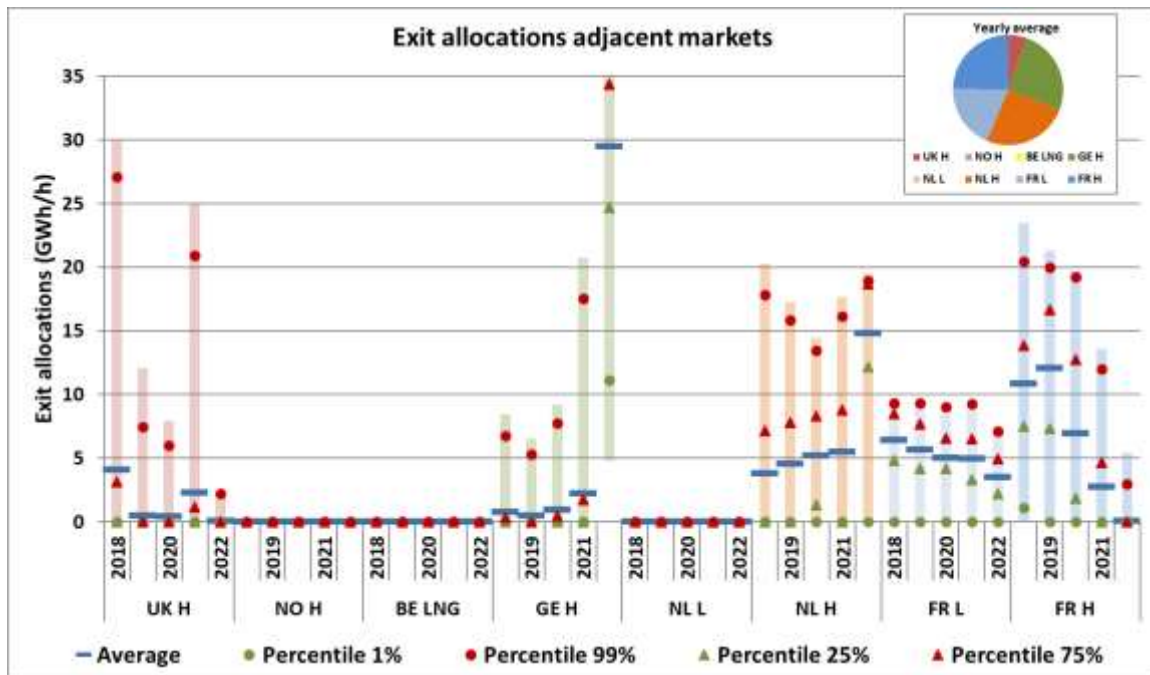


FIGUUR 27: DAGELIJKSE EXIT ALLOCATIES

Het gemiddelde van de simultane dagstromen die het netwerk van Fluxys Belgium verlaten, bedroeg 20 à 30 GWh/u tot 2021. Opvallend zijn de grote transitstromen richting het Verenigd Koninkrijk tijdens de winter van 2017-2018 en 2020-2021. In 2022 werden nieuwe piekstromen, tot wel 65 GWh/u, bereikt. Het Fluxys-netwerk heeft dit maximale vervoer probleemloos opgevangen.

De grafiek<sup>10</sup> hieronder toont een overzicht van het capaciteitsgebruik naar de verschillende marktzones (periode 2018-2022).

<sup>10</sup> Bij de opmaak van de grafiek wordt voor elke dag de nettowaarde van de allocaties genomen.



FIGUUR 28: EXIT ALLOCATIES NABURIGE MARKTEN

Tot 2021 was het gemiddelde van de dagelijkse gastromen naar de Franse markt het hoogst (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). In 2022 zijn de stromen naar Duitsland en Nederland aanzienlijk gestegen terwijl het vervoer naar Frankrijk scherp is afgenomen, vooral voor de H-gasmarkt.

# Evolutie van de binnenlandse vraag en transit

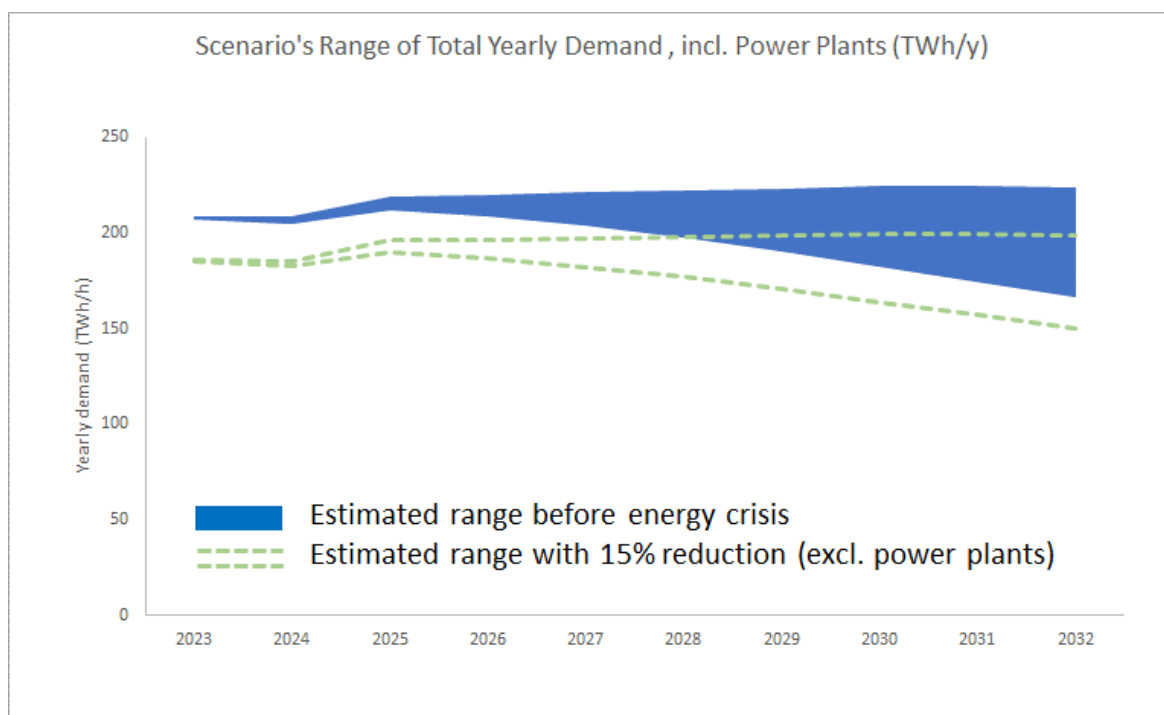
## Binnenlandse vraag

Fluxys Belgium actualiseert de prognoses van het toekomstige aardgasverbruik in jaarcijfers en piekverbruik, zowel voor de openbare distributie als de industriële klanten en elektriciteitscentrales. Die prognoses zijn gebaseerd op een statistische analyse van het historische verbruik, interne analyses van de toekomstige vraag, verschillende (inter)nationale rapporten over de energieconversie, bevragingen van de markt en de laatste adequacy-studies van Elia voor de elektriciteitscentrales.

