

INDICATIEF INVESTERINGSPLAN FLUXYS BELGIUM & FLUXYS LNG 2024-2033



September 2024



Inhoud

Doel	4
Vooruitzichten 2024-2033	4
Bijlage: Waterstof- en CO₂-netten	5
Europese gasmarkt	6
Trends in het gasjaar 2022-2023	6
Vooruitzichten 2024-2033	11
TYNDP 2022 van ENTSOG	13
Belgische aardgasmarkt	16
De aardgasinfrastructuur van Fluxys Belgium en Fluxys LNG	16
Marktsegmenten	16
Verbruikstrends in België	17
Evolutie van het aantal graaddagen	17
Jaarvolumes voor de Belgische markt	18
Netsimulatiemodel	20
Distributienet	20
Elektriciteitscentrales, WKK-eenheden & industriële eindverbruikers	21
Investeringsbehoeften (interne markt)	22
Distributienet	22
Industriële verbruikers	23
Elektriciteitsproductie	23
Andere sectoren	24
Transit aan de Belgische grenzen	25
Algemene omschrijving	25
Overzicht van de jaarlijkse allocaties op de grenspunten (per land)	26
Invoer van aardgas	27
Uitvoer van aardgas	28
Verloop van de dagallocaties op de grenspunten	29
Invoer van aardgas	30
Uitvoer van aardgas	31
Evolutie van de binnenlandse vraag en transit	34
Binnenlandse vraag	34
Uitvoervooruitzichten (transit)	35
Vervoer naar Frankrijk	35
Vervoer naar het Verenigd Koninkrijk	36

Vervoer naar Duitsland _____	36
Vervoer naar Nederland _____	36
Invoervooruitzichten _____	36
Invoer vanuit Noorwegen _____	37
Invoer uit LNG _____	37
Invoer vanuit Frankrijk _____	37
Invoer vanuit het Verenigd Koninkrijk _____	37
Invoer vanuit Duitsland _____	37
Invoer vanuit Nederland _____	37
L- naar H-gasconversie _____	38
Inleiding _____	38
Optimalisatie van het conversieprogramma _____	38
Aanpassingen aan het netwerk van Fluxys Belgium _____	39
Ingangscapaciteit voor de nieuwe H-markt _____	39
Conversieperiode _____	39
Periode na de conversie _____	40
LNG-ontwikkelingen _____	41
Biomethaanontwikkelingen _____	43
Biomethaan vandaag _____	43
Injectie van biomethaan in het aardgasnet _____	44
Vermindering van de uitstoot van broeikasgassen _____	45
Go4net0: 50% minder uitstoot voor onze activiteiten in België in 2025 _____	45
CO₂: extra ORV's welkom op de LNG-terminal van Zeebrugge _____	45
Methaan: onze vele initiatieven werpen vruchten af _____	46
Green 2.0: verdere vermindering van de methaanuitstoot in Weelde _____	47
OGMP 2.0 _____	47
Indicatieve investeringen tegen 2033 _____	48
Klaar voor de toekomst _____	49
Vermindering van uitstoot _____	50
Installaties en uitrusting _____	50
Digitalisering _____	50
Bijlage _____	51
Waterstof- en CO₂-vervoersnetten _____	51
Context _____	52
Europees energie- en klimaatbeleid _____	52

Rol van gas en de gasinfrastructuur	53
Waterstofvervoer in België	54
CO₂-vervoer in België	54
Technische onderzoeken	55
Ontwikkeling van de toekomstige waterstof- en CO₂-vervoersnetten	55
Europese backbone voor waterstofvervoer	55
Visie op lange termijn van een Belgische H ₂ -/CO ₂ -backbone	56
Visie op de waterstof- en CO ₂ -backbones	58
Balanceringszones	59
Interconnecties met de buurlanden	59
Indicatieve investeringen tegen 2033	60
Waterstofvervoersnet	60
CO ₂ -vervoersnet	60

Doel

Het indicatieve investeringsplan 2024-2033 consolideert alle investeringen in verband met de evolutie van de binnenlandse aardgasmarkt, het behoud en de vernieuwing van de infrastructuur van Fluxys Belgium en Fluxys LNG en de realisatie van de doelstellingen om de broeikasgasvoetafdruk van de installaties te verminderen.

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 uitstoot van broeikasgassen 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.

Vooruitzichten 2024-2033

De ontwikkelingen, vastgesteld op de Europese en Belgische gasmarkt, vereisen enkele investeringen en aanpassingen aan de Belgische

aardgasvervoersinfrastructuur om ze toekomstbestendig te maken.

Investerings voor een nieuwe steiger in Zeebrugge of de voltooiing van een tweede traject tussen Zeebrugge en Duitsland, geschikt voor het vervoer van waterstof, behoren tot dergelijke projecten.

Onze onvoorwaardelijke inzet voor veiligheid vereist terugkerende investeringen in het onderhoud, de aanpassing en de modernisering van het net. Bovendien moet Fluxys Belgium zijn net

aanpassen aan de veranderende vraag van de openbare distributie en 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 blijft ook investeren in Digital om zijn bestaande tools te verbeteren, nieuwe molecules in de processen te integreren en zijn activiteiten te verbeteren.

Fluxys Belgium moet ook grote inspanningen leveren om zijn CO₂-voetafdruk te verkleinen en de methaanuitstoot van zijn net te verlagen. Het gestelde doel is 50% verlaging (ten opzichte van 2017) van de uitstoot van broeikasgassen in 2025.

Fluxys Belgium zet zich 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. Er loopt ook een grondige analyse van de technische hergebruiksvoorwaarden ("repurposing").

Bijlage: Waterstof- en CO₂-netten

In aanvulling op het indicatieve investeringsplan 2024-2033 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 CO₂-vervoersnetten in België. Deze concepten zijn deels gebaseerd op een hergebruik van de vervoersinfrastructuur van Fluxys Belgium. Investerings zullen de vraag volgen.

Op 27 juli 2023 werd een nieuwe wet gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad: de "Waterstofwet".

In deze wet:

- wordt een niet-discriminerende toegang tot het waterstofvervoersnet gegarandeerd voor alle geïnteresseerde partijen;
- worden de regels en procedures bepaald voor de voorbereiding van het netontwikkelingsplan en voor het vastleggen van de gereguleerde nettarieven;
- wordt ook de CREG aangewezen als regulator voor het waterstofvervoer.

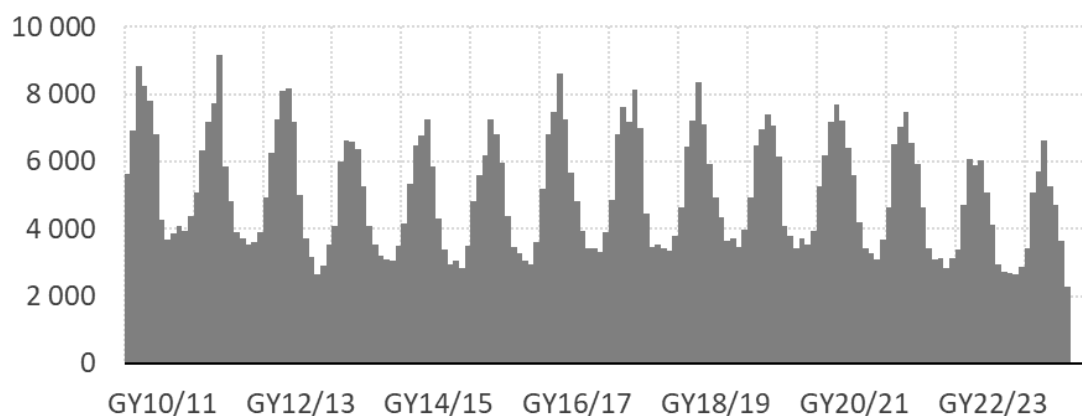
Op 26 april 2024 is Fluxys hydrogen, een dochteronderneming van Fluxys Belgium, aangewezen als beheerder voor de ontwikkeling en exploitatie van een waterstofvervoersnet in België.

Europese gasmarkt

Trends in het gasjaar 2022-2023¹

In het gasjaar 2022-2023 bedroeg het gasverbruik in de EU27 3.730 TWh (of 330 mld. m³). Dit is een daling van 14% vergeleken met het gasjaar 2021-2022 en een daling van 19% vergeleken met het gasjaar 2018-2019. Dit is ook te zien in figuur 1, die het schijnbare gasverbruik² in de EU27, inclusief het Verenigd Koninkrijk, Zwitserland en de Balkanlanden weergeeft, gebaseerd op gegevens van het transparantieplatform van ENTSOG.

Europe - Apparent consumption [TWh]



FIGUUR 1: SCHIJNBAAR VERBRUIK VOOR EU27+UK+CH+BALKANLANDEN (BRON: GEGEVENS VAN HET TRANSPARANTIEPLATFORM VAN ENTSOG)

De Europese aardgasproductie bereikte 400 TWh (of 40,2 mld. m³). Dit is een daling van 10% ten opzichte van de productie in het gasjaar 2021-2022. Nederland was de grootste producent, gevolgd door Roemenië, Polen en Duitsland.

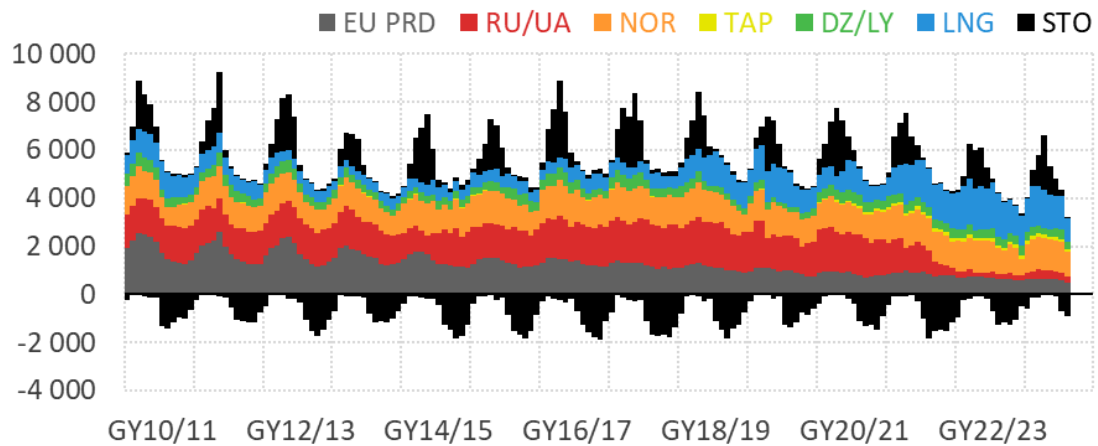
Zoals blijkt uit de figuren 2 en 3, heeft aardgas dat via leidingen uit Noorwegen (910 TWh) en als LNG (1.405 TWh) wordt ingevoerd, voor bijna 2/3 het

¹ Alle cijfers (omgerekend van mld. m³ naar TWh) zijn afkomstig uit de driemaandelijke verslagen over de Europese gasmarkten geredigeerd door de Europese Commissie.

² Schijnbaar gasverbruik wordt als volgt berekend: productie + invoer + opslagafname - uitvoer - opslaginjectie. Dit schijnbare gasverbruik wordt vaak gebruikt als er geen definitieve verbruiksgegevens beschikbaar zijn.

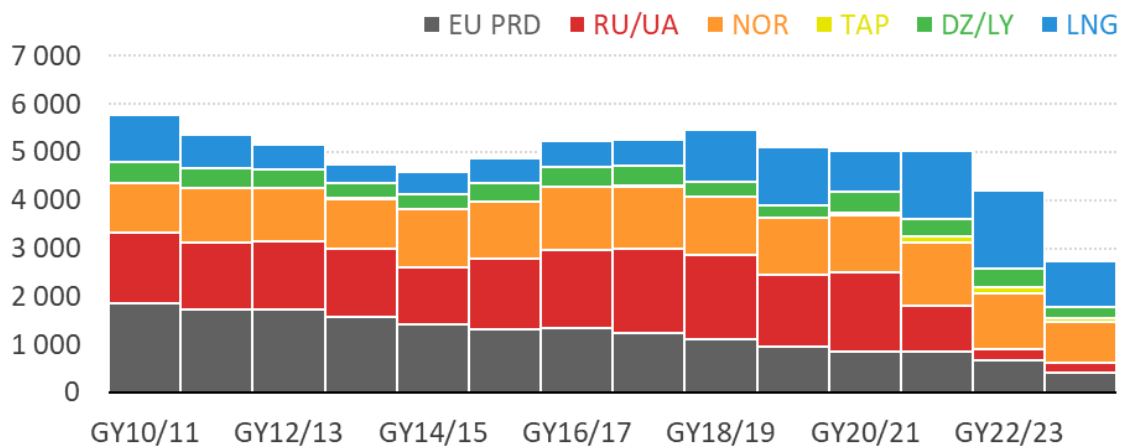
aardgasverbruik gedekt. De invoer uit Rusland via leidingen heeft de daling voortgezet tot 267 TWh (van 954 TWh in het vorige gasjaar).

Gas supply for Europe [TWh]



FIGUUR 2: GASBEVOORADING VOOR EUROPA (BRON: GEGEVENS VAN HET TRANSPARANTIEPLATFORM VAN ENTSOG)

Gas supply for Europe [TWh]

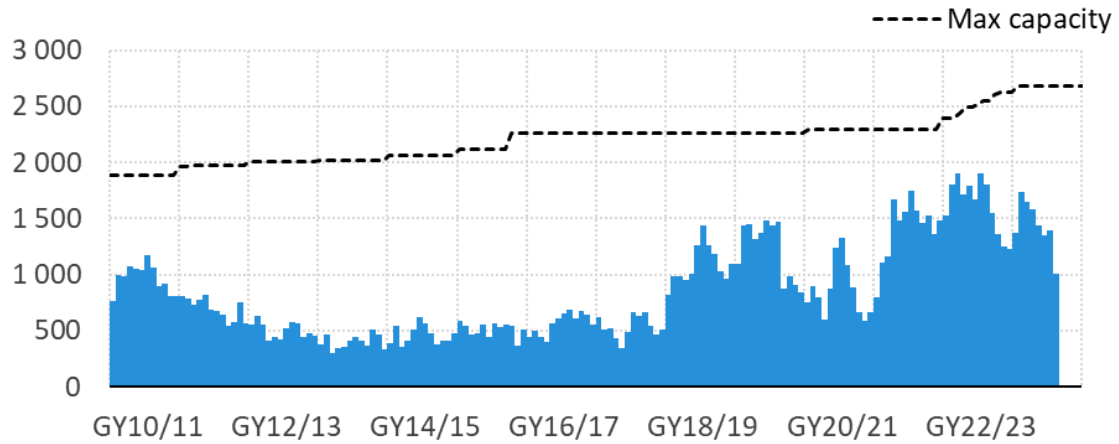


FIGUUR 3: GASBEVOORADING VOOR EUROPA (BRON: GEGEVENS VAN HET TRANSPARANTIEPLATFORM VAN ENTSOG)

Wat de LNG-toevoer betreft, toont figuur 4 een aanzienlijke toename van de invoer in vergelijking met voorgaande jaren en de toename van de geïnstalleerde hervergassingscapaciteit (zie figuur 5). Bijkomende hervergassingscapaciteit zal worden toegevoegd in 2024 en daarna, tot 535

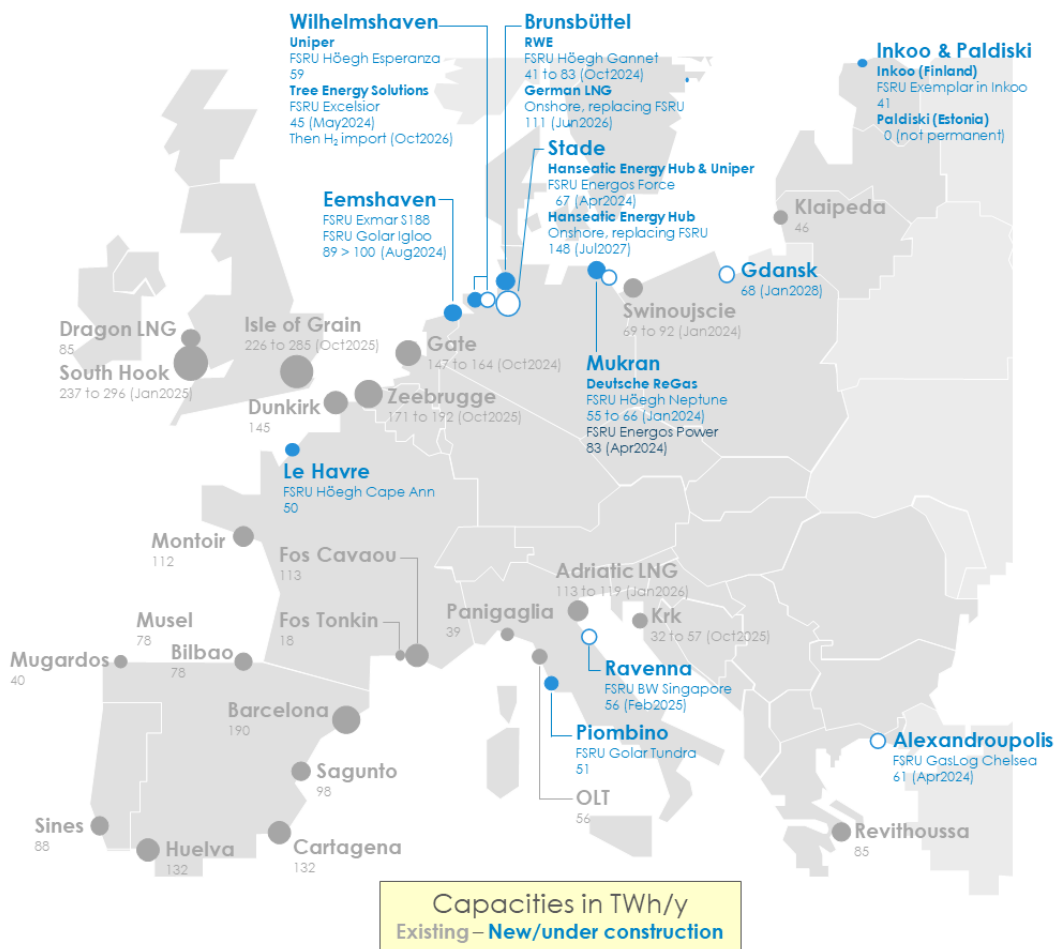
TWh/j, via FSRU's³, nieuwe terminals op het land en de uitbreiding van bestaande terminals.