Deze vooruitzichten worden gebruikt om het vervoersnetwerk te evalueren. Ze worden ook gevraagd door het Europese netwerk van transmissiesysteembeheerders, ENTSOG, in het kader van het tienjarenplan voor netwerkontwikkeling dat om de twee jaar wordt opgesteld op Europees niveau (Ten-Year Network Development Plan – TYNDP).

De verbruiksvooruitzichten worden bestudeerd voor verschillende scenario's. Onderstaande figuur geeft het bereik weer waarbinnen het voorspelde totale jaarlijkse verbruik schommelt voor deze scenario's (gerekend voor jaren met een klimaatgemiddelde temperatuur). Een alternatief verbruiksbereik wordt getoond voor de overige hoge energieprijzen, met een daling van 15% van de vraag van de openbare distributie en de industrie (behalve elektriciteitscentrales).

De stijging in 2025 wordt verwacht op basis van de groei van het aardgasverbruik voor stroomopwekking. Daarna wordt een daling voorzien, waarvan de grootte afhangt van het beschouwde scenario.



FIGUUR 29: PROGNOSE VAN HET JAARLIJKSE AARDGASVERBRUIK (H- EN L-GAS)

Uit simulaties, rekening houdend met de bouw van nieuwe elektriciteitscentrales tegen 2025, blijkt dat de totale ingangscapaciteit van het H-net veel groter blijft dan de piekbehoefte, zelfs na de volledige integratie van het huidige L-net in het H-net. Als we desalniettemin rekening houden met een structureel west-oost stroompatroon (gas komt uitsluitend binnen via de zone Zeebrugge), moet de huidige west-oost as worden versterkt om flexibiliteit te bieden en uiteindelijk te kunnen uitvoeren naar Duitsland, Nederland en Frankrijk.

## Uitvoervooruitzichten (transit)

Naast het bevoorraden van de Belgische markt, wordt het netwerk eveneens gebruikt voor het vervoeren van aardgas naar onze buurlanden.

### Vervoer naar Frankrijk

In het "rapport intégré" van 2021 'GRTgaz, en mouvement'<sup>11</sup> voorspelt GRTgaz een daling van het gasverbruik. Tegen 2030 zakt het gasverbruik met 17% door een combinatie van energie-efficiëntiemaatregelen en de overschakeling naar andere energieën.

In het kader van de conversie van L-gas naar H-gas zal het L-gasvolume dat door Fluxys Belgium naar de Franse markt wordt vervoerd, geleidelijk dalen met een halvering in 2025 en een volledige stop na 2029. Er is momenteel geen behoefte om deze daling te compenseren met een verhoging van de H-transit naar Frankrijk.

### Vervoer naar het Verenigd Koninkrijk

The Gas Ten Year Statement 2022<sup>12</sup> van National Grid beschrijft in vier mogelijke scenario's een trage vermindering tot een meer uitgesproken daling van de gasbehoefte zowel voor het jaarlijkse volume als voor de piekvraag. Tegelijkertijd is er een verdere daling van de nationale productie. Zoals aangegeven in het Gas Winter Outlook 2022/23<sup>13</sup>, blijven gas van nationale productie en gas uit Noorwegen de belangrijke bevoorradingsbronnen van Groot-Brittannië, waarbij LNG, opslag in Groot-Brittannië en de Europese interconnectors flexibele bevoorrading bieden om aan de totale vraag te voldoen. 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.

### Vervoer naar Duitsland

Het Duitse Netzentwicklungsplan 2022-2032 werd uitgesteld door de huidige geopolitieke situatie. De BNetzA heeft de VNB's gevraagd (LNG-)varianten te berekenen, voornamelijk met het oog op de vervanging van de Russische aardgasvolumes.

Op de Belgisch-Duitse grens in Eynatten werden recordvolumes naar Duitsland gemeten sinds het begin van de crisis in Oekraïne door de afnemende stroom uit Rusland. De komende jaren worden aanhoudende hoge stromen verwacht zolang de Russische bevoorrading naar Duitsland niet wordt hersteld, zelfs rekening houdend met de geplande LNG-installaties in Duitsland. Door investeringen in de VTN-leiding in België kunnen de vervoerde volumes zelfs stijgen.

---

<sup>11</sup> <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2022-05/Rapport-integre-GRTgaz.pdf>

<sup>12</sup> <https://www.nationalgrid.com/gas-transmission/document/141321/download>

<sup>13</sup> <https://www.nationalgrid.com/gas-transmission/document/140921/download>



## Vervoer naar Nederland

GTS voorziet in het gepubliceerde investeringsplan 2022-2032<sup>14</sup> drie scenario's met dalende gasvraag. De capaciteit van Groningen en de kleine productievelden zal de komende jaren ook sterk afnemen. Samen met een toenemende doorvoer van Nederland naar Duitsland kan bijkomende uitvoer naar Nederland worden verwacht.

## Invoervooruitzichten

### Invoer vanuit Noorwegen

De invoer vanuit Noorwegen vormt voor Fluxys Belgium de belangrijkste bron van aardgas, die wordt geleverd met een vrij stabiele base load. Er wordt binnenkort geen grotere verandering verwacht in de aangevoerde hoeveelheden.

### Invoer uit LNG

Het is duidelijk dat LNG een sleutelrol zal spelen in de bevoorradingszekerheid van de Europese landen. Met de oorlog in Oekraïne werd een scherpe toename van de invoer van vloeibaar aardgas (LNG) waargenomen, vooral vanuit de VS. De LNG-terminal van Fluxys in Zeebrugge heeft al een capaciteit van 22 GWh/u en een uitbreiding staat de komende jaren gepland met als doel grote volumes LNG te kunnen ontvangen.

### 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 in Frankrijk. Er is een tendens merkbaar naar hogere volumes die vanuit Alveringem naar België worden vervoerd, zeker sinds de start van de oorlog in Oekraïne. Ook hier zal de plaats van LNG in de bevoorrading van Europa bepalend zijn voor de verdere evolutie van het ingangspunt.

### Invoer vanuit het Verenigd Koninkrijk

De invoer vanuit het Verenigd Koninkrijk (via de Interconnector) varieert sterk naargelang van de globale vraag/aanbod-balans in het land en is sterk onderhevig aan de marktwerking in Europa. Zoals aangegeven in het Gas Winter Outlook 2022/23<sup>15</sup>, hebben we de laatste maanden recordniveaus gezien van uitvoer via de interconnectors naar het Europese vasteland. De gestegen gasuitvoer van Groot-Brittannië naar Europa is voornamelijk toe te schrijven aan de impact van de verminderde gasstromen uit Rusland in combinatie met de doelstelling van Europa om opslagvoorraden te hebben aan 90% van de volle capaciteit tegen 1 november. De toekomstige benuttingsgraad is moeilijk te voorspellen, maar er wordt verwacht dat de balanceringsfunctie tussen de markten belangrijk blijft en dat het piekgebruik behouden blijft.

### Invoer vanuit Duitsland

De invoercapaciteit vanuit Duitsland zal hetzelfde blijven, hoewel grote volumes niet worden verwacht als de Russische bevoorrading naar Duitsland zeer laag blijft.