LNG supply for Europe [TWh]



FIGUUR 4: LNG-BEVOORADING VOOR EUROPA (BRON: GEGEVENS VAN HET TRANSPARANTIEPLATFORM VAN ENTISOG)

³ FSRU staat voor "Floating Storage and Regasification Unit" (drijvende opslag- en hervergassingseenheid).

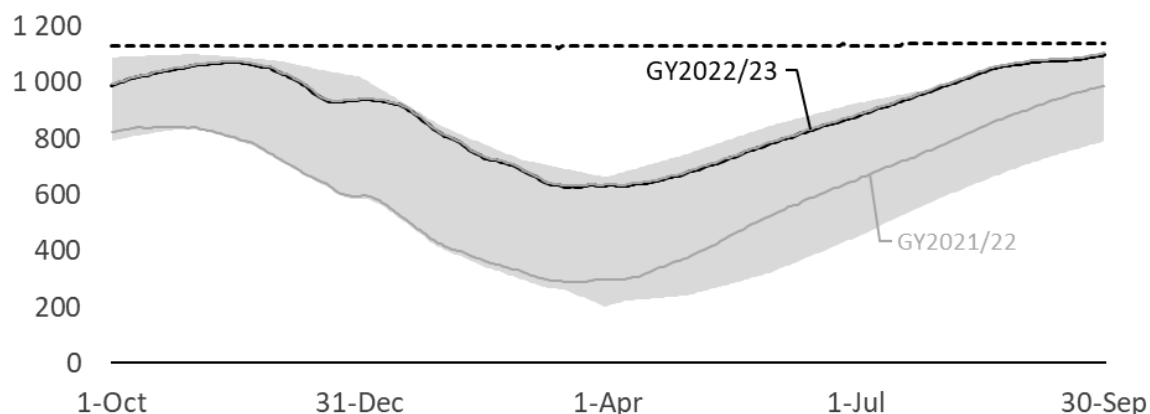


12

FIGUUR 5: HERVERGASSINGSTERMINALS (BRON: ENTSOG – SYSTEM CAPACITY MAP 2024)

De opslag in heel Europa heeft de doelstelling van de EU (vullingsgraad van 90% tegen 1 oktober) gehaald om een koude winter te kunnen doorstaan. Uit figuur 6 blijkt dat de vullingsgraad in het gasjaar 2022-2023 in de bovengrens van de marge van de afgelopen tien jaar is gebleven.

Gas in storage in EU storage facilities [TWh]

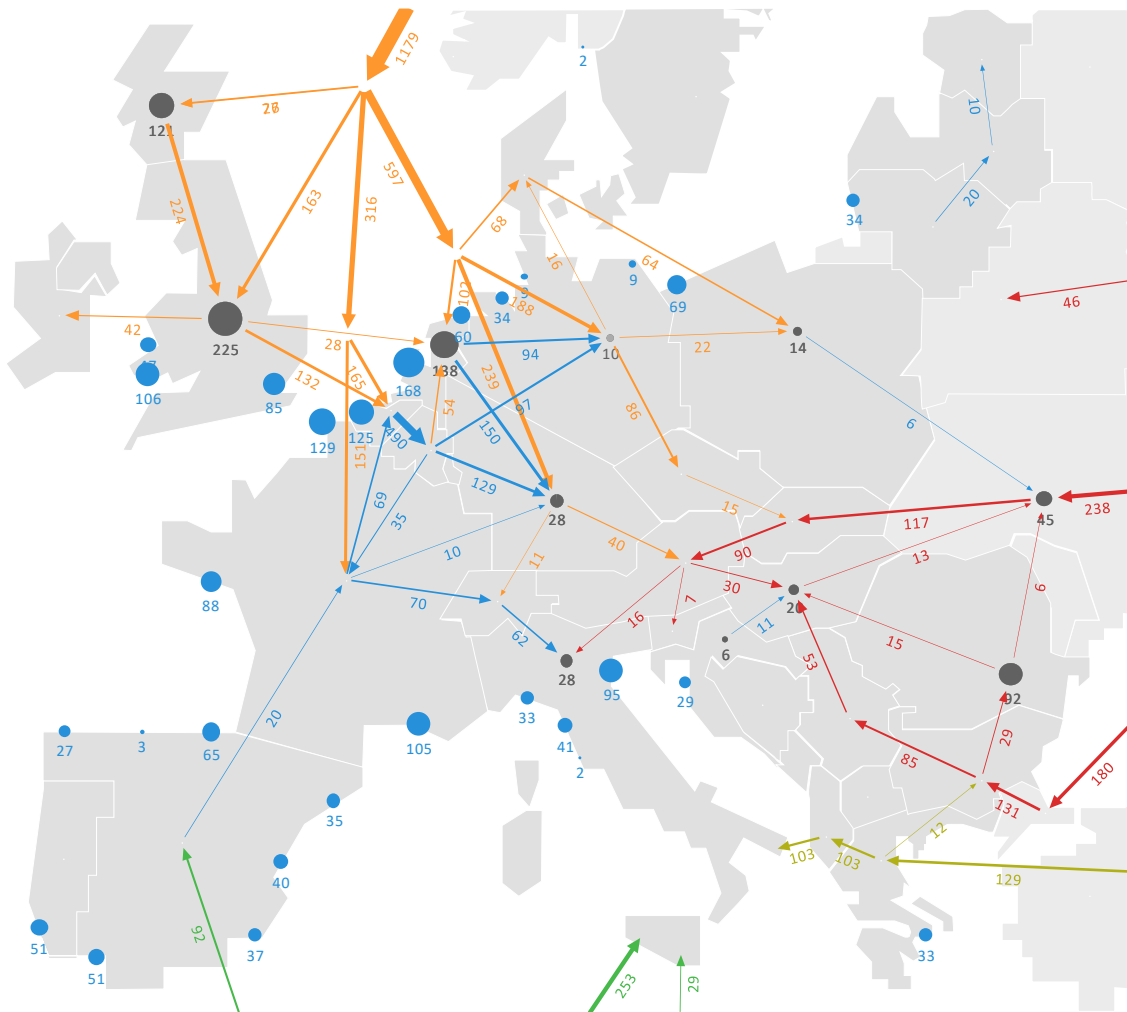


FIGUUR 6: GAS OP VOORRAAD IN EU-OPSLAGPLAATSEN (BRON: GEGEVENS VAN HET TRANSPARANTIEPLATFORM VAN ENTSOG)

Samengevat toont figuur 7 de algemene gasstromen tijdens het gasjaar 2022-2023. De dikte van de lijnen vertegenwoordigt de omvang (in TWh) van de stroom:

- In zwart: Europese aardgasproductie
- In oranje: invoer uit Noorwegen
- In blauw: LNG-invoer
- In rood: invoer uit Rusland via leidingen
- In groen: invoer uit Noord-Afrika

De blauwe en zwarte stippen geven respectievelijk de LNG-invoer in de respectieve terminals en de aardgasproductie in de respectieve landen weer. De grootte van de blauwe en zwarte stippen is evenredig met de respectieve ingevoerde of geproduceerde volumes (in TWh).



FIGUUR 7: GASSTROMEN (IN TWH) TIJDENS HET GASJAAR 2022-2023 (BRON: GEGEVENS VAN HET TRANSPARANTIEPLATFORM VAN ENTSG)

Voor meer details over de situatie op de Europese gasmarkt verwijzen we naar de driemaandelijkse verslagen over de Europese gasmarkten uitgegeven door de Europese Commissie⁴.

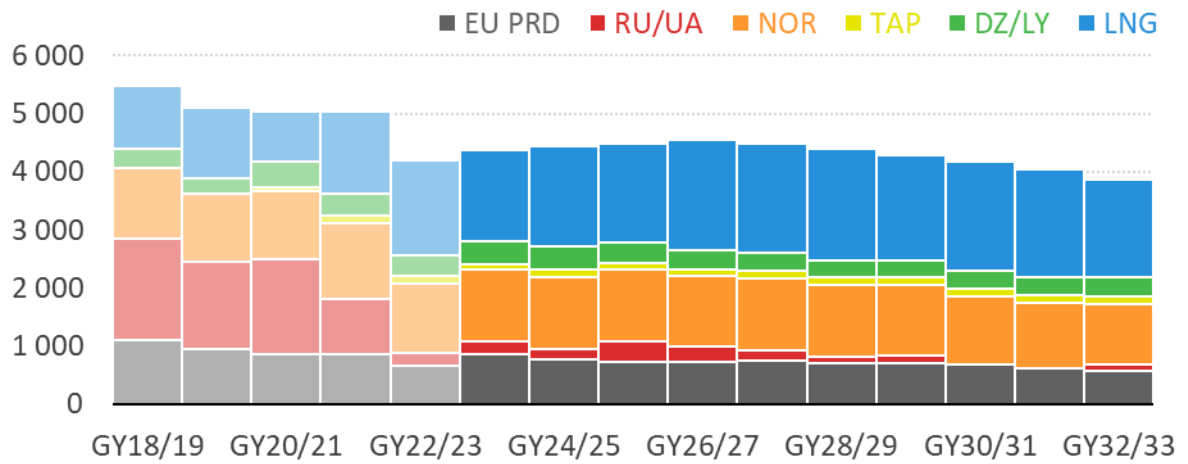
Vooruitzichten 2024-2033

Op basis van de verbruiksprognoses van S&P wordt verwacht dat de gasbevoorrading in Europa (EU27, inclusief het Verenigd Koninkrijk, Zwitserland en de Balkanlanden) de komende jaren weer licht zal groeien tot een piek in het gasjaar 2026-2027 en daarna zal beginnen te dalen om in het gasjaar 2032-2033 weer het niveau van het GJ 2022-2023 te bereiken. De bevoorrading zou

⁴ Zie https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/market-analysis_en#gas-and-electricity-market-reports

voornamelijk gebeuren in de vorm van LNG en via leidingen uit Noorwegen. Volgens prognoses van S&P zal de gasbevoorrading via leidingen uit Rusland afnemen tot bijna nul na het gasjaar 2029-2030 (zie figuur 8).

Gas supply for Europe [TWh/y]



FIGUUR 8: GASBEVOORRADING NAAR EUROPA IN DE KOMENDE GASJAREN

TYNDP 2022 van ENTSOG

Het definitieve TYNDP 2022⁵ van ENTSOG is gepubliceerd in september 2023. Op basis van de gemeenschappelijke scenario's⁶ die ENTSOG en ENTSO-E hebben uitgewerkt, wordt de Europese gasinfrastructuur over het volledige systeem heen geëvalueerd. Dit gebeurt op een hybride manier door het aardgasnet en het niveau van de toekomstige waterstofinfrastructuur te koppelen, waardoor dit het eerste TYNDP voor waterstof en aardgas is.

Uitdagingen voor zowel het methaangasnet in de nasleep van de oorlog in Oekraïne als het opkomende waterstofnet zijn opgenomen in het dubbele gassysteemmodel dat ENTSOG heeft uitgewerkt.

De twee COP21-scenario's Distributed Energy en Global Ambition zijn uitgewerkt rekening houdend met de recentste REPowerEU-doelstellingen. Hieruit blijkt een aanzienlijke vermindering van de aardgasvraag en geen behoefte aan Russisch gas respectievelijk in 2030 en 2040. De beleidsscenario's Best Estimate⁷ en National Trends⁸ zijn echter gebaseerd op nationale energie- en klimaatplannen die vóór de oorlog in Oekraïne zijn uitgewerkt. Daarom weerspiegelen ze niet de vraagmaatregelen die de lidstaten in 2022 hebben genomen om het gasverbruik te verminderen. Aan de resulterende vraagniveaus kan niet volledig worden voldaan bij een volledige onderbreking van de Russische bevoorrading. Er zijn extra LNG-invoercapaciteit en betere interconnecties nodig om de daarmee gepaard gaande beperkingen te minimaliseren. De mogelijke resterende methaanbeperking zou dan binnen een marge van de vraagrespons liggen die werd waargenomen als reactie op de hoge gasprijzen in 2022.

Voor waterstof werden twee infrastructuurscenario's uitgewerkt. Een eerste is uitsluitend gebaseerd op de ingediende waterstofprojecten voor het TYNDP, waarmee in veel simulatiegevallen niet aan de geambieerde totale vraag in de hele EU zou kunnen worden voldaan. Het opzetten van

⁵ <https://www.entsog.eu/tyndp#entsog-ten-year-network-development-plan-2022>

⁶ <https://www.entsog.eu/scenarios#entsog-ten-year-network-development-plan-2022-scenarios>

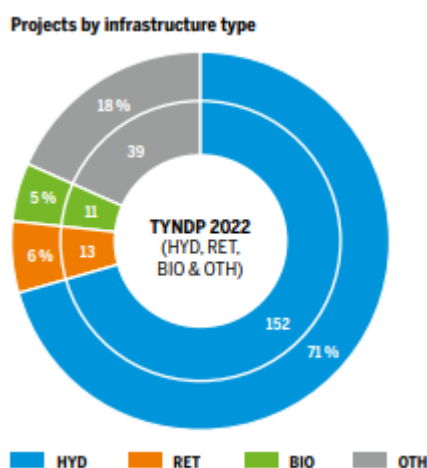
⁷ In het scenario "Best estimate" wordt de vraagprognose op kortere termijn (voor 2022 en 2025), geëvalueerd rekening houdend met de laatst bekende lokale en Europese regelgeving zoals vermeld in 2020 (ten tijde van de start van het proces voor TYNDP 2022). Zie https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-04/entso-e_entsog_TYNDP2022_Joint_Scenario_Report_Version_April2022_220411.pdf, pagina 13 voor meer informatie.

⁸ Het scenario "National trends" is gericht op de middellange termijn, tot 2040, en is in overeenstemming met nationaal energie- en klimaatbeleid (nationale energie- en klimaatplannen, nationale langetermijnstrategieën, waterstofstrategieën, enz.) die zijn afgeleid van Europese doelstellingen. Zie https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-04/entso-e_entsog_TYNDP2022_Joint_Scenario_Report_Version_April2022_220411.pdf, pagina 14 voor meer informatie.

waterstofinfrastructuurprojecten is daarom essentieel om te voorkomen dat een waterstofvraag onvervuld zou blijven.

Om waterstofvraagbeperkingen te temperen, worden in het tweede waterstofscenario extra infrastructuuraannames toegevoegd die nodig zijn om beleidsdoelstellingen waar te maken en wordt extra waterstofproductie uit aardgas aangereikt buiten de scenarioaannames. Dit kan worden geïnterpreteerd als een potentieel voor flexibele waterstofbevoorrading bovenop de scenariowaarden, dat is getemperd op vlak van de uitstoot van broeikasgassen indien het wordt gecombineerd met CC(U)S⁹.

In totaal werden 358 investeringen ingediend voor het TYNDP 2022 van ENTSOG, waaronder 152 waterstofprojecten. Deze waterstofprojecten bestonden uit onshore en offshore vervoersleidingen, invoerterminals en opslagplaatsen (nieuw of herbestedmd).



FIGUUR 9: PROJECTEN DIE NIEUWE PROJECTCATEGORIEËN VERTEGENWOORDIGEN DIE ZIJN OPGENOMEN IN HET TYNDP 2022 PER SOORT INFRASTRUCTUUR (ABSOLUUT AANTAL RESPECTIEVE INVESTERINGEN EN HET EQUIVALENTE AANDEEL INCLUSIEF PCI-KANDIDATEN). HYD STAAT VOOR WATERSTOF, RET VOOR OMGEBOUWD (MENGEN) EN BIO VOOR BIOMETHAAN.