### Invoer vanuit Nederland

In het kader van de L/H-conversie, die eind 2024 hoort te zijn afgerond in België, zal de invoer van L-gas geleidelijk afnemen. Desalniettemin zal L-gas blijven worden doorgevoerd tot de L/H-conversie rond is in Frankrijk.

---

<sup>14</sup> <https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/investeringsplan/investeringsplan-2022>

<sup>15</sup> <https://www.nationalgrid.com/gas-transmission/document/140921/download>

De invoer van H-gas is sterk afhankelijk van de marktwerking, maar een daling van de jaarhoeveelheden kan worden verwacht.



# L- naar H-gasconversie

## Inleiding

De uitvoer van L-gas van Nederland naar België, Frankrijk en Duitsland zal in 2030 worden stopgezet. Om de bevoorradingszekerheid te garanderen, hebben België, Frankrijk en Duitsland beslist over te stappen van L- op H-gas. De twee redenen hiervoor zijn dat H-gas overvloedig beschikbaar is en de bestaande vervoersnetten voor L-gas kunnen worden hergebruikt voor H-gas of nieuwe gassen.

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. Ondanks de oorlog in Oekraïne is het de bedoeling de productie voor het gasjaar 2022-2023 te verlagen tot 2,8 mld. m<sup>3</sup>. De Nederlandse overheid beoordeelt nog of de productie van Groningen nog nodig is vanaf de winter van 2023-2024. De productievestiging zal echter actief blijven in geval van nood (back-up) zoals bijvoorbeeld een strenge winterprik of een defect op een stikstofinjectievestiging. De totale stopzetting van de productie hangt af van de evolutie van de geopolitieke situatie en wordt momenteel overwogen voor het gasjaar 2023-2024 (ten laatste GJ 2024-2025).

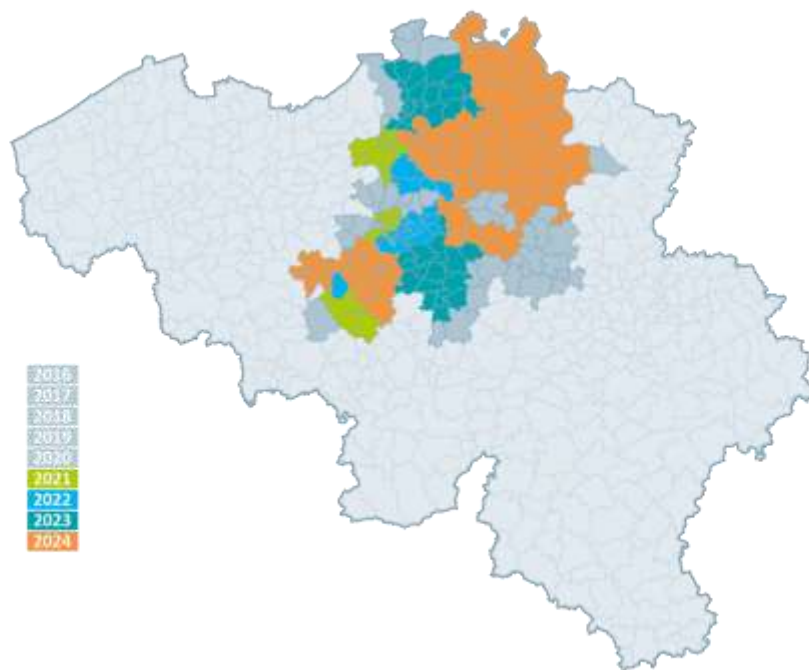
Op verzoek van de Belgische overheid werd een indicatieve conversieplanning uitgewerkt door Synergrid<sup>16</sup>. Die indicatieve planning is gebaseerd op de maximale herbestemming van de bestaande infrastructuur voor L-gas in België, met als doel investeringen te vermijden die enkel nodig zouden zijn gedurende de overgangperiode.

## 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. Deze planning werd in december 2021 bevestigd door de raad van bestuur van Synergrid en dient derhalve als werkbasis van de netbeheerders tot de volledige overschakeling van de Belgische binnenlandse markt.

---

<sup>16</sup> 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.

## 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 distributienetbeheerders en de industriële klanten met H-gas te bevoorraden.

Sommige delen van het net worden aangepast, in het bijzonder tussen de grote vervoersassen van L- en H-gas die worden geëxploiteerd op verschillende drukniveaus (voornamelijk de verbinding tussen VTN<sup>17</sup> en Dorsales<sup>18</sup>).

Het behoud van de vervoerscapaciteit naar de L-gasmarkten die nog niet zijn geconverteerd, vormt een aanzienlijke beperking, vermits de exportcapaciteit van L-gas naar Frankrijk gegarandeerd moet blijven. Omdat de Dorsales de verbinding vormen tussen het enige uitgangspunt in Blaregnies voor L-gas naar Frankrijk en het enige ingangspunt in Hilvarenbeek/Poppel, zal één van beide dorsales op L-gas moeten worden behouden tot 2029 wanneer de conversie van de Franse markt is afgerond.

Het conversieproces van de Belgische markt kan zich dus enkel voltrekken door progressief H-gas te injecteren in de tweede dorsale, voornamelijk via een verbinding in

<sup>17</sup> Grote vervoersas van H-gas tussen Zeebrugge en de Duitse grens.

<sup>18</sup> De leidingen die L-gas vervoeren van Hilvarenbeek naar het zuiden worden "dorsales" genoemd.

Winksele, op het kruispunt tussen de grote as Zeebrugge-Eynatten en de dorsales, in het midden van de te converteren L-markt. Het conversieproces wordt uitgevoerd van zuid naar noord en daarbij dringt het H-gas geleidelijk L-gas terug tot aan het interconnectiepunt Hilvarenbeek/Poppel.

## Aanpassingen aan het netwerk van Fluxys Belgium

### Conversies uitgevoerd sinds 2016

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

De conversiefase 2021 werd uitgevoerd begin juli 2021 met de migratie van ongeveer 200.000 aansluitingen, waarvan een groot deel in het noorden van Brussel.

### Ten zuiden van de as Zeebrugge-Eynatten

Het station van Winksele werd aangepast om de VTN aan te sluiten op de vervoersnetten die het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en de dorsales bevoorraden. De conversie van het Brussels Hoofdstedelijk Gewest en een deel van zijn omstreken werd al voltooid in 2022. De andere regio's ten zuiden van de as Zeebrugge-Eynatten die door de dorsales worden bevoorrad, zullen tegen juni 2024 worden geconverteerd.

### Volgende stappen

#### 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 toegangspunt van L-gas van Hilvarenbeek, tegen het najaar van 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 (noordelijke deel). In het noorden zullen de twee mengstations van Lillo en Loenhout worden herbestemd als normale drukreducerstations zodat er H-gas van de opslagplaats van Loenhout naar de regio Antwerpen en Brussel kan stromen in de winter.