De analyse van het volledige systeem voor methaan en waterstof wordt aangevuld met een projectspecifieke kosten-batenanalyse van de waterstofprojecten die de PCI-/PMI-status hebben aangevraagd onder de herziene TEN-E-verordening. Op basis van de resultaten van deze kosten-batenanalyse is deze nieuwe PCI- en PMI-lijst¹⁰ in november 2023 door de

⁹ CC(U)S staat voor "Carbon Capture(, Utilisation) and Storage" (Koolstofafvang(, -gebruik) en -opslag).

¹⁰ https://energy.ec.europa.eu/publications/annex-first-union-list-projects-common-and-mutual-interest_en

Commissie aangenomen als gedelegeerde handeling en is die op 28 april 2024 in werking getreden.

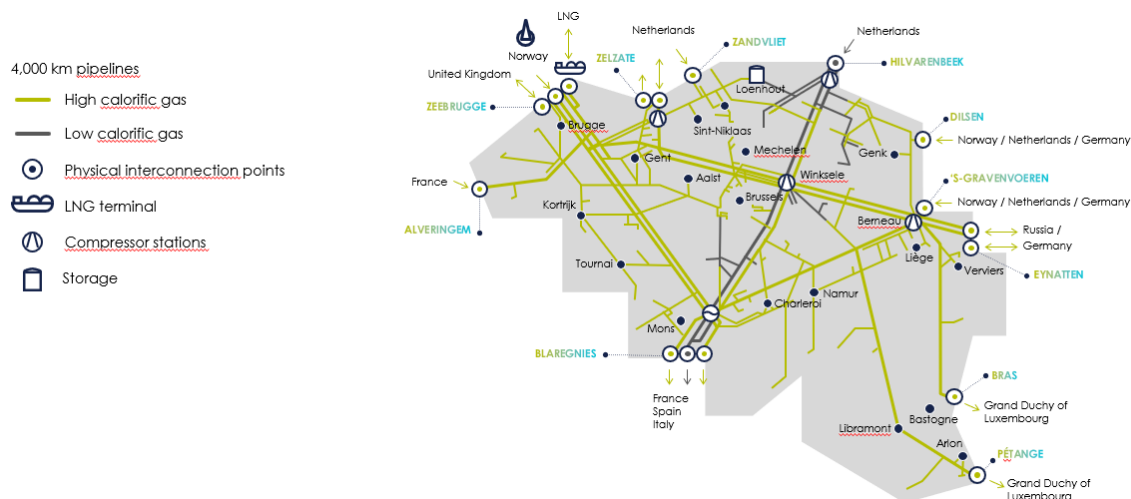
Specifiek voor België heeft de door Fluxys voorgestelde nationale waterstofbackbone met verbindingen naar Nederland, Duitsland en Frankrijk het PCI-label gekregen. Ook de ammoniakinvoerterminals in Zeebrugge (Fluxys) en Antwerpen (Fluxys/Advario en VTTI) staan op de PCI-lijst.

Ondertussen is het TYNDP 2024 al goed op weg. Het Scenario Storyline Report¹¹ is gepubliceerd in juli 2023 en de gekwantificeerde scenario's worden volop uitgewerkt. Tegelijkertijd zijn eind 2023 de gasinfrastructuurprojecten verzameld die als directe input zullen dienen voor de waterstofprojecten op de tweede PCI-/PMI-lijst onder de herziene TEN-E-verordening.

¹¹ <https://www.entsog.eu/scenarios#entsog-ten-year-network-development-plan-2024-scenarios>

Belgische aardgasmarkt

De aardgasinfrastructuur van Fluxys Belgium en Fluxys LNG



FIGUUR 10: 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 (gebruikelijke calorische waarde bedraagt 11,3 kWh/Nm³) 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 (gebruikelijke calorische waarde bedraagt 10,3 kWh/Nm³). Het heeft een lagere verbrandingswaarde en is niet uitwisselbaar met het H-gas. Het vervoersnet van Fluxys Belgium bestaat daarom uit twee vervoersnetten¹² die gescheiden worden uitgebaat.

Marktsegmenten

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

¹² De overschakeling van L-gasverbruikers naar H-gas is aan de gang en zal in België zijn voltooid tegen 1 september 2024. Er blijft slechts één leiding voor L-gas in bedrijf, in België, om L-gas van Nederland naar Frankrijk te vervoeren totdat de L-gasverbruikers in Frankrijk volledig zijn overgeschakeld.

- Distributienetten, die de particulieren, de kmo's en de tertiaire markt bevoorraden;
- Industriële eindverbruikers, inclusief grootschalige warmtekrachtkoppeling (WKK);
- Elektriciteitscentrales

Het marktaandeel per segment varieert continu en volgt daarbij sterk verschillende afnameprofielen:

- Verbruik **in het openbare distributienet** is sterk afhankelijk van de meteorologische omstandigheden.
- De **industrie** kent een regelmatig afnamepatroon.
- De **elektriciteitscentrales** nemen gas af om aan de steeds volatielere vraag te voldoen. De vraag naar elektriciteit is weliswaar minder temperatuurafhankelijk dan de vraag naar aardgas, maar de beschikbaarheid van de andere energiebronnen (nucleair, zon, wind, invoer/uitvoer, enz.) en de prijsparementen (spark spread steenkool vs. aardgas) spelen hierbij een grote rol.

Verbruikstrends in België

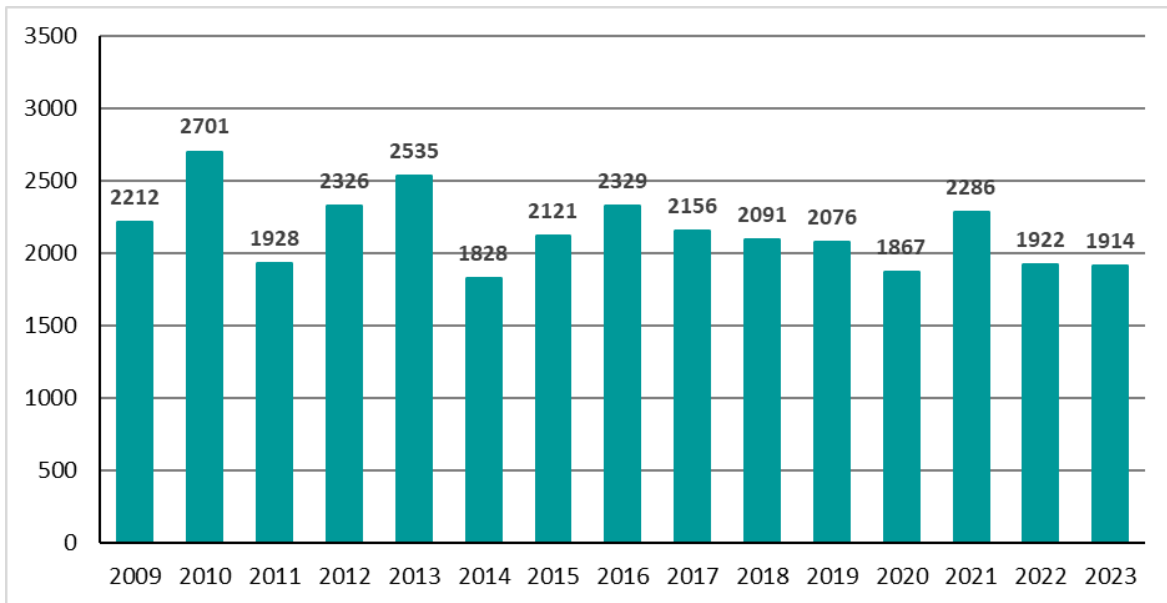
Evolutie van het aantal graaddagen

Het aantal graaddagen zijn een indicatie voor de warmtevraag tijdens een bepaalde periode. Een normaal (referentie)jaar telt 2.252 graaddagen¹³.

Als het aantal graaddagen voor een bepaald jaar onder of boven deze referentie ligt, wordt het desbetreffende jaar respectievelijk als warm of koud beschouwd.

Figuur 11 toont dat het gemiddelde aantal graaddagen voor de periode tussen 2014 en 2023 2.059 bedraagt, aanzienlijk lager dan het referentiejaar (2.252 graaddagen). Als we kijken naar de laatste twee jaar (2022 en 2023), zien we dat het nog verder naar beneden ligt, waaruit blijkt dat de laatste 2 jaar tot de warmste van de laatste 10 jaar behoren. Dit is erg nuttig geweest om de reductiedoelstellingen van de Europese Commissie te halen.

¹³ Periode 1991-2020, Synergrid-referentie (kalenderjaar). Voor een bepaalde dag is de graaddag het verschil tussen 16,5°C (referentie in België) en de gemiddelde temperatuur van de dag (noot: als de gemiddelde temperatuur van de dag hoger is dan 16,5°C, wordt de graaddag beschouwd als nul). De som voor een bepaalde periode van de dagelijkse graaddagen geeft de energie weer die nodig is om een gebouw te verwarmen.

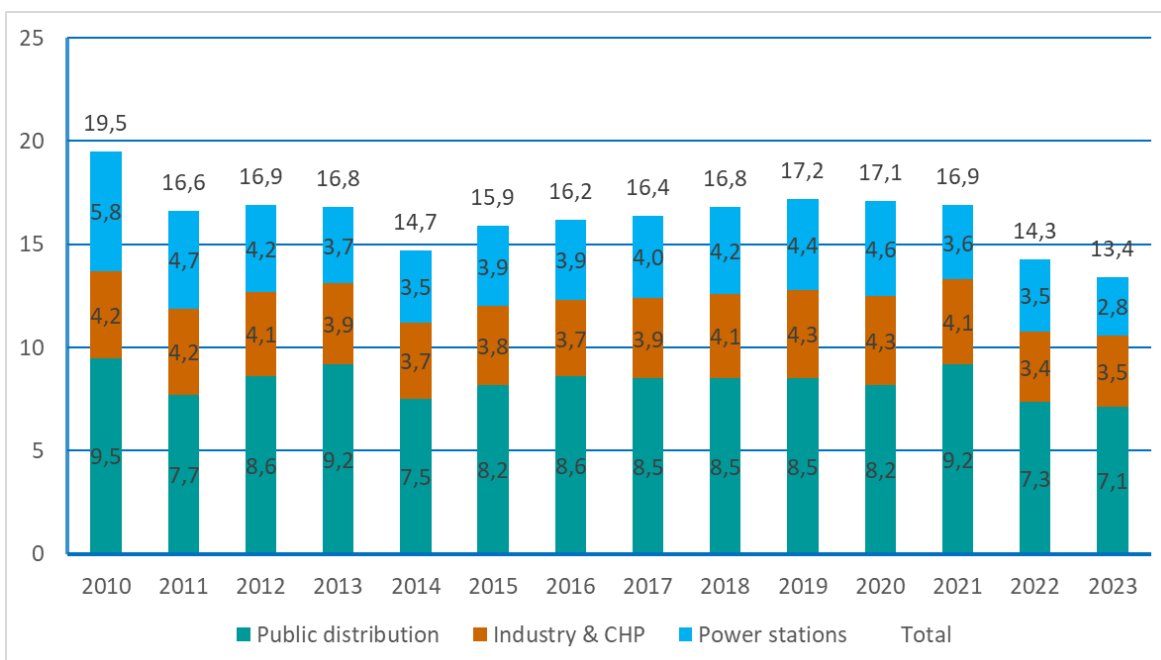


FIGUUR 11: GRAADDAGEN (KALENDERJAAR)

Jaarvolumes voor de Belgische markt

In dit hoofdstuk verwijzen alle cijfers naar “kalenderjaren”.

In 2014, het jaar met het laagste totaal aantal graaddagen sinds 2009, daalde het totale Belgische verbruik (14,7 mld. m³) aanzienlijk (met 12% ten opzichte van 2013). Sindsdien steeg het totale verbruik opnieuw om in 2019 een totaal van 17,2 mld. m³ te bereiken. In tegenstelling tot 2016, zijn de verhogingen van 2017, 2018 en 2019 niet gelinkt aan een koudere winterperiode, maar zijn ze het gevolg van een 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 tegen de achtergrond van de oorlog in Oekraïne. In augustus 2022 legde de Europese Raad een vermindering van het gasverbruik met 15% op. In 2022 was het jaarlijkse verbruik dus al sterk gedaald. Deze reductiedoelstelling werd verlengd van maart 2023 tot maart 2024 en de vermindering van het verbruik van de openbare distributie en de industrie, die werd veroorzaakt door de hogere gasprijzen sinds Q3 2022, zette zich door in heel 2023. Vergeleken met de periode 2020-2021 lag de vraag in 2023 20% lager.



FIGUUR 12: EVOLUTIE GEMETEN GASVERBRUIK IN BELGIË (MLD. M³/J)

Distributienet

Het verbruik van de distributienetten is sterk afhankelijk van de temperaturen tijdens het jaar. Zoals reeds vermeld, was 2014 het warmste jaar sinds 2009, met een lager verbruik als gevolg. 2010 en 2013 hadden koude winters en hetzelfde kan worden gezegd van 2021, dat een koudere winterperiode had in februari. Vanaf Q3 2022 daalde het jaarlijkse verbruik met meer dan 15% als gevolg van de stijgende gasprijzen in combinatie met oproepen van de overheden om het verbruik te verminderen. We zagen in 2023 een stabilisatie van het verbruik, ondanks een daling van de gasprijs (in vergelijking met 2022).

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 m³ in 2020. De stijging vloeit voort uit nieuwe aansluitingen. 2021 zag een lichte daling na de stijgende gasprijzen in het laatste kwartaal van het jaar en werd gevolgd door een scherpe daling die was ingezet in 2022. Toen de gasprijzen exponentieel stegen, verminderde het industrieel segment zijn afname met meer dan 15%. We zien een zeer kleine toename van het verbruik in dit segment in 2023 ondanks een sterke daling van de gasgroothandelsprijzen in vergelijking met 2022. Dit vertaalt zich enerzijds in een zeer traag herstel van de

markt en anderzijds in het feit dat de prijzen van 2023 nog steeds te hoog zijn voor sommige industriebedrijven.

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. Hoewel de kerncentrales in België minder beschikbaar waren, verminderden gasgestookte elektriciteitscentrales hun afnames in 2023 met ongeveer 20% ten opzichte van de periode 2020-2022. In vergelijking met vorige jaren is België een netto-invoerder van elektriciteit geworden.

Netsimulatiemodel

De dimensionering van een net wordt niet bepaald door de jaarlijkse volumes, maar door de piekvraag.

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.

Distributienet

Methodologie

Naast voor de hand liggende elementen zoals het aantal klantaansluitingen (1), de efficiëntie van de ketels (2) of de doeltreffendheid van de isolatie van het gebouw (2)¹⁴, worden de verbruikspieken gedeeltelijk bepaald door de intensiteit van de winter en moeten ze dus worden geanalyseerd op basis van de opgetekende temperaturen¹⁵. Om de piekafname bij -11°C te extrapoleren, wordt een lineaire regressie gebruikt die de afname in het verleden beschouwt als een functie van de omgevingstemperatuur. De standaardwinterperiode die in

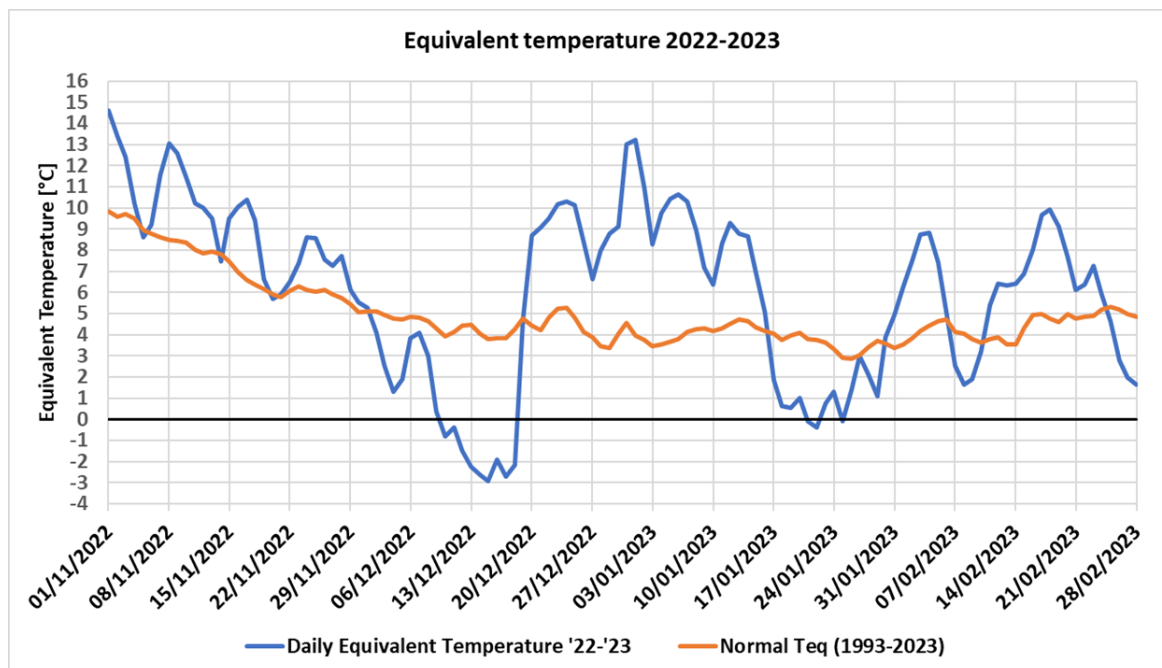
¹⁴ (1) en (2) zijn tegengestelde trends.

¹⁵ Om de thermische inertie van gebouwen te kunnen meerekenen, werd het concept 'equivalente temperatuur' ingevoerd. Die temperatuur wordt berekend als volgt: $T_{eq D} = 0,6 \times T_{av D} + 0,3 \times T_{av D-1} + 0,1 \times T_{av D-2}$

rekening wordt genomen, loopt van begin november tot eind februari van het volgende kalenderjaar.

Evaluatie van de winter 2022-2023

De winterperiode (november 2022 tot en met februari 2023) was met 1,246 graaddagen eerder warm (de referentiewinter¹⁶ telt 1.400 graaddagen). Tijdens een koudegolf die een week duurde, werd de koudste dag in Ukkel gemeten op woensdag 15 december met een equivalente temperatuur van -2,9 °C.



FIGUUR 13: TEMPERATUURPROFIEL WINTER 2022-2023

Elektriciteitscentrales, WKK-eenheden & industriële eindverbruikers

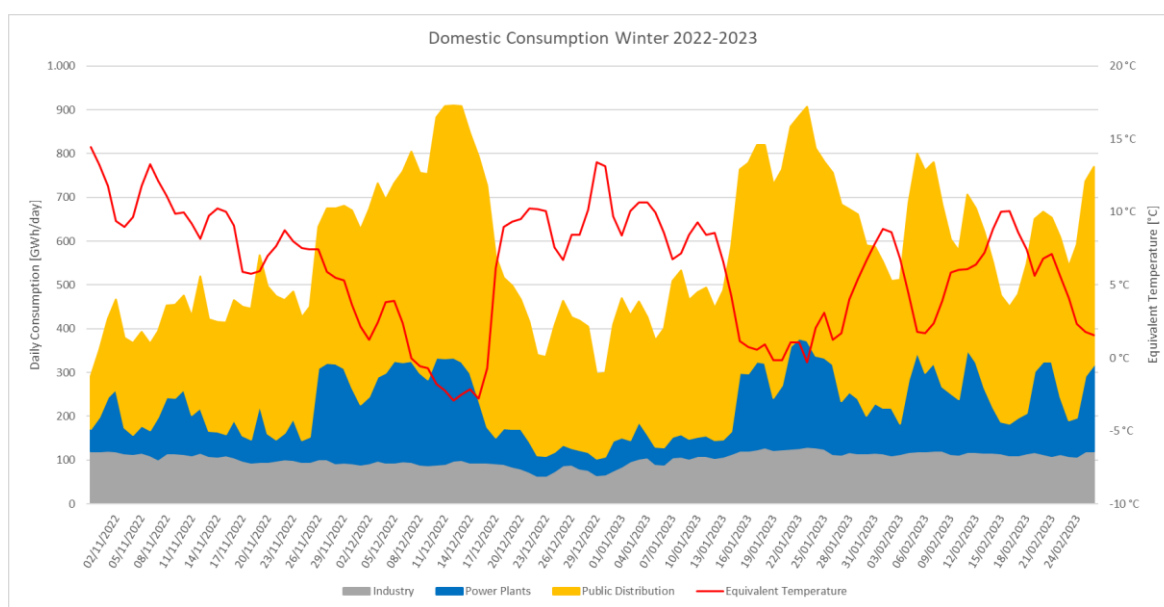
Methodologie

Omdat de elektriciteitsproductie¹⁷ en de industriële processen amper temperatuurgevoelig zijn, baseert de analyse voor dit marktsegment zich op de historische afname gekoppeld aan een commerciële analyse van de ontwikkeling van potentiële klanten.

Omdat de piekafname van industriële eindverbruikers niet samenvalt (uitvlakkingseffect), wordt de absolute piekafname gecorrigeerd met een synchronisatiefactor die wordt bepaald op regionaal niveau.

¹⁶ Periode 1991-2020 (wintermaanden), bron: Synergrid

Bij de gasgestookte elektriciteitscentrales spitst de benadering zich hier toe op de mogelijke simultane inzet van het volledige productiepark, wat afhangt van diverse externe factoren zoals de beschikbaarheid van hernieuwbare bronnen (zon, wind en water), invoer/uitvoer en technische beschikbaarheid van het overige productiepark.

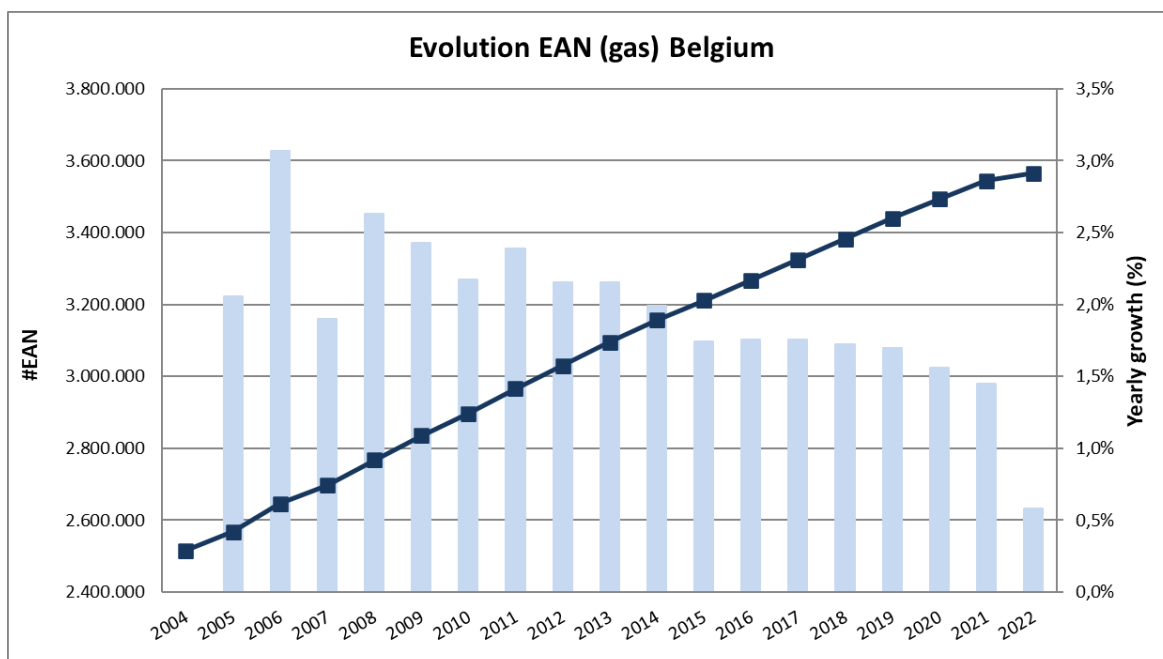


FIGUUR 14: BINNENLANDS VERBRUIK WINTER 2022-2023

Investeringsbehoeften (interne markt)

Distributienet

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 als voornaamste drijfveer geleid tot een sterke daling van het aardgasverbruik.



FIGUUR 15: GROEI IN EAN (BRON: SYNERGRID)

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

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

Industriële verbruikers

De vooruitzichten voor het verbruik van de industrie tonen nog steeds een gemengd beeld. Hoewel een aantal industriële sites de productie stopt in België, worden er jaarlijks ook enkele nieuwe industriële projecten opgestart. De bestaande netten waarop nieuwe eindverbruikers worden aangesloten, beschikken meestal over voldoende capaciteit om de nieuwkomers te bevoorraden. Nochtans wanneer grootschalige projecten samenvallen met de komst van nieuwe elektriciteitscentrales, kunnen investeringen nodig zijn.

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. Geleidelijk aan werd de laatste jaren ten gevolge van een gunstige spark spread¹⁸ opnieuw een hogere basislast verzekerd.

Gascentrales hebben het voordeel dat ze snel kunnen worden opgestart en bovendien stoten ze aanzienlijk minder CO₂ 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 vastgelegd door de Belgische regering. Dit betekent de nakende afbouw van een aanzienlijk nucleair productievermogen (2 GW in 2025). Naast verhoogde invoercapaciteit en de gestage groei van wind- en zonne-energie zal ook het gasgestookte productiepark verder moeten worden uitgebreid. Deels ook ter vervanging van bestaande eenheden die in de komende jaren het einde van de technische en economische levensduur zullen benaderen. De meest recente technologiestandaard biedt ondertussen STEG-eenheden van tot wel 850 MW aan. Er wordt verwacht dat dergelijke performante productie-eenheden zullen worden ontwikkeld. Deze nieuwe eenheden moeten ook geschikt zijn voor de energietransitie en koolstofneutraal zijn tegen 2050. Dit zal mogelijk zijn door te draaien op waterstof of dankzij koolstofafvang.

In het bijzonder heeft het door de regering aangekondigde Capacity Remuneration Mechanism (CRM) aanleiding gegeven tot de bouw van twee extra STEG-eenheden voor een capaciteit van 1,7 GW tegen 2025¹⁹.

Naast deze nieuwe eenheden kan van de oudere minder performante elektriciteitscentrales worden verwacht dat zij nog een aantal jaren zullen worden ingezet als piekeenheid vooraleer buiten gebruik te worden gesteld. Het resultaat is een hogere synchrone piekcapaciteitsbehoefte. Er moet ook worden opgemerkt dat de bovenvermelde nieuwe eenheden zich in Oost-België bevinden, terwijl de bevoorrading naar verwachting voornamelijk uit West-België zal komen (zone Zeebrugge), waardoor de capaciteitsbehoeften in de backbone zullen toenemen. Deze situatie, samen met de voltooiing van de L/H-migratie (zie L- naar H-gasconversie op pagina 38), waarbij ongeveer 5 mld. m³ verbruik werd overgeheveld van het L-gassysteem naar het H-gassysteem, leidde tot de beslissing om de backbone tussen Zeebrugge en Brussel te versterken.

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 CO₂ vrij dan bij de verbranding van de

¹⁸ Het verschil tussen de prijs die een producent kan krijgen voor een kWh geproduceerde elektriciteit en de kosten van het aardgas dat nodig is om deze kWh elektriciteit te produceren.

¹⁹ Elektriciteitscentrales van Seraing en van Les Awirs.

conventionele brandstoffen zoals diesel, benzine en LPG. Ook wat de uitstoot van stofdeeltjes betreft, is aardgas een schone brandstof²⁰, vermindert het NO_x met 70% en CO₂ met 20%.

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 zware vrachtvervoer op de weg over lange afstand, ter vervanging van dieselolie, en voor de scheepvaart als alternatief voor zware stookolie.

Transit aan de Belgische grenzen

Algemene omschrijving

Het Belgische net is via interconnectiepunten verbonden met de meeste bronnen voor de bevoorrading van de Europese aardgasmarkt:

- 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.

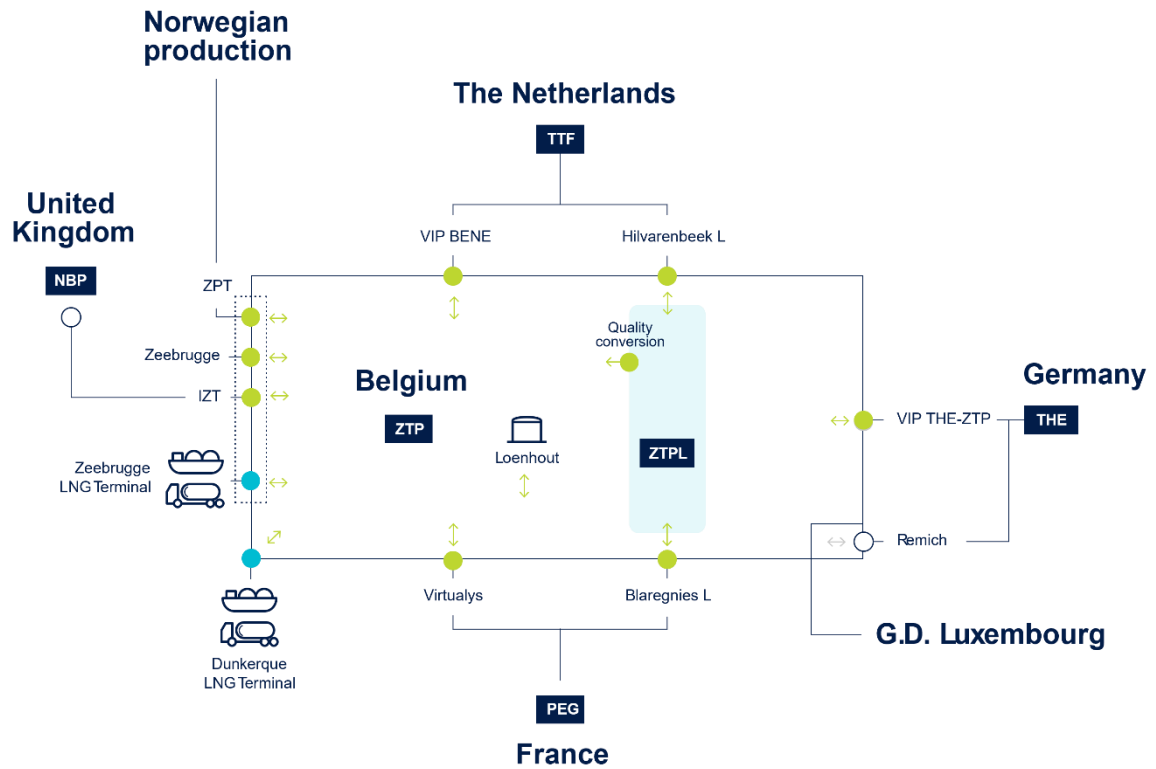
Fysiek wordt het geleverde aardgas verbruikt in België of vervoerd naar de grenzen voor verhandeling op andere gashandelsplaatsen of verbruik op eindverbruikersmarkten in Europa. Fluxys biedt verschillende diensten aan om aardgas te vervoeren via interconnectiepunten:

- **Entry/Exit:** capaciteitsproduct voor toegang tot de Belgische marktzone, handel op ZTP, bevoorrading van de binnenlandse markt en aansluiting op de aangrenzende markten.
- het **Zee Platform:** een dienst voor vervoer van onbeperkte hoeveelheden aardgas tussen 2 of meer interconnectiepunten in de zone Zeebrugge voor een vaste prijs per maand.

De onderstaande figuur geeft een algemeen overzicht van de vervoersdiensten in België²¹:

²⁰ CREG 2018, "Studie met betrekking tot de rentabiliteit van aardgas gebruikt als brandstof (CNG of compressed natural gas) voor auto's"²¹ De kwaliteitsconversiedienst wordt stopgezet zodra de L/H-conversie is voltooid.

²¹ De kwaliteitsconversiedienst wordt stopgezet zodra de L/H-conversie is voltooid.

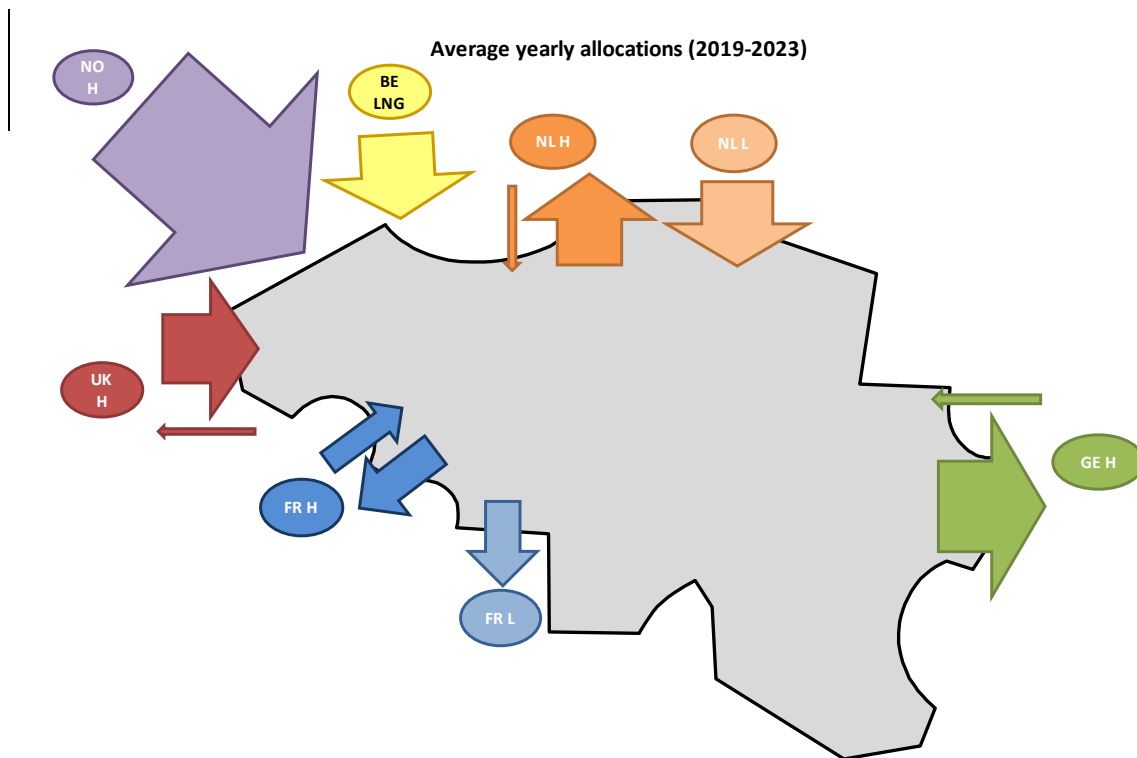


FIGUUR 16: VERVOERSDIENSTEN VAN FLUXYS BELGIUM

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

Het overzicht in dit hoofdstuk behandelt de periode tot en met 2023.