## Ingangscapaciteit voor de nieuwe H-markt

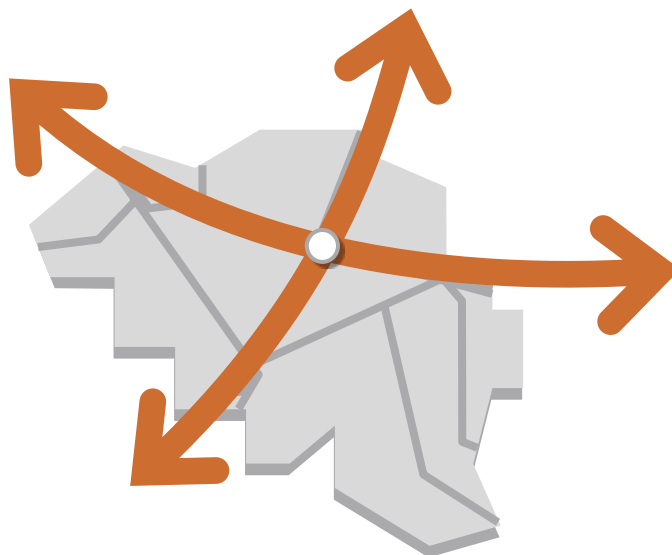
### Conversieperiode

De betrokken L-gasklanten moeten bij elke stap van de conversie met H-gas worden bevoorrad. Aangezien het toegangspunt Hilvarenbeek/Poppel momenteel uitsluitend in L-gas voorziet, moeten de gasvervoerders/-leveranciers van die nieuwe H-gasklanten over ingangscapaciteit kunnen beschikken op een ander toegangspunt (H-gas) van het netwerk van Fluxys Belgium.

Uit de huidige evaluaties van Fluxys Belgium kan worden besloten dat de ingangscapaciteit voor H-gas volstaat om de capaciteitsbehoeften van de 'nieuwe Belgische binnenlandse markt' voor H-gas op te vangen. Grotere toekomstige stromen van west naar oost hielden al sterk verband met de vervanging van L-gas in Frankrijk en Duitsland of Nederland. In de huidige geopolitieke context wordt een zeer hoog toekomstig debiet verwacht naar de Duitse markt. Daarom werden deze evaluaties herzien met als besluit dat, hoewel er voldoende ingangscapaciteit is, de vervoerscapaciteit van west naar oost moet worden verhoogd, voornamelijk om knelpunten in de zone Zeebrugge weg te werken. Hiervoor moet de tweede VTN-leiding tussen Desteldonk en Opwijk in een eerste fase worden voltooid waarvan de indienststelling momenteel staat gepland tegen eind 2023.

### 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 netwerk van Fluxys Belgium een grote rol spelen bij de vervanging van L-gas in Frankrijk en Duitsland na de conversie.



**FIGUUR 31: MOGELIJKE BIJDRAGE VAN HET NET VAN FLUXYS BELGIUM VOOR H-GAS IN EUROPA (BRON: FLUXYS BELGIUM)**

## 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 te kunnen starten, die werden uitgevoerd sinds 2020;
- aanpassingen van een aantal drukreducerstations voor de optimale werking van de H-gasmarkt na conversie, d.i. de twee mengstations van Lillo en Loenhout;
- 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 die ook zijn uitgevoerd.

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.

## LNG-ontwikkelingen

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

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

De bindende marktbevraging van november 2020 was ook een succes. Op 15 februari 2021 heeft Fluxys LNG dus de investeringsbeslissing genomen de hervergassingscapaciteit uit te breiden. Deze uitbreiding bedraagt 8,2 GWh/u vanaf 2024 en wordt verhoogd naar 10,2 GWh/u vanaf 2026.

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



**FIGUUR 32: LNG-TERMINAL VAN ZEEBRUGGE**

Gezien het succes van de activiteiten voor het laden van LNG-trucks, grotendeels te danken aan de snelgroeïende vloot vrachtwagens op LNG, heeft Fluxys Belgium daarnaast besloten 4 extra laadstations voor vrachtwagens te bouwen. Hoewel sinds 2017 gemiddeld 1.450 vrachtwagens per jaar zijn geladen, zal dit cijfer immers stijgen tot 6.000 laadbeurten in 2021. Dit zit bijna aan de maximumcapaciteit van 8.000.

Die vier nieuwe laadstations horen in 2024 operationeel te zijn.

Tot slot moet hierbij worden vermeld dat de LNG-terminal van Zeebrugge sinds 2020 de eerste is in Europa die officieel is gecertificeerd om bio-LNG beschikbaar te maken. Bio-

LNG is koolstofneutraal en biedt zowel vrachtvervoersbedrijven als rederijen de mogelijkheid de stap naar volledige decarbonisering te zetten.

# Biomethaanontwikkelingen

## Biomethaan vandaag

Biogas wordt geproduceerd uit organische materie en is CO<sub>2</sub>-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 kan worden beïnvloed, evenals de verlaging van de uitstoot van broeikasgassen.

Een studie van de Green Gas Platform (initiatieve van Gas.be, Valbiom en Biogas-e) heeft aangetoond dat een realistisch productiepotentieel tegen 2030 15,6 TWh bedraagt<sup>19</sup>. Dat stemt overeen met ongeveer 8% van de hoeveelheid aardgas verbruikt in België in 2019.

Gas.be heeft een nieuwe studie gelanceerd om het extra potentieel te evalueren dat wordt geboden door het opnemen van andere productietechnieken dan anaerobe vergisting zoals pyrovergassing. Resultaten worden verwacht in 4/2024.



FIGUUR 33: PRODUCTIE VAN BIOMETHAAN

## 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

---

<sup>19</sup> "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>



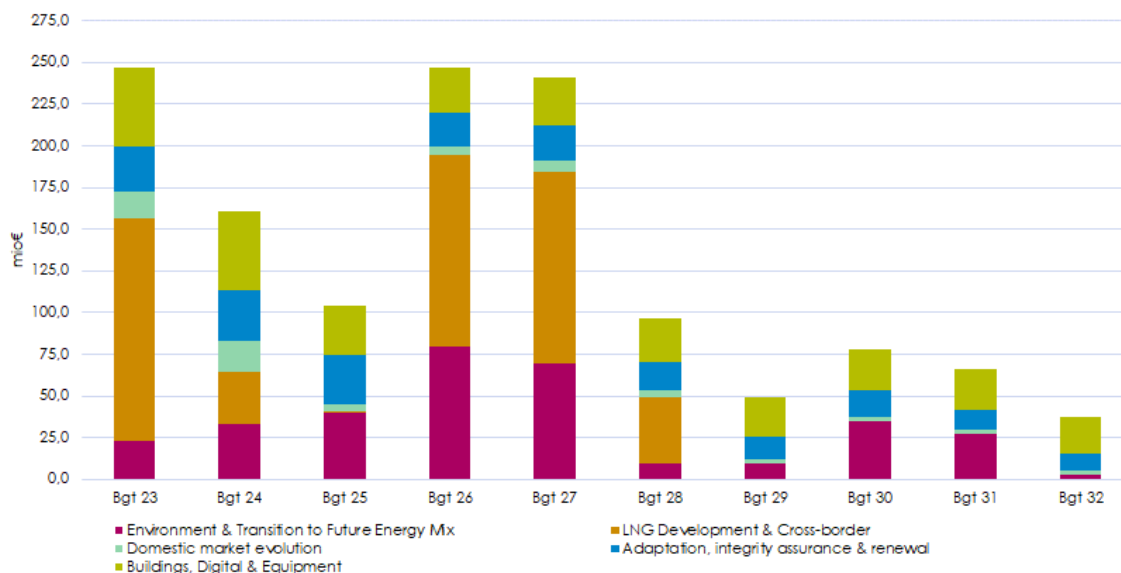
maatschappij hieruit milieuvoordelen kan halen: landbouwsector, burgers, ondernemingen en overheidsinstanties.