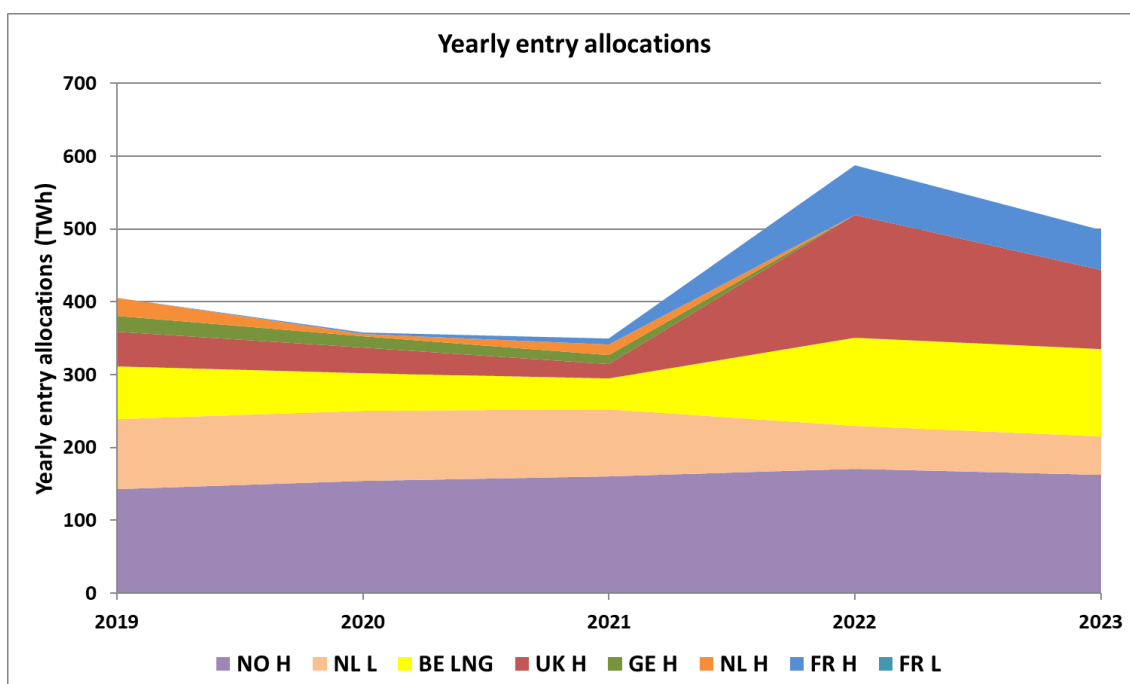
De figuur hieronder toont een overzicht van de gemiddelde volumes die werden in- en uitgevoerd (allocaties) tijdens de periode 2019-2023.



FIGUUR 17: ALLOCATIES OP DE GRENSPUNTEN 2019-2023

Invoer van aardgas

Het totaal van de gasstromen die jaarlijks het net van Fluxys Belgium binnenkomen, is de voorbije twee jaar sterk geëvolueerd: van ongeveer 350-400 TWh per jaar (2019-2021) naar bijna 600 TWh in 2022 en 500 TWh in 2023.



FIGUUR 18: JAARLIJKSE INGANGSALLOCATIES

De Noorse gasleiding (Zeepipe) is de belangrijkste bevoorradingsroute naar België (stabiel ± 150 TWh). De H-gasbevoorrading uit Nederland daalt sinds 2019. L-gas vanuit Nederland gaat achteruit door het L/H-conversieproces. Na de voltooiing van de L/H-conversie in België (september 2024) zal L-gas uit Nederland alleen België doorkruisen om Frankrijk te bevoorraden, dat ook een conversieproces doormaakt, dat in 2028 moet zijn voltooid.

De volumes afkomstig van het Verenigd Koninkrijk kennen een gevarieerd verloop, met een jaarlijkse hoeveelheid tussen ± 25 en ± 50 TWh voor 2022, 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 bevoorrading in 2023 blijft op een hoog niveau, zonder echter de recordvolumes van 2022 te bereiken (als gevolg van de lagere vereiste jaarlijkse volumes naar Nederland en Duitsland – zie de figuur van uitgangsallocationen).

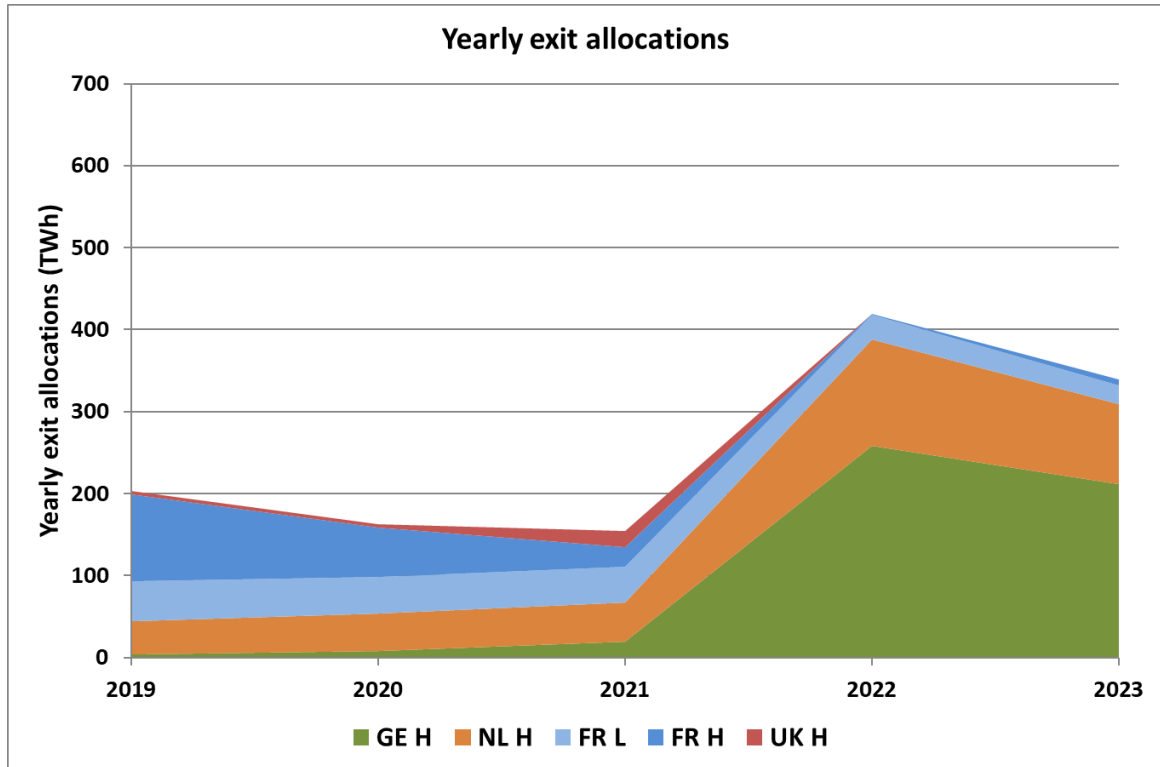
De toename van LNG-volumes en – in mindere mate – van bevoorrading vanuit Frankrijk kan ook vanuit die context worden verklaard.

De volumes die worden ingevoerd voor 2022 vanuit Duitsland waren reeds relatief beperkt. Merk op dat de invoer zo goed als volledig uit het (vroegere) Gaspoolmarktgebied afkomstig was.

Uitvoer van aardgas

Het totale gemiddelde gasvolume (L- en H-gas) dat wordt vervoerd naar de aangrenzende markten bedraagt ongeveer 150 à 200 TWh per jaar (periode

2019-2021). In 2022 zagen we een aanzienlijke piek van meer dan 400 TWh. Hoewel dat volume niet werd bereikt in 2023 (ongeveer 350 TWh), bedraagt het uitvoervolume nog steeds dubbel zoveel als in de periode vóór 2022.



FIGUUR 19: JAARLIJKSE UITGANGSALLOCATIES

Van dat volume was 50% tot 80% bestemd voor de Franse markt tot 2021. Het aandeel L-gas was in die periode stabiel (ongeveer 50 TWh/jaar). Het vervoer van H-gas nam af met slechts zeer beperkte volumes in 2022 en 2023.

De volumes die naar het Verenigd Koninkrijk worden vervoerd, kennen ook een duidelijke daling sinds 2019.

De volumes die worden vervoerd naar Duitsland en Nederland, zijn scherp aan het stijgen in 2022 en (in mindere mate) 2023 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

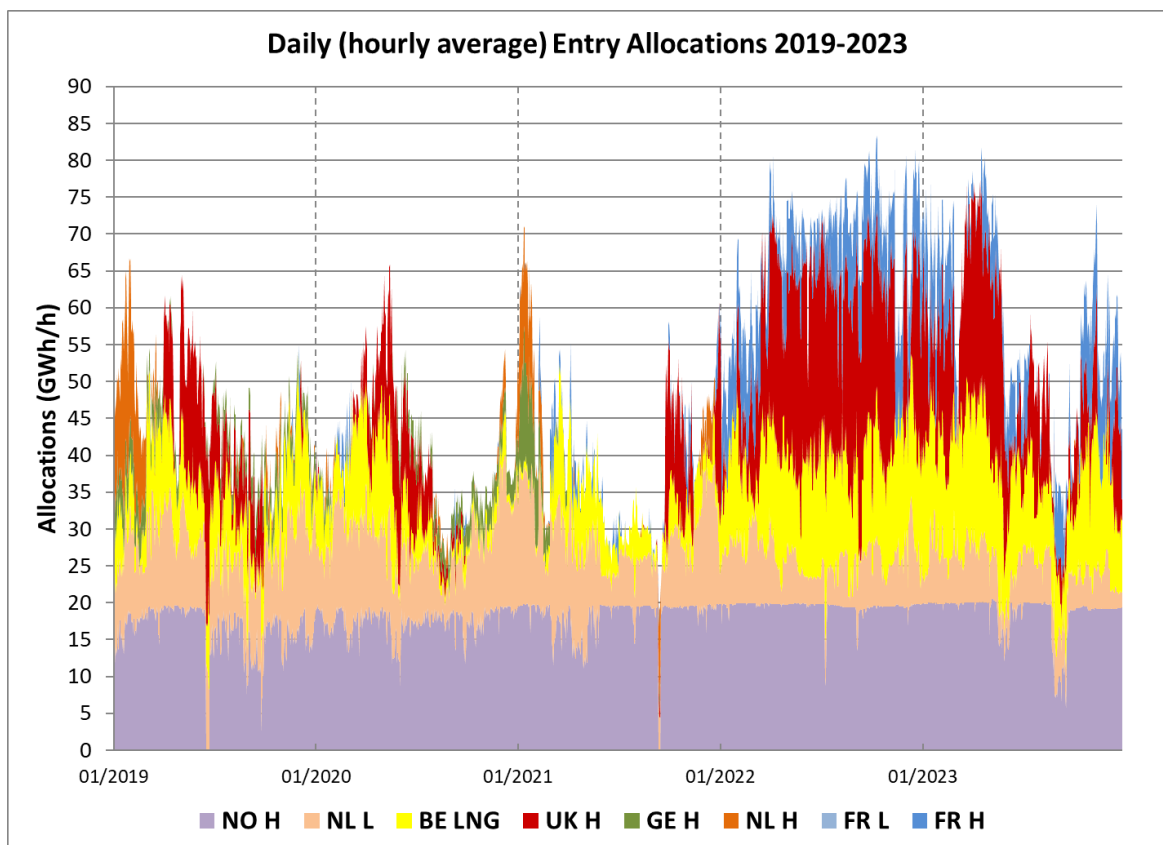
Fluxys Belgium doet de analyse van de netwerkbelasting en het capaciteitsgebruik naar de aangrenzende netten op basis van de simultane dag- en uurstromen. Hiermee kan worden gecontroleerd hoe de beschikbare capaciteit door de markt wordt gebruikt. Afhankelijk van dit gebruik kan een

herverdeling van de capaciteit worden geanalyseerd en uiteindelijk aan de markt worden voorgesteld.

Invoer van aardgas

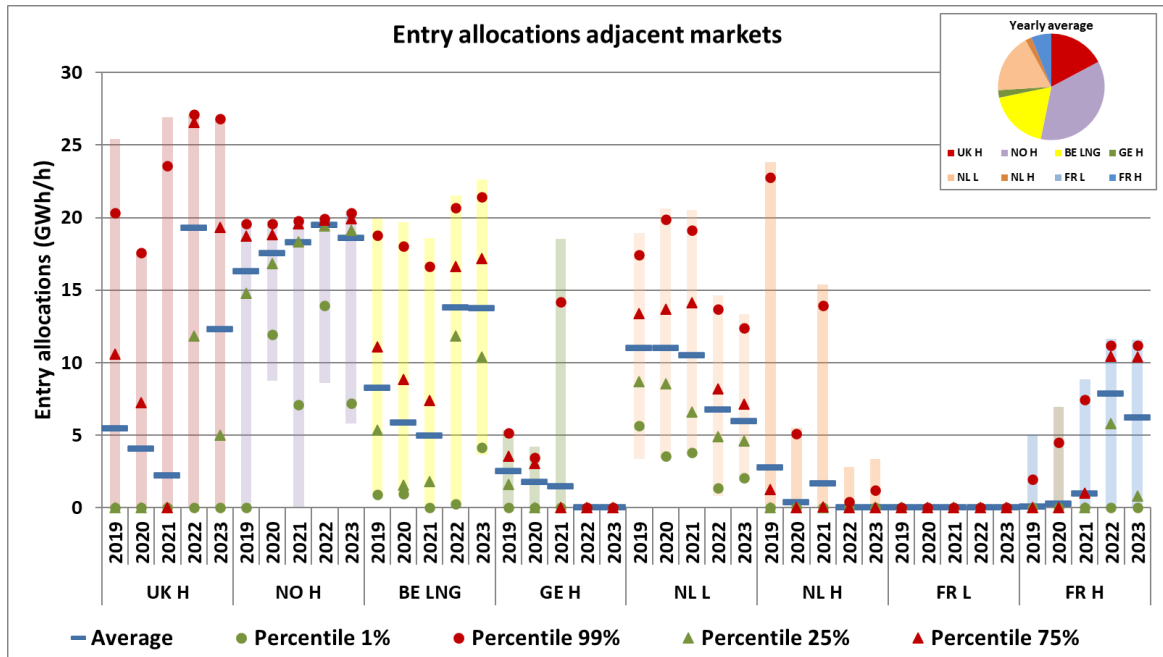
De grafiek hieronder illustreert de evolutie van de dagstromen die simultaan binnenkomen op de verschillende grenspunten van het netwerk van Fluxys Belgium (periode 2019-2023). Gemiddeld kwam er in de periode 2019-2021 ongeveer 40 à 45 GWh/u gas binnen op het netwerk van Fluxys Belgium, met pieken tot meer dan 70 GWh/u. Tijdens 2022 en de eerste helft van 2023 is de totale hoeveelheid gas die binnenkomt, aanzienlijk gestegen, met piekwaarden van meer dan 80 GWh/u (hoewel deze waarden al in 2018 zijn bereikt). In het tweede deel van 2023 is een daling van de ingangsvolumes te zien.

Er moet worden opgemerkt dat, in vergelijking met de voorbije jaren, in 2022 en 2023 enorme ingangsallocaties werden vastgesteld, voornamelijk van het Verenigd Koninkrijk (Interconnector) en H-gas uit Frankrijk (Alveringem), wat de reactie van de markt weerspiegelt om gas naar Duitsland en Centraal-Europa te brengen wegens de vermindering van de gasinvoer via leidingen vanuit Rusland ten gevolge van de oorlog in Oekraïne.



FIGUUR 20: DAGELIJKSE INGANGSALLOCATIES

De onderstaande grafiek²² toont details van het geïnjecteerde capaciteitsgebruik (periode 2019-2023).