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 2023 zijn er 7 installaties die bio-methaan in het distributienet invoeren.

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. Meerdere projecten worden momenteel onderzocht. De eerste die eind 2024 in het vervoersnet van Fluxys Belgium zal injecteren, is Green Logix in Lommel.

## Indicatieve investeringen tegen 2032

De geplande investeringen door Fluxys Belgium en Fluxys LNG tijdens de periode 2023-2032 bedragen **€ 1.327 miljoen<sup>20</sup>**.



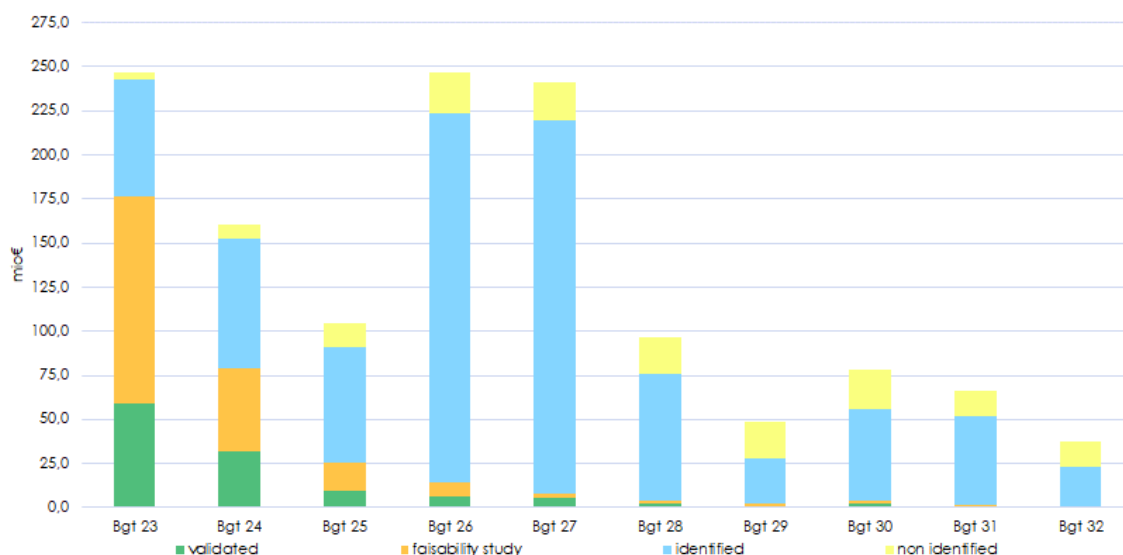
De vijf domeinen waarin zal worden geïnvesteerd, zijn de volgende:

- **milieu en overgang naar een toekomstige energiemix:** € 329 miljoen
- aanpassingen aan het net voor het behoud van de integriteit en **vernieuwingen:** € 197 miljoen
- aanpassingen aan het net in functie van de evolutie van de behoeften van de **eindverbruikers:** € 65 miljoen
- **LNG-initiatieven en grensoverschrijdende projecten:** € 434 miljoen
- **andere** investeringen [gebouwen, ICT, enz.]: € 302 miljoen

De investeringen van de afgelopen jaren hebben ervoor gezorgd dat het Belgische gasnet voldoende is gedimensioneerd, over een aanzienlijke ingangscapaciteit beschikt (> 10 miljoen m<sup>3</sup>(n)/u), en bidirectioneel en goed vermaasd is met andere gasvervoernetten in Noordwest-Europa.

De gevalideerde projecten vertegenwoordigen € 243 miljoen of 18% van het totale bedrag. Dat zijn projecten waarvan de uitvoering is gepland in de nabije toekomst (2023-2025). Voor het grootste deel van de toegewezen bedragen zijn de projecten geïdentificeerd, maar werd er nog geen beslissing genomen (€ 922 miljoen). Verder zijn er in jaarlijkse bedragen voorzien voor behoeften die nog niet precies zijn omschreven, voor een totaal van € 162 miljoen.

<sup>20</sup> In constante EUR



Het totaalbedrag van het plan stijgt in vergelijking met de vorige versie van het investeringsplan (€ 726 miljoen voor de periode 2022-2031).

De vermelde bedragen zijn indicatief en kunnen veranderen afhankelijk van het al dan niet ontvangen van de definitieve goedkeuring van de betrokken projecten, van veranderingen aan de geplande technische oplossingen en de marktomstandigheden.

## Milieu en overgang naar een toekomstige energiemix

Vooropgesteld bedrag: € 329 miljoen

Deze categorie van investeringen omvat alle geplande projecten om de milieu-impact van de activiteiten van Fluxys Belgium en Fluxys LNG (met name de koolstofvoetafdruk) te verlagen en de ontwikkelingen van het net om de energiedragers van de toekomst te vervoeren. Hieronder vallen ook de plannen om de uitstoot te verminderen op de LNG-terminal van Zeebrugge en de opslaginstallatie van Loenhout.

## Aanpassing, verzekering van integriteit & vernieuwing

Vooropgesteld bedrag: € 197 miljoen

Deze categorie van investeringen betreft de vernieuwing en aanpassingen van de infrastructuur om de integriteit van het net en de installaties te garanderen, waaronder de LNG-terminal van Zeebrugge en de opslaginstallatie van Loenhout. Dit bedrag dekt ook de vernieuwing van afsluiters en installaties, de L/H-conversie en de herstructurering van de leidingen.

## Evolutie van de behoefte van de eindverbruikers

Vooropgesteld bedrag: € 65 miljoen

Dit bedrag omvat de investeringen die o.a. nodig zijn voor de aanpassing van de capaciteit voor de eindgebruikers, voornamelijk wijzigingen van de geografische spreiding van de piekvraag voor de openbare distributie en industriële aansluitingen. Hierbij hoort ook de aansluiting van twee nieuwe gascentrales op het net.

## LNG-initiatieven en grensoverschrijdende projecten

Vooropgesteld bedrag: € 434 miljoen

Dit investeringssegment bestaat uit twee projecten: het verhogen van de hervergassingscapaciteit van de terminal van Zeebrugge, en de nieuwe truck loading bays voor LNG-trucks om nog beter te kunnen voldoen aan de stijgende vraag. Hieronder wordt ook de versterking van het leidingnet gerekend die nodig is vanwege het veranderde stroompatroon door de geopolitieke situatie.

## Andere

Vooropgesteld bedrag: € 302 miljoen

Dit bedrag omvat de investeringen die 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 CO<sub>2</sub>-vervoersnetten

## Context

### Europees energie- en klimaatbeleid

Met de "**Green Deal**"<sup>21</sup> aangenomen door het Europees 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**<sup>22</sup> ("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 voor de energiebevoorrading alsook de mogelijkheid om energie horizontaal 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**<sup>23</sup> ("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 koolstofarme 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:

- 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

---

<sup>21</sup> Europese Commissie, De Europese Green Deal, COM(2019) 640, december 2019

<sup>22</sup> Europese Commissie, Energie voor een klimaatneutrale economie: een EU-strategie voor een geïntegreerd energiesysteem, COM(2020) 299, juli 2020

<sup>23</sup> Europese Commissie, Een waterstofstrategie voor een klimaatneutraal Europa, COM(2020) 301, juli 2020



- 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 voor Europa na COVID-19**<sup>24</sup> 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.

Op 18 mei heeft de Europese Commissie het REPowerEU-plan voorgesteld met als doel de afhankelijkheid van Russisch gas te verminderen vóór 2030. Dit plan bestaat uit drie hoofddassen: de aardgasbronnen diversifiëren, het interne verbruik verlagen en de energietransitie versnellen.

## 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 in grote hoeveelheden en tegen de laagste kosten:** 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 en flexibiliteit:** vandaag heeft Europa veel gasopslagcapaciteit. Die opslag kan in de toekomst worden gebruikt voor de opslag van molecules geproduceerd uit hernieuwbare energie.
- **Vervoer van CO<sub>2</sub>:** 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 CO<sub>2</sub> nodig, waarbij CO<sub>2</sub>-vervoersinfrastructuur nodig is om het opgevangen CO<sub>2</sub> te vervoeren naar de plaatsen waar het zal worden hergebruikt (Carbon Capture and Use - CCU) of opgeslagen (Capture Capture and Storage – CCS).

## 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 scenario<sup>25</sup>. Die hoeveelheden kunnen in België worden geproduceerd door elektrolyse van water, waardoor de

<sup>24</sup> NextGenerationEU, Europese Commissie, mei 2020

<sup>25</sup> Federaal Planbureau, "Fuel for the Future - More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050", oktober 2020

waterstof groen wordt, op voorwaarde dat de gebruikte elektriciteit uit hernieuwbare bronnen afkomstig is.

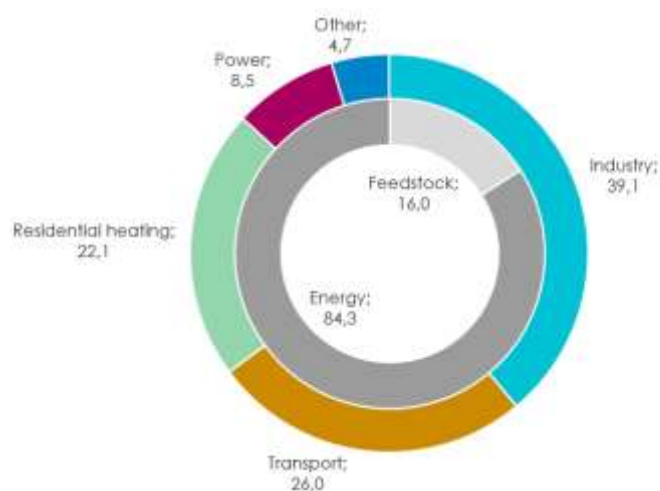
De bestaande gasvervoersinfrastructuur kan worden gebruikt om de opkomst van waterstof als energiedrager te bevorderen. Waar verschillende gasleidingen aanwezig zijn, kunnen immers synergieën worden overwogen om een leiding te bestemmen voor het vervoer van de waterstof, nodig voor bijvoorbeeld de transitie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



## CO<sub>2</sub>-vervoer in België

Naast de uitrol van groene molecules 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 CO<sub>2</sub>-uitstoot waar te maken (-55% tegen 2030; netto nul tegen 2050).

In 2020 bedroeg de totale CO<sub>2</sub>-uitstoot in België 106,4 miljoen ton koolstofdioxide<sup>26</sup> (Mt CO<sub>2</sub> zonder LULUCF). Figuur 34 toont de CO<sub>2</sub>-uitstoot in verband met het energie- en grondstofgebruik (industriële processen en producten) per sector. Het merendeel van de uitstoot kan worden toegeschreven aan de industrie (39,1 Mt waarvan 16 Mt in verband met grondstoffen), gevolgd door vervoer (26,0 Mt) en huishoudelijke verwarming (22,1 Mt).



**FIGUUR 34: BELGISCHE CO<sub>2</sub>-UITSTOOT IN VERBAND MET ENERGIE- EN GRONDSTOFGEBRUIK PER SECTOR IN MT (2018)**

Netten die de CO<sub>2</sub>-bronnen met de locaties van CO<sub>2</sub>-opslag en -gebruik verbinden, zouden de ontwikkeling van concurrerende technologieën voor de terugdringing van koolstof mogelijk maken. CO<sub>2</sub>-vloeibaarmakingsterminals kunnen nodig zijn om CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> te vervoeren/uit te voeren van de Belgische industriële vestigingen naar CO<sub>2</sub>-gebruik-/opslaginstallaties.

### Technische onderzoeken

Fluxys heeft zich ertoe verbonden de hergebruiksvoorwaarden van bestaande leidingen te bepalen voor waterstof- en/of CO<sub>2</sub>-vervoer. Samenwerkingen met andere VNB's (meer bepaald National Grid, GRTgaz en OGE) werden aangegaan.