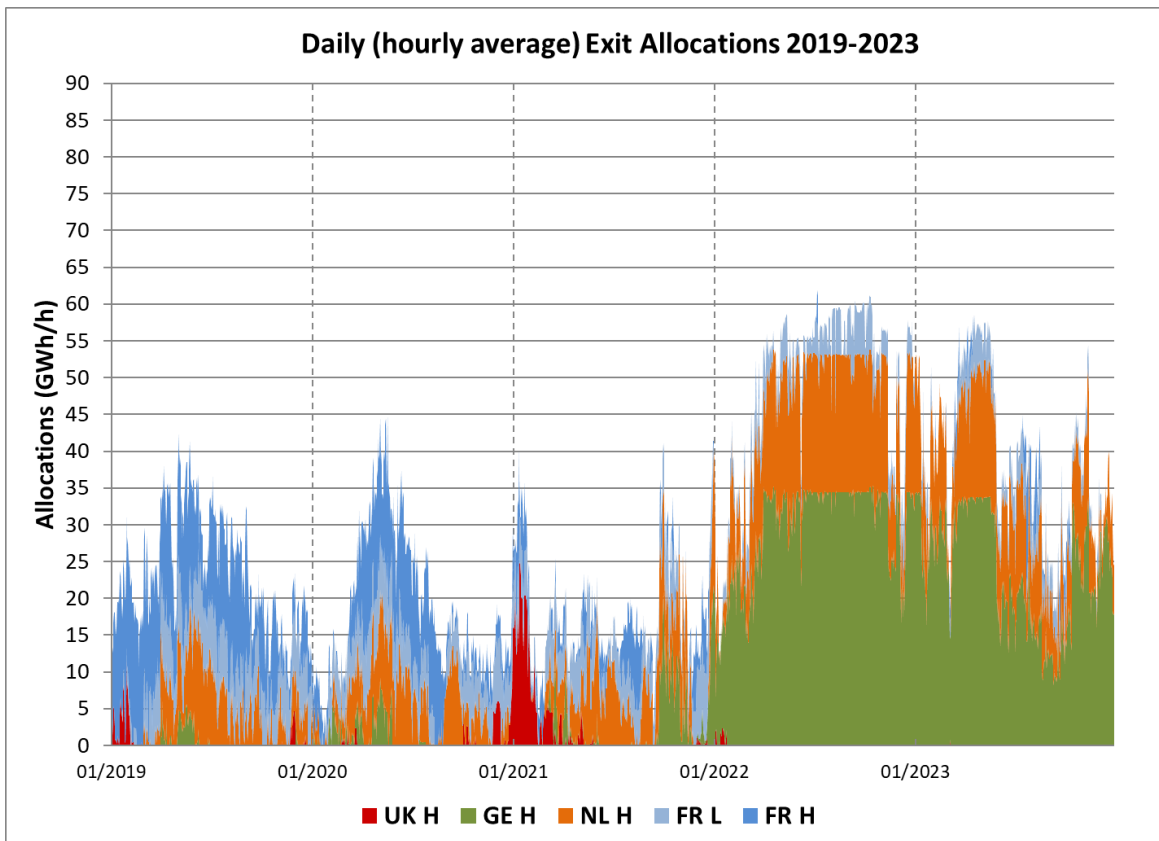
FIGUUR 21: INGANGSALLOCATIES NABURIGE MARKTEN

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

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 2019-2023).

²² Bij de opmaak van de grafiek wordt voor elke dag de nettowaarde van de allocaties genomen.

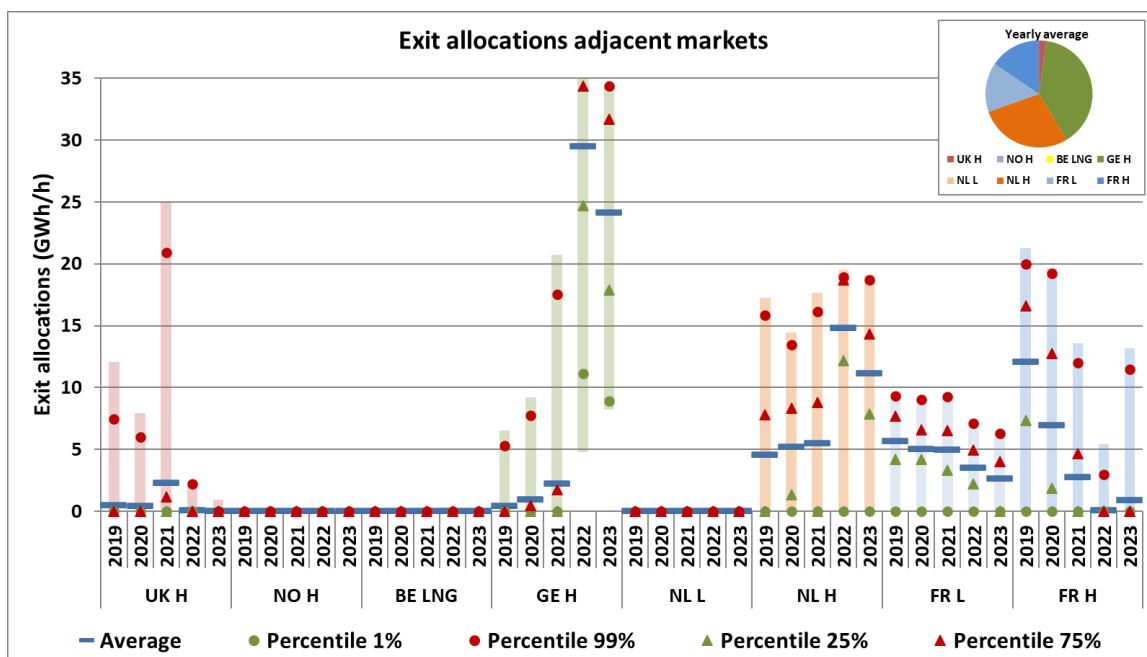


FIGUUR 22: DAGELIJKE UITGANGSALLOCATIES

Voor de periode 2019-2021 werd gemiddeld tussen 17 en 24 GWh/u vervoerd naar aangrenzende landen. Opvallend zijn de grote transitstromen richting het Verenigd Koninkrijk tijdens de winter van 2020-2021. Vanaf 2022 werden nieuwe piekstromen, tot wel 60 GWh/u, bereikt. Deze zeer hoge stromen waren enerzijds te wijten aan de verminderde invoer van aardgas via leidingen uit Rusland en anderzijds aan het lage niveau van gasopslag in Europa aan het begin van de winterperiode 2022-2023. Het Fluxys-netwerk heeft dit maximale vervoer probleemloos opgevangen. In de tweede helft van 2023 dalen de uitgangsvolumes (hoewel ze nog steeds een relatief hoge waarde bereiken). Dit is enerzijds te wijten aan de doelstelling van de Europese Commissie om het energieverbruik met 15% te verminderen, en anderzijds aan de verplichting om de gasopslag tot 80% te vullen vóór de winter van 2022-2023 en tot 90% voor de daaropvolgende winters.

De grafiek²³ hieronder toont een overzicht van het capaciteitsgebruik naar de verschillende marktzones (periode 2019-2023).

²³ Bij de opmaak van de grafiek wordt voor elke dag de nettowaarde van de allocaties genomen.



FIGUUR 23: UITGANGSALLOCATIES 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). Vanaf 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

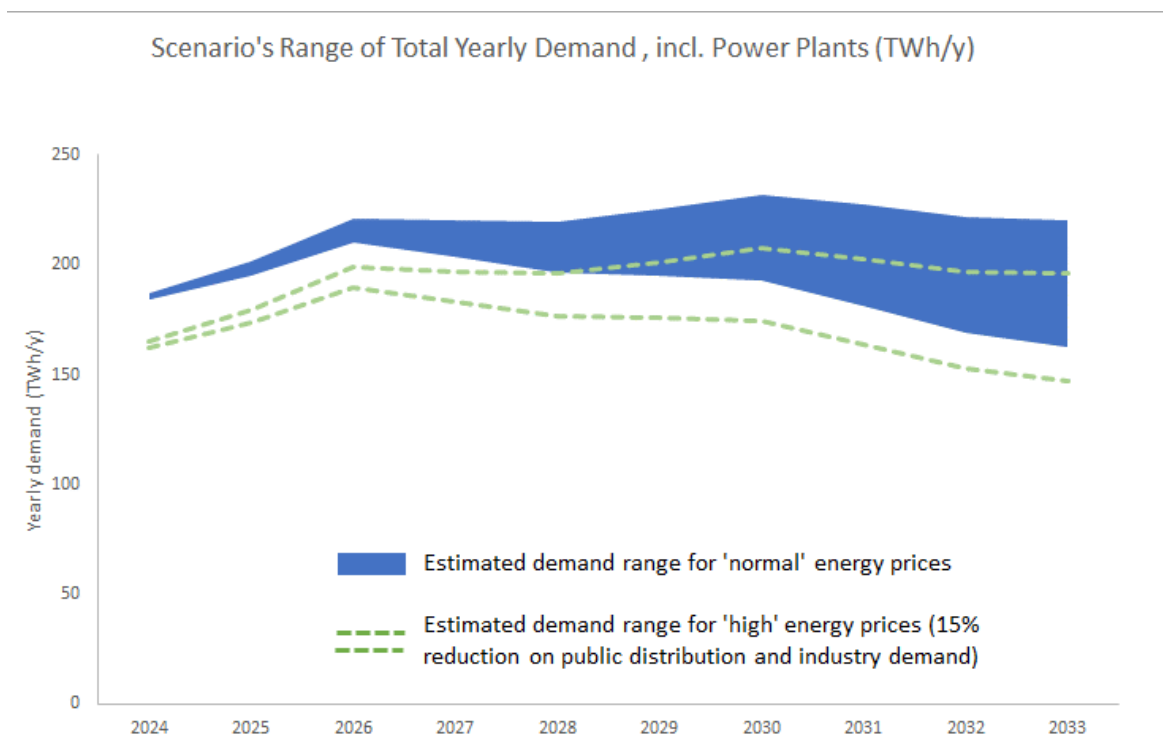
Binnenlandse vraag

Fluxys Belgium actualiseert de prognoses van het toekomstige aardgasverbruik in zowel jaarcijfers als piekvraag, voor de openbare distributie, 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.

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 een gemiddelde jaartemperatuur). Het verbruiksbereik werd in vraag gesteld indien de energieprijzen hoog blijven, wat een daling van de vraag in het distributienet en de industriële sectoren (met uitzondering van de elektriciteitscentrales) met 15% impliceert (op basis van de waargenomen daling van de vraag in de winter van 2022-2023).

De stijging in 2025 is gebaseerd op de groei van het aardgasverbruik voor stroomopwekking.



FIGUUR 24: PROGNOSE VAN HET JAARLIJKSE AARDGASVERBRUIK (H- EN L-GAS)

Rekening houdend met de nieuwe elektriciteitscentrales (2 eenheden van elk 850 MW) die operationeel moeten zijn tegen 2025, blijkt uit simulaties dat de totale ingangscapaciteit van het H-net nog steeds de piekbehoefte aankan, zelfs na de volledige integratie van de huidige L-markt in het H-net. Als we desalniettemin rekening houden met een structureel west-ooststroomptraject (gas komt uitsluitend binnen via de zone Zeebrugge), moet de huidige west-oostas worden versterkt om flexibiliteit²⁴ te bieden en meer te kunnen blijven uitvoeren naar Duitsland, Nederland en Frankrijk. Daarom heeft Fluxys een eerste fase van deze versterking aangelegd die bestaat uit een leiding met DN1000 van ongeveer 50 km tussen Desteldonk en Opwijk²⁵. Deze fase is volledig operationeel. Over een tweede fase tussen Zeebrugge (Knokke) en Desteldonk (ongeveer 55 km, ook met DN1000) werd er beslist (ook geschikt voor waterstof). De voltooiing van deze tweede fase wordt verwacht tegen eind 2026 en zou een volledig redundant leidingtracé beschikbaar kunnen maken tussen Zeebrugge en de Duitse grens bij Eynatten. Hierdoor zal een van de tracés enkel voor waterstof kunnen worden gebruikt wanneer enerzijds zowel het binnenlandse verbruik als de doorvoer van aardgas afneemt als gevolg van de energietransitie en anderzijds de vraag naar waterstof toeneemt.

Uitvoervooruitzichten (transit)

Naast het bevoorraden van de Belgische markt²⁶, wordt het netwerk eveneens gebruikt voor het vervoeren van aardgas naar onze buurlanden.

Vervoer naar Frankrijk

In zijn 'Bilan prévisionnel pluriannuel et Plan décennal de développement 2022-2031' (03/2023)²⁷ beschrijft GRTgaz drie mogelijke vraagscenario's met een daling van het gasverbruik in Frankrijk van respectievelijk 39%, 18% of 16% tussen 2021 en 2030. De verwachte piekvolumes vertonen ook een aanzienlijke daling.

De waargenomen H-gasstromen (gemiddeld en piek) van België naar Frankrijk zijn al aanzienlijk afgenomen sinds 2022. Frankrijk is een netto-uitvoerder naar België geworden.

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 en volledig

²⁴ Om vraagschommelingen tijdens de dag op te vangen.

²⁵ Deze leiding is geschikt voor waterstof.

²⁶ Luxemburg wordt tot de Belgische markt gerekend omdat beide landen één markt voor aardgas vormen.

²⁷ <https://www.grtgaz.com/sites/default/files/2023-04/Plan-Decennal-de-Developpement-2022-2031.pdf>

stoppen na 2028 en ten laatste in 2030. Er is momenteel geen behoefte om deze daling te compenseren met een verhoging van de H-transit naar Frankrijk.

Vervoer naar het Verenigd Koninkrijk

In het 'Gas Ten Year Statement 2023'²⁸ beschrijft National Gas vier mogelijke scenario's van een relatief trage vermindering tot een meer uitgesproken daling van de gasbehoefte van het Verenigd Koninkrijk voor zowel het jaarlijkse volume als de piekvraag. Tegelijkertijd is er een verdere daling van de nationale productie. Zoals aangegeven in het Gas Winter Outlook 2023²⁹, blijven gas van nationale productie en gas uit Noorwegen de belangrijke bevoorradingsbronnen van het Verenigd Koninkrijk, 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 gepubliceerd in december 2023. De VNB's hebben verschillende (LNG-)varianten berekend, 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 oorlog in Oekraïne door de afnemende stroom uit Rusland. De komende jaren blijven de stromen naar verwachting hoog, zelfs rekening houdend met de geplande LNG-installaties in Duitsland. Door investeringen in de VTN-leiding in België zal de uitgangscapaciteit worden gewaarborgd.

Vervoer naar Nederland

GTS voorziet in het gepubliceerde investeringsplan 2022-2032³⁰ drie scenario's met dalende gasvraag. Samen met een toenemende doorvoer van Nederland naar Duitsland is bijkomende uitvoer naar Nederland reeds waargenomen en zal die waarschijnlijk de volgende jaren doorzetten.

Invoervooruitzichten

²⁸ https://www.nationalgas.com/sites/default/files/documents/GTYS-2023_1.pdf

²⁹

https://www.nationalgas.com/sites/default/files/documents/17148_NGT_Winter_Outlook_2023_AW07_0.pdf

³⁰ <https://www.gasunietransportservices.nl/gasmarkt/investeringsplan/investeringsplan-2022>

Invoer vanuit Noorwegen

De invoer vanuit Noorwegen vormt voor België de belangrijkste bron van aardgas, die wordt geleverd als een stabiele basislast. Er wordt binnenkort geen grotere verandering verwacht in de aangevoerde hoeveelheden.

Invoer uit LNG

LNG zal een sleutelrol blijven spelen in de bevoorradingzekerheid 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 capaciteit van de LNG-terminal van Fluxys in Zeebrugge is in 2024 toegenomen tot ongeveer 30 GWh/u.

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 via Alveringem naar België worden vervoerd. 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. De afgelopen jaren hebben we recordniveaus van uitvoer van de Interconnector naar het Europese vasteland gezien. De stijging van de uitvoer van gas van het Verenigd Koninkrijk naar Europa is grotendeels te verklaren door de impact van de verminderde gasstromen uit Rusland. 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 volumes uit Duitsland zijn erg laag en zullen naar verwachting de komende jaren op hetzelfde niveau blijven.

Invoer vanuit Nederland

In het kader van de L/H-conversie, die op 1 september 2024 hoort te zijn afgerond voor de Belgische markt, zal de invoer van L-gas geleidelijk afnemen. Desalniettemin zal L-gas blijven worden vervoerd tot de L/H-conversie rond is in Frankrijk. De invoer van H-gas is sterk afhankelijk van de marktwerking, maar zal de komende jaren naar verwachting laag blijven.

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 gebruikt voor H-gas of herbestemd voor nieuwe doeleinden.

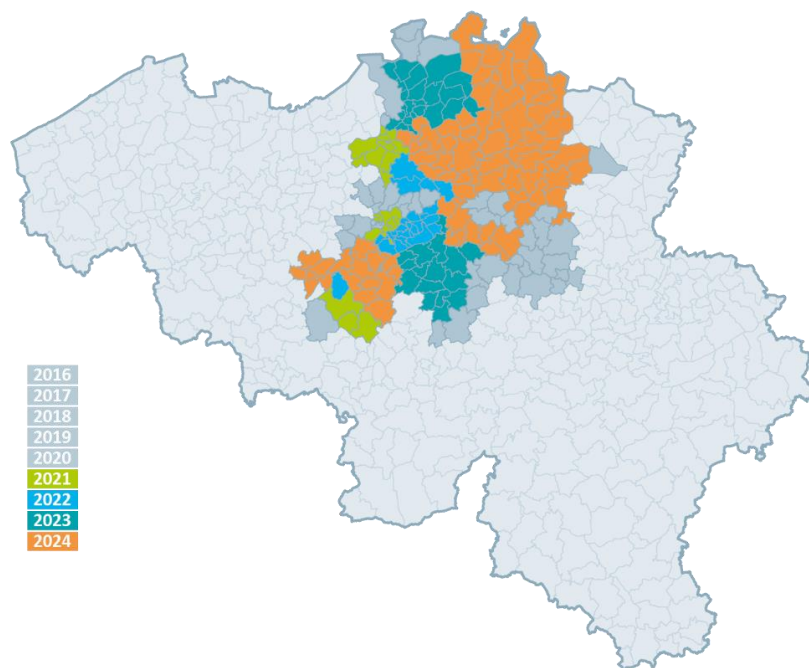
De Nederlandse regering heeft beslist de productie van het Groningenveld te stoppen op 1 oktober 2024. De betreffende wet is aangenomen door de Nederlandse Eerste Kamer op 14 april 2024.

Op verzoek van de Belgische overheid werd een indicatieve conversieplanning uitgewerkt door Synergrid³¹. 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

Vanwege de toename van aardbevingen in Groningen heeft de Nederlandse regering gevraagd om een mogelijke versnelling van het conversieprogramma te evalueren. In 2020 hebben de vervoers- en distributienetbeheerders opportuniteiten gevonden om de L/H-conversie te optimaliseren. Volgens het nieuwe programma is aldus de volledige Belgische aardgasmarkt in september 2024 naar H-gas geconverteerd. De transit van L-gas van Nederland naar Frankrijk zal evenwel nog enkele jaren blijven behouden.

³¹ Federatie van de netbeheerders elektriciteit en aardgas in België (<http://www.synergrid.be/>)



FIGUUR 25: INDICATIEVE CONVERSIEPLANNING VAN DE L-GASMARKT NAAR H-GAS, PER GEMEENTE (BRON: SYNERGRID)

Aanpassingen aan het netwerk van Fluxys Belgium

De aanverwante aanpassingen aan het netwerk van Fluxys zijn uitgevoerd, voornamelijk in het compressiestation van Winksele, zodat de migratie in 2024 kan worden afgerond.

Ingangscapaciteit voor de nieuwe H-markt

Conversieperiode

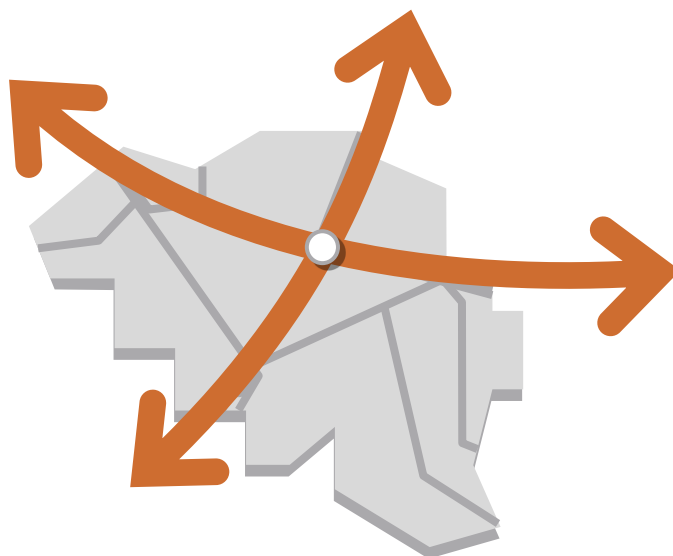
De betrokken L-gasklanten moeten bij elke stap van de conversie met H-gas worden bevoorrad. Aangezien het ingangspunt Hilvarenbeek/Poppel momenteel uitsluitend in L-gas voorziet, moeten de gasvervoeders/-leveranciers van die H-gasklanten over ingangscapaciteit kunnen beschikken op een ander ingangspunt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

Uit de huidige evaluaties van Fluxys Belgium kan worden besloten dat de 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 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, om deze backbone te versterken. Hiervoor moet de tweede RTR-leiding tussen Desteldonk en Opwijk in een eerste fase worden voltooid waarvan de indienststelling momenteel staat gepland tegen de lente van 2024. Binnenkort wordt beslist over een tweede fase tussen Zeebrugge en Desteldonk (Evergem) om het tracé te vervolledigen.

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

LNG-ontwikkelingen

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

De bindende marktbevraging van november 2020 was een succes. Op 15 februari 2021 heeft Fluxys LNG dus beslist 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 gekozen hervergassingsmethode maakt gebruik van de warmte van zeewater zodat er geen aardgas moet worden verbrand. Dit verlaagt de kooldioxide-uitstoot van de LNG-terminal aanzienlijk.



FIGUUR 27: 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, steeg dit cijfer tot 6.500 laadbeurten in 2022 en zal het stijgen tot 8.000 in 2024 (de huidige maximumcapaciteit).

Deze vier nieuwe laadstations zullen eind 2024 operationeel zijn met in totaal 24.000 laadbeurten per jaar.

Tot slot moet hierbij worden herhaald 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 CO₂-neutraal. Vandaag zijn bijna 200 biogasproductie-eenheden actief in België die voornamelijk worden gebruikt voor plaatselijke warmte- of elektriciteitsproductie. Biogas kan echter ook worden gezuiverd en getransformeerd in biomethaan dat in het distributie- of vervoersnet voor aardgas kan worden geïnjecteerd zodat het beschikbaar wordt voor alle gasverbruikers.

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 toenemen en zo de uitstoot van broeikasgassen kan worden verlaagd.

Een studie van het Green Gas Platform (een gezamenlijk initiatief van Gas.be, ValBiom en Biogas-E) heeft aangetoond dat een realistisch productiepotentieel tegen 2030 15,6 TWh bedraagt³². 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 van andere productietechnieken dan anaerobe vergisting, zoals pyrovergassing.



FIGUUR 28: PRODUCTIE VAN BIOMETHAAN

³² "Welke plaats voor injecteerbaar biomethaan in België?", studie uitgevoerd door vzw Valbiom op vraag van Gas.be: <https://www.gas.be/fr/actus/publicaties/potentieel-van-de-biomethaanproductie-in-de-eu-lidstaten>

Injectie van biomethaan in het aardgasnet

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

De eenheden die biogas omzetten in biomethaan, injecteren nu hun productie in het distributienet. Eind 2018 werd het eerste biomethaaninjectiepunt op het Belgische distributienet ingehuldigd. In 2023 zijn er 7 installaties die biomethaan injecteren in de distributienetten.

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. Green Logix in Lommel zal tegen eind 2024 als eerste biomethaan injecteren in het vervoersnet van Fluxys Belgium.

Vermindering van de uitstoot van broeikasgassen

Go4net0: 50% minder uitstoot voor onze activiteiten in België in 2025

Ons Go4net0-programma heeft als doel de uitstoot van broeikasgassen (CO₂ en CH₄) in verband met onze activiteiten in België te halveren tegen 2025, in vergelijking met het referentiejaar 2017. Concreet, in cijfers, streven we ernaar ons CO₂-equivalent te verminderen van 250 kiloton naar 125 kiloton.

FIGUUR 29: VOORUITGANG BIJ DE VERMINDERING VAN DE UITSTOOT VAN BROEIKASGASSEN

CO₂: extra ORV's welkom op de LNG-terminal van Zeebrugge



FIGUUR 30: ORV'S OP DE LNG-TERMINAL VAN ZEEBRUGGE

Drie bijkomende hervergassers met zeewater (ORV's) werden vanaf september 2023 in Zeebrugge getest en op 1 januari 2024 in dienst gesteld. Ze hebben een positief effect op de uitstoot van CO₂. Deze ORV's zorgen voor een aanzienlijke vermindering van het verbruik van brandstofgas om LNG te hervergassen, en dragen zo bij tot een beduidende vermindering van de CO₂-uitstoot op de terminal in vergelijking met 2022. Binnen de onderneming worden tal van

initiatieven genomen om de CO₂-uitstoot te verminderen, waaronder de vervanging van gasmotoren door elektromotoren in Loenhout. Er worden ook studies uitgevoerd om manieren te vinden waarop we onze uitstoot nog meer kunnen verminderen.

Methaan: onze vele initiatieven werpen vruchten af

Methaan heeft een broeikaseffect dat 29,8 keer groter is dan CO₂. Op het terrein zijn al veel acties ondernomen, en andere zijn aan de gang om onze methaanuitstoot (CH₄) snel te verminderen.

Onze teams werken actief in vier domeinen:

- Pneumatische uitstoot: dit zijn methaanemissies ter hoogte van de actuatoren van onze afsluiters op het net. In totaal worden momenteel meer dan 750 actuatoren vervangen: tegen eind 2023 zullen we al meer dan 500 vervangingen hebben uitgevoerd.
- Vluchtige uitstoot: dit zijn verliezen die worden gedetecteerd op onderdelen van ons net die niet perfect gasdicht zijn, zoals flenzen, verbindingen of afsluiters. Er worden regelmatig campagnes georganiseerd, ook met externe partners, om ze zo goed mogelijk op te sporen en te verhelpen.
- Methaanuitstoot tijdens geplande werkzaamheden: dit is het gas dat wordt afgeblazen om veilig aan een leiding te kunnen werken. Vandaag zorgen we er eerst voor dat zoveel mogelijk gas uit de leiding wordt verbruikt. Vervolgens doen we een beroep op een reeks technische oplossingen om zo weinig mogelijk gas af te blazen vóór de interventie.



FIGUUR 31: MOBIELE HERCOMPRESSIE-EENHEID

- Een mobiele hercompressie-eenheid zuigt gas uit een deel van een leiding en injecteert het elders in ons net.
- Voor interventies waarbij kleinere gasvolumes ontsnappen, kan ook een mobiele Clean Enclosed Burner (CEB) of fakkelt worden gebruikt. Dit betekent dat het gas gecontroleerd wordt verbrand om te voorkomen dat er methaan vrijkomt in de atmosfeer en om zo onze impact op het milieu te beperken.

- Operationele methaanuitstoot: dit zijn de gashoeveelheden die worden afgeblazen bij het starten en stoppen van onze compressoren. Er lopen

initiatieven en projecten om deze uitstoot zoveel mogelijk te beperken. Een ervan wordt hieronder uitgelegd (Green 2.0: Weelde).

Green 2.0: verdere vermindering van de methaanuitstoot in Weelde

In 2021 hadden onze collega's in Weelde het GREEN-concept (Gas Recuperation and Energy Efficiency for Nature) ingevoerd om het afdichtingsgas van onze Taurus-compressoren op te vangen en nuttig te gebruiken. Dit jaar hebben ze op dit succes voortgebouwd met GREEN 2.0, om ook de methaanuitstoot van procesgas te verminderen. Het project werd volledig door het team van Weelde uitgevoerd.

OGMP 2.0

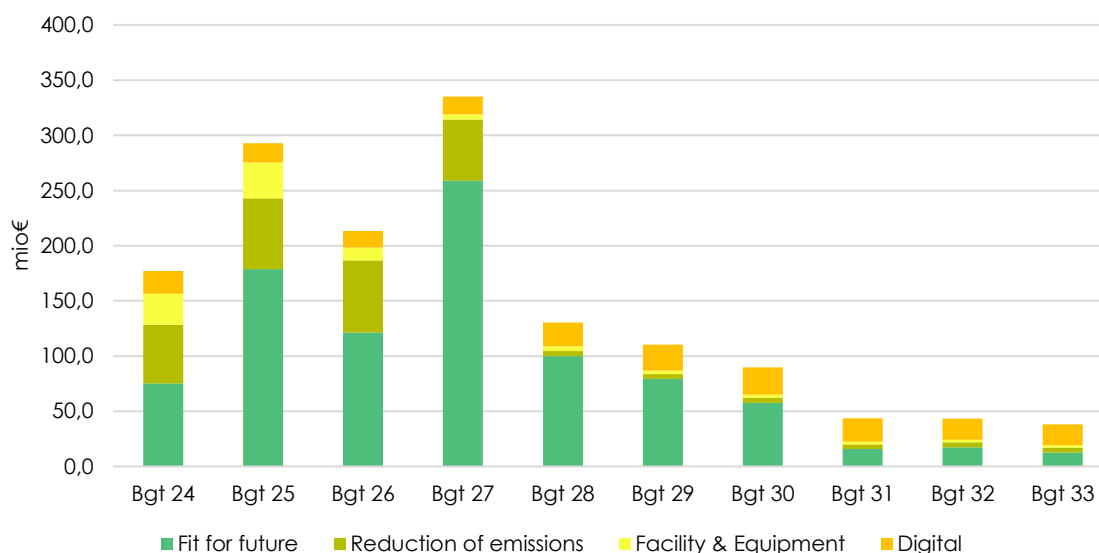
Begin 2021 sloot Fluxys Belgium zich aan bij het Oil & Gas Methane Partnership (OGMP 2.0), een initiatief van het VN-Milieuprogramma (United Nations Environment Programme - UNEP). Meer dan 120 olie- en gasbedrijven in meer dan 70 landen zijn nu lid van OGMP. Deze bedrijven verbinden zich ertoe om gedetailleerde gegevens over hun methaanuitstoot te rapporteren volgens een welomschreven aanpak en structuur. Dit is een geloofwaardige en objectieve manier voor deze bedrijven om de vooruitgang aan te tonen die ze hebben geboekt om de methaanuitstoot van hun activiteiten te verlagen.

Om dit te bereiken, werd een beroep gedaan op een groot aantal Fluxys-collega's. Sommigen ontwikkelden bestanden om gemakkelijker gegevens te verzamelen en anderen automatiseerden de rapportering.

De voor 2022 gerapporteerde gegevens zijn samengevat in het jaarlijkse IMEO-verslag dat op 1 december voorafgaand aan de COP28 in Dubai door UNEP werd gepubliceerd.

Indicatieve investeringen tegen 2033

De geplande investeringen door Fluxys Belgium en Fluxys LNG tijdens de periode 2024-2033 bedragen **€ 1.474 miljoen**³³.



FIGUUR 10: INVESTERINGSPLAN 2024-2033 PER DOMEIN

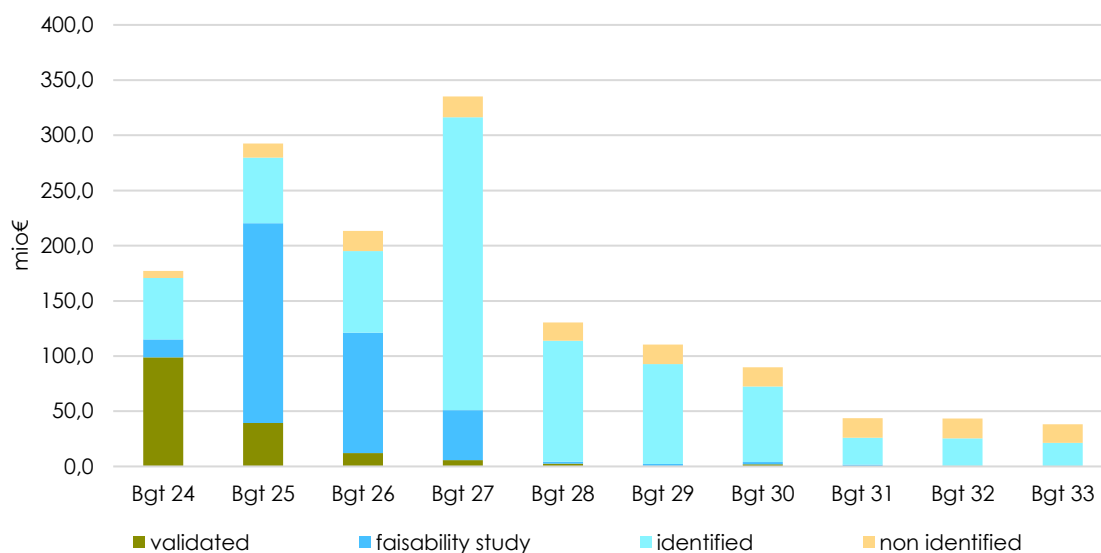
De domeinen waarin zal worden geïnvesteerd, zijn de volgende:

- **Klaar voor de toekomst:** € 917 miljoen
- **Vermindering van uitstoot:** € 264 miljoen
- **Installaties en uitrusting:** € 95 miljoen
- **Digitalisering:** € 198 miljoen

De investeringen van de afgelopen jaren hebben ervoor gezorgd dat het Belgische gasvervoersnet voldoende is gedimensioneerd, over een aanzienlijke ingangscapaciteit beschikt (> 10 miljoen m³(n)/u), en bidirectioneel en goed vermaasd is met andere gasvervoersnetten in Noordwest-Europa.

De gevalideerde projecten vertegenwoordigen € 162 miljoen of 11% van het totale bedrag. Dat zijn projecten waarvan de uitvoering is gepland in de nabije toekomst (2024-2026). Voor het grootste deel van de toegewezen bedragen zijn de projecten geïdentificeerd, maar werd er nog geen beslissing genomen (€ 1.152 miljoen). Verder is er in een bedrag voorzien voor behoeften die nog niet precies zijn omschreven, voor een totaal van €160 miljoen.