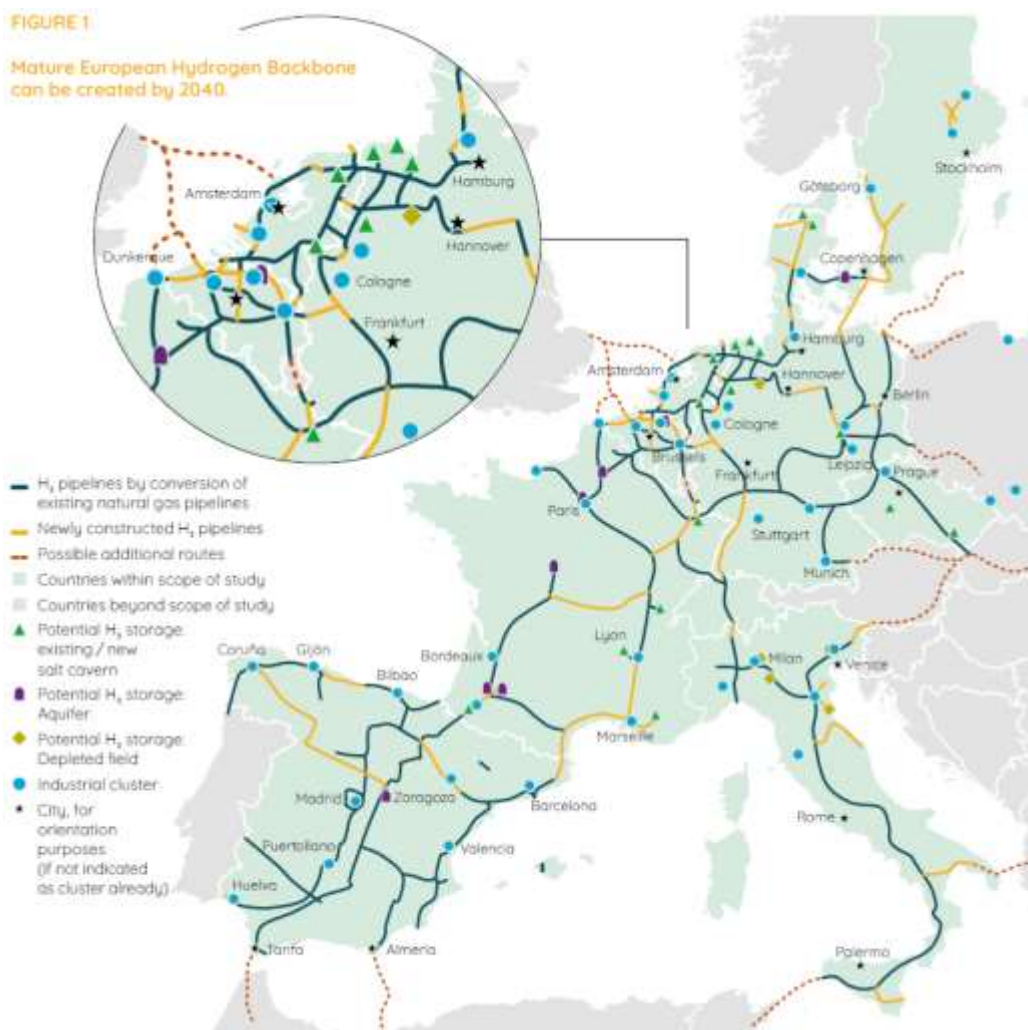
De voorlopige resultaten tonen aan dat de meerderheid van de huidige infrastructuur volledig compatibel is, met voornamelijk enkele operationele aanpassingen, waaronder de maximale bedrijfsdruk.

<sup>26</sup> Bron: [www.climat.be](http://www.climat.be)

## Ontwikkeling van de toekomstige waterstof- en CO<sub>2</sub>-vervoersnetten

### Europese backbone voor waterstofvervoer

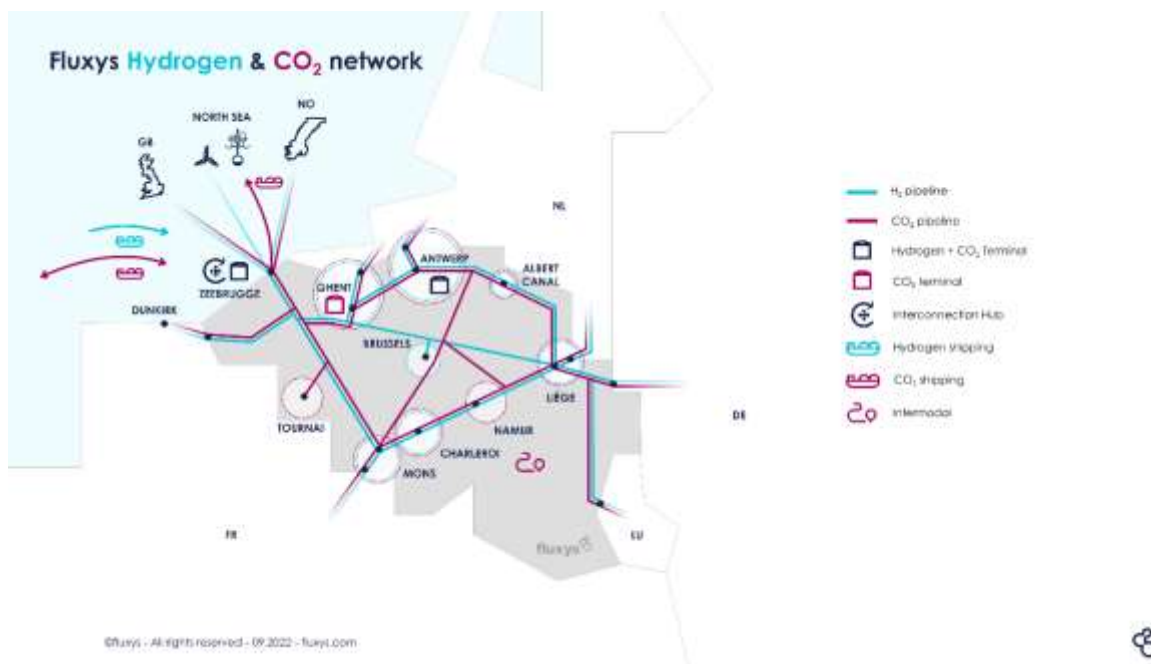
De volgende figuur toont het resultaat van een ontwerp van een Europese waterstofvervoersinfrastructuur, dat een groep van elf VNB's heeft gepubliceerd in juli 2020. Dit ontwerp, waaraan Fluxys heeft meegewerkt, is gebaseerd op het hergebruik van een deel van de bestaande aardgasvervoersinstallaties. 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.



**FIGUUR 35: EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE (BRON: GUIDEHOUSE, JULI 2020)**

### Visie op lange termijn van een Belgische H<sub>2</sub>-/CO<sub>2</sub>-backbone

In de figuur hieronder wordt een visie op lange termijn voorgesteld voor de ontwikkeling van de toekomstige H<sub>2</sub>- en CO<sub>2</sub>-vervoersnetten in België. Deze netten verbinden de voornaamste regio's met verbruik en productie van waterstof en met CO<sub>2</sub>-uitstoot en zijn verbonden met de verschillende aangrenzende markten.



**FIGUUR 36: LANGETERMIJNVISIE VAN DE H<sub>2</sub>-/CO<sub>2</sub>-BACKBONE**

Deze “backbone” voor H<sub>2</sub>- en CO<sub>2</sub>-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 backbones 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 H<sub>2</sub>-/CO<sub>2</sub>-invoer en -uitvoer, bijvoorbeeld in vloeibare vorm.

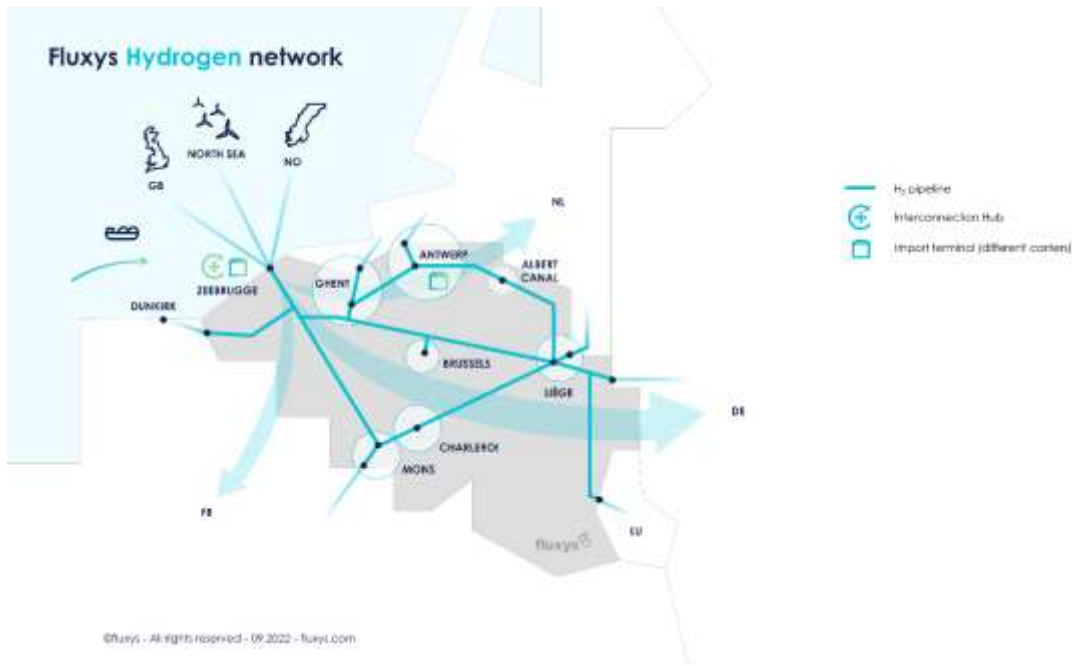
De H<sub>2</sub>-backbone maakt het vervoer van waterstof tussen de industriële clusters in België en waterstofinvoer en -uitvoer mogelijk. Via meerdere interconnectiepunten kunnen de producenten, vervoerders en eindklanten waterstof uitwisselen op een groeiende markt in Europa, ondersteund door een liquide handelsmarkt.

De CO<sub>2</sub>-backbone vult de waterstof-backbone aan. Die maakt het mogelijk CO<sub>2</sub> te vervoeren dat onder meer is afgevangen van de huidige waterstofproductieprocessen. Op grotere schaal zullen moeilijk te decarboniseren industriële processen een vervoersinfrastructuur benutten waarmee het uitgestoten CO<sub>2</sub> kan worden verzameld en hergebruikt in een ander industrieel proces of uitgevoerd naar een opslagplaats.

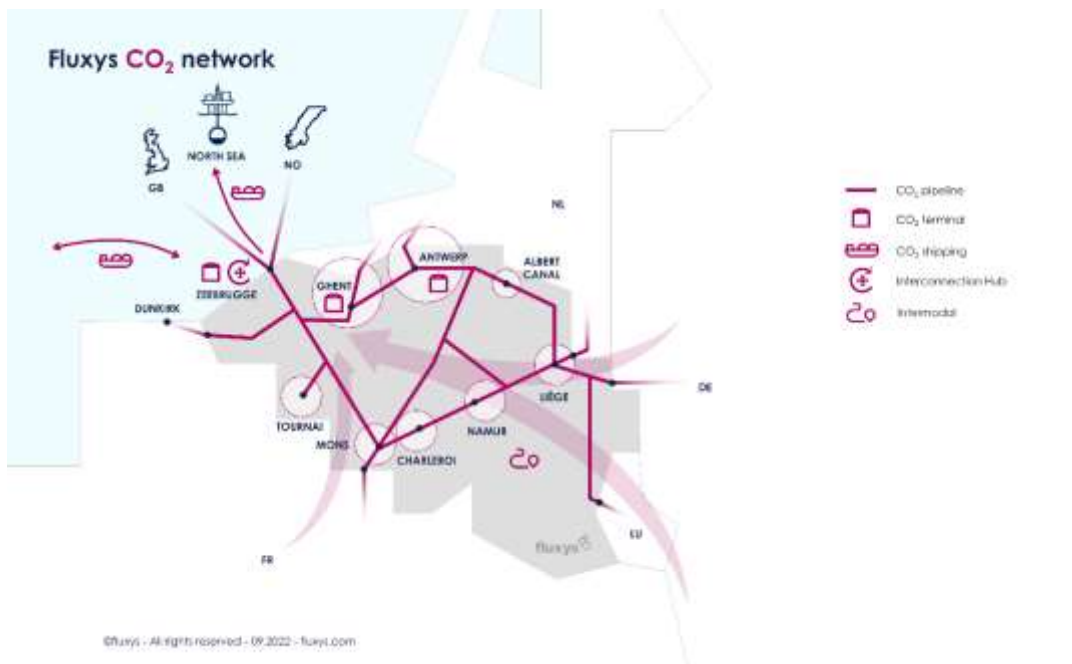
De H<sub>2</sub>-/CO<sub>2</sub>-backbone zal een belangrijk element zijn van de decarbonisering van het Belgische energiesysteem. Die zal enerzijds de bevoorrading van waterstof (dat geleidelijk zal worden geproduceerd uit hernieuwbare energie) mogelijk maken en anderzijds het vervoer van CO<sub>2</sub>, dat is afgevangen van moeilijker te decarboniseren industriële processen.

### Visie op de waterstof- en koolstofdioxide-backbones

De figuur hieronder toont de eerste overwogen stappen in de ontwikkeling van een H<sub>2</sub>-/CO<sub>2</sub>-backbone.



FIGUUR 37: VISIE VOOR DE UITROL VAN DE H<sub>2</sub>-BACKBONE



FIGUUR 38: VISIE VOOR DE UITROL VAN DE CO<sub>2</sub>-BACKBONE

Acht clusters van H<sub>2</sub>-productie en -verbruik en CO<sub>2</sub>-uitstoot, zes H<sub>2</sub>-verbindingsmodules tussen clusters en acht interconnecties met de buurlanden zijn vastgesteld als eerste mogelijke stappen van de uitbouw van het H<sub>2</sub>-net.

### 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. De "grijze" waterstof die wordt geproduceerd op de vestigingen voor reforming van methaan zou geleidelijk kunnen worden vervangen door "blauwe" (met CO<sub>2</sub>-afvang) en "groene" waterstof (geproduceerd uit hernieuwbare energie).

Een plaatselijk CO<sub>2</sub>-net zou een voordelige aanvulling vormen op de H<sub>2</sub>-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 (zie figuur 37):

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

### Interconnecties met de buurlanden

#### 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.

CO<sub>2</sub> van de industrie van de haven van Antwerpen zou eveneens kunnen worden uitgevoerd naar opslagplaatsen via deze route.

#### Interconnectie "Zelzate (Nederland)"

Deze andere interconnectie met Nederland versterkt de coördinatie van de H<sub>2</sub>- en CO<sub>2</sub>-netten, die interessant zijn voor industriële spelers aan beide kanten van de grens in de zone "North Sea Port".

#### 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.

#### 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.

#### 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.

#### 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.

## Indicatieve investeringen tegen 2032

Een indicatieve becijfering werd verricht om te beantwoorden aan de vraag naar waterstof- en CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-vervoersnetten zullen een combinatie zijn van hergebruikte aardgasleidingen en nieuwe leidingen.

### 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 **€ 676 mln. (constante euro) nodig tegen 2032.**

### CO<sub>2</sub>-vervoersnet

Tegen 2030 overweegt Fluxys de ontwikkeling van een **CO<sub>2</sub>-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 **€ 861 mln. (constante euro) tegen 2031.**