³³ In constante EUR



FIGUUR 33: MATURITEIT VAN HET INVESTERINGSPLAN 2024-2033

Het totaalbedrag van het plan stijgt in vergelijking met de vorige versie van het investeringsplan (€ 147 miljoen meer dan voor de periode 2023-2032).

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.

Klaar voor de toekomst

Vooropgesteld bedrag: **€ 917 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.

Het dekt tevens de versterking van het leidingnet die nodig is vanwege de verandering van het stromingspatroon als gevolg van de geopolitieke situatie, evenals de ontwikkelingen van het net om de groene energiedragers van de toekomst te vervoeren.

Vermindering van uitstoot

Vooropgesteld bedrag: **€ 264 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.

Installaties en uitrusting

Vooropgesteld bedrag: **€ 95 miljoen**

Dit bedrag omvat de investeringen die nodig zijn om op de juiste manier te herinvesteren in verschillende gebouwen en uitrusting.

Digitalisering

Vooropgesteld bedrag: **€ 198 miljoen**

Dit bedrag omvat de investeringen die nodig zijn om nieuwe toepassingen te ontwikkelen voor het beheer en de commercialisering van gasstromen en om de digitalisering te stimuleren.

Bijlage

Waterstof- en CO₂-vervoersnetten

Context

Europees energie- en klimaatbeleid

Met de "**Green Deal**"³⁴ 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**³⁵ ("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**³⁶ ("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

³⁴ Europese Commissie, De Europese Green Deal, COM(2019) 640, december 2019

³⁵ Europese Commissie, Energie voor een klimaatneutrale economie: een EU-strategie voor een geïntegreerd energiesysteem, COM(2020) 299, juli 2020

³⁶ Europese Commissie, Een waterstofstrategie voor een klimaatneutraal Europa, COM(2020) 301, juli 2020

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
- 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**³⁷ 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 hoofdassen: 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.
- **CO₂-vervoer:** sommige sectoren kunnen niet onmiddellijk overschakelen op groene energiebronnen. Dat geldt meer bepaald voor bepaalde industriële processen. In die gevallen zijn oplossingen met opvang van CO₂ nodig, waarbij CO₂-vervoersinfrastructuur nodig is om het opgevangen CO₂ te

³⁷ NextGenerationEU, Europese Commissie, mei 2020

vervoeren naar de plaatsen waar het zal worden hergebruikt (Carbon Capture and Use - CCU) of opgeslagen (Carbon 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 scenario³⁸. Op 29 oktober 2021 heeft de federale regering haar eerste waterstofstrategie goedgekeurd op voorstel van minister van Energie Tinne Van der Straeten. Op 12 oktober 2022 heeft de federale regering een bijwerking van deze strategie goedgekeurd³⁹. Die hoeveelheden kunnen in België worden geproduceerd door elektrolyse van water, waardoor de 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.

CO₂-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 CO₂-uitstoot waar te maken (-55% tegen 2030; netto nul tegen 2050).

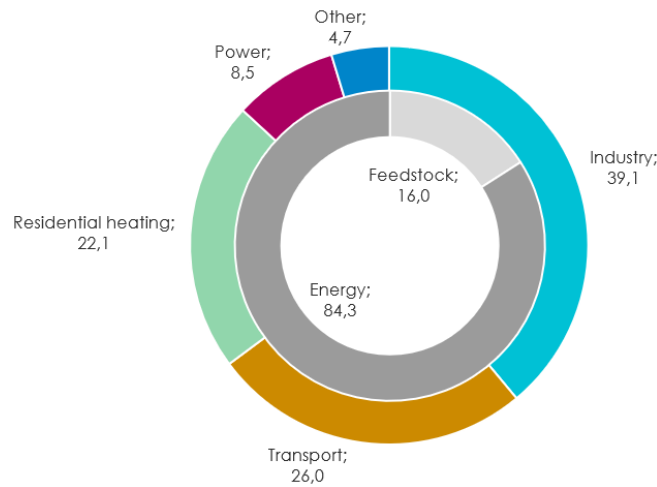
In 2020 bedroeg de totale CO₂-uitstoot in België 106,4 miljoen ton koolstofdioxide⁴⁰ (Mt CO₂ zonder LULUCF). Figuur 34 toont de CO₂-uitstoot in verband met het energie- en grondstofgebruik (industriële processen en producten) per sector. Het merendeel van de uitstoot kan worden toegeschreven aan de industrie (39,1 Mt

³⁸ Federaal Planbureau, "Fuel for the Future - More molecules or deep electrification of Belgium's energy system by 2050", oktober 2020

³⁹ Zie: <https://economie.fgov.be/nl/belgische-federale>

⁴⁰ Bron: www.climat.be

waarvan 16 Mt in verband met grondstoffen), gevolgd door vervoer (26,0 Mt) en huishoudelijke verwarming (22,1 Mt).



FIGUUR 34: BELGISCHE CO₂-UITSTOOT IN VERBAND MET ENERGIE- EN GRONDSTOFGEBRUIK PER SECTOR IN MT (2018)

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

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

Technische onderzoeken

Fluxys heeft zich ertoe verbonden de hergebruiksvoorwaarden van bestaande leidingen te bepalen voor waterstof- en/of CO₂-vervoer. Samenwerkingen met andere VNB's (meer bepaald National Gas, GRTgaz, OGE, HNS (NL) en CREOS) werden aangegaan.

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

Ontwikkeling van de toekomstige waterstof- en CO₂-vervoersnetten

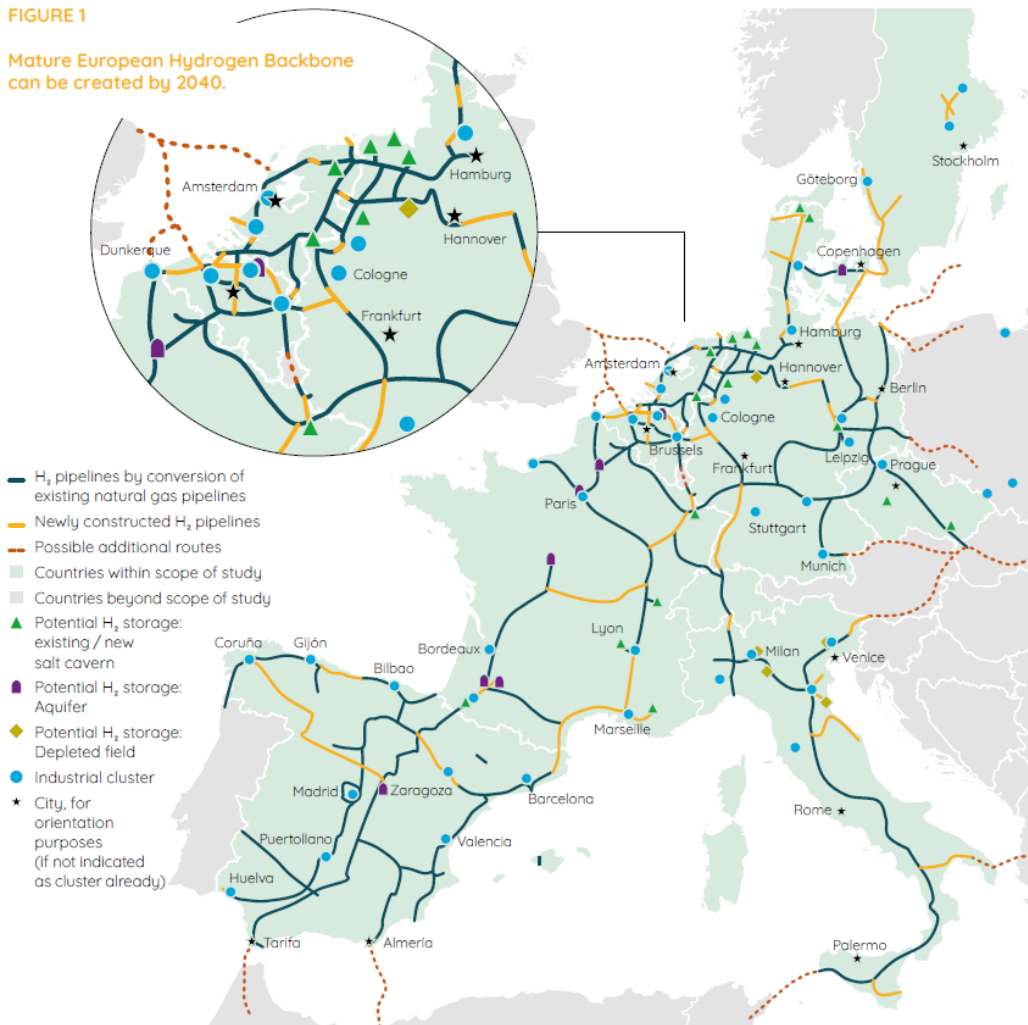
Europese backbone voor waterstofvervoer

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.

FIGURE 1

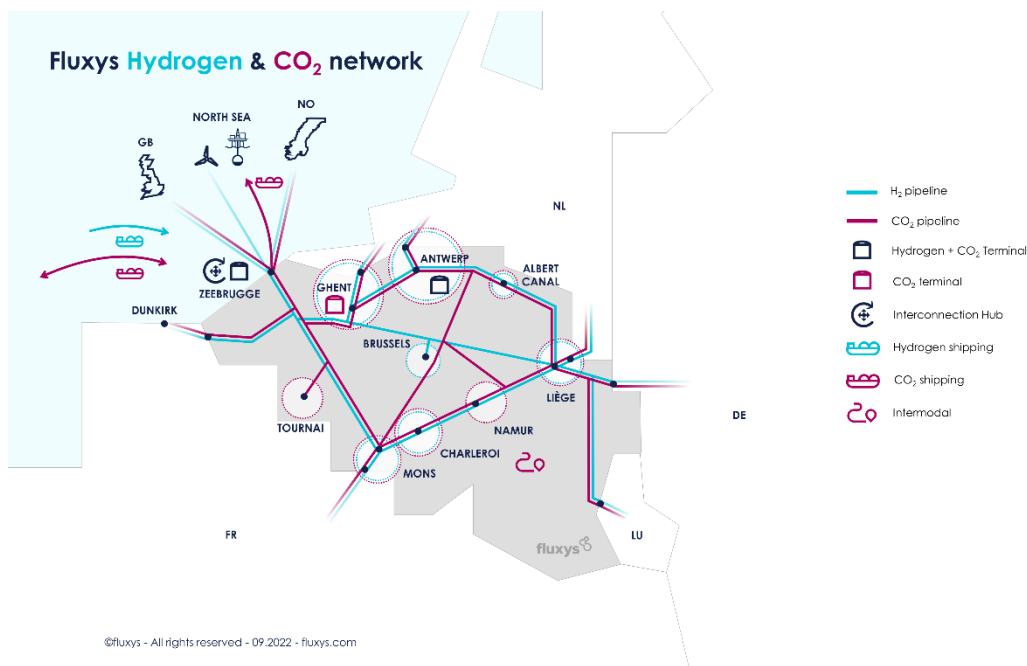
Mature European Hydrogen Backbone can be created by 2040.



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

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

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



FIGUUR 36: LANGETERMIJNVISIE VAN DE H₂-/CO₂-BACKBONE

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

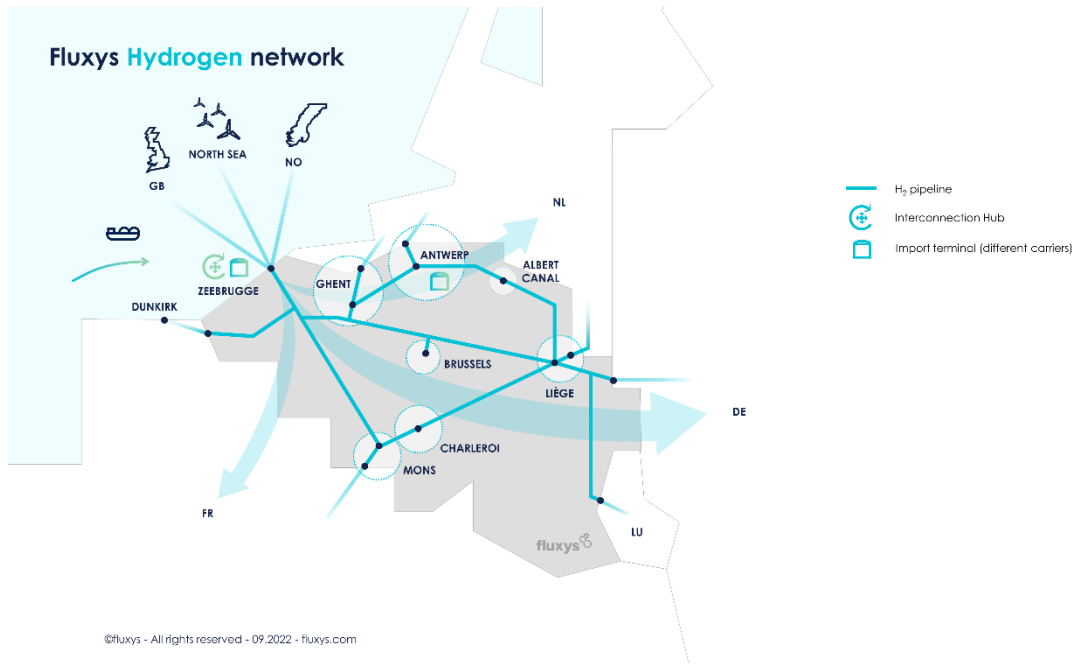
De H₂-backbone maakt het vervoer van waterstof tussen de industriële clusters in België en waterstofinvoer en -uitvoer mogelijk. Via meerdere interconnectiepunten kunnen de producenten, vervoerders en eindklanten waterstof uitwisselen op een groeiende markt in Europa, ondersteund door een liquide handelsmarkt.

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

De H₂-/CO₂-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 CO₂, dat is afgevangen van moeilijker te decarboniseren industriële processen.

Visie op de waterstof- en CO₂-backbones

De figuur hieronder toont de langetermijnvisie in de ontwikkeling van een H₂-/CO₂-backbone.



FIGUUR 37: VISIE VOOR DE UITROL VAN DE H₂-BACKBONE

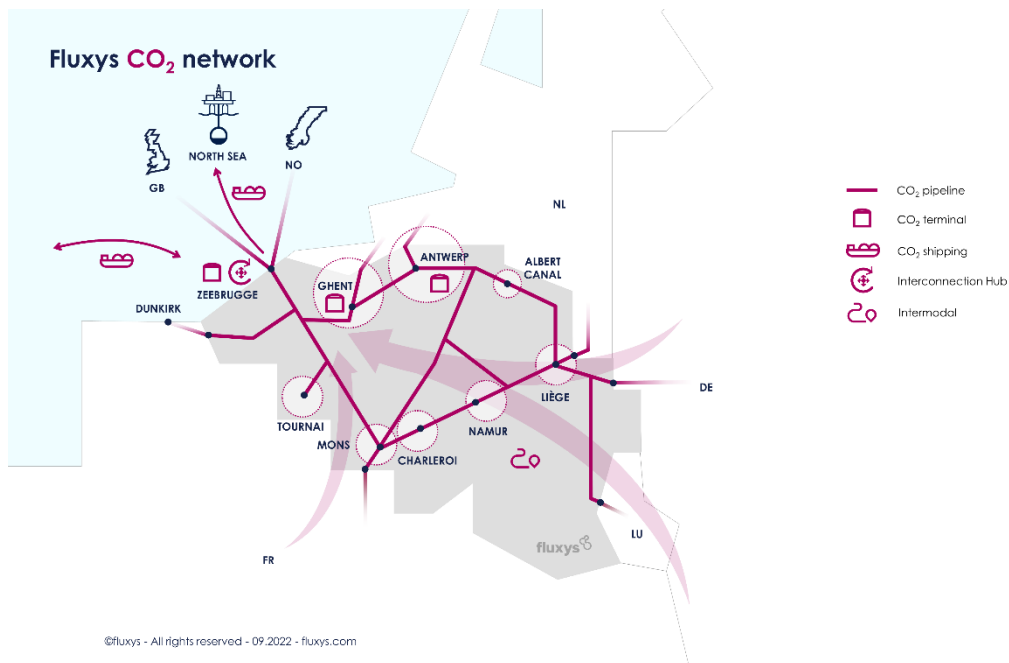


FIGURE 38: VISIE VOOR DE UITROL VAN DE CO₂-BACKBONE

Acht clusters van H₂-productie en -verbruik en CO₂-uitstootbalanceringszones, zes H₂-verbindingsmodules tussen dergelijke zones en acht interconnecties met de buurlanden zijn vastgesteld als eerste mogelijke stappen van de uitbouw van het H₂-net.

Balanceringszones

De balanceringszones 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 CO₂-afvang) en "groene" waterstof (geproduceerd uit hernieuwbare energie).

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

De volgende balanceringszones zijn vastgesteld (zie figuur 37):

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

Interconnecties met de buurlanden

Interconnectie Zelzate (Nederland)

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

Interconnectie Zandvliet (Nederland)

Deze andere 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 zone van Antwerpen via dit interconnectiepunt.

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

Interconnectie Blaregnies (Frankrijk)

Zodra module 2 (verbindingen "Antwerpen-Brussel" en "Brussel-Henegouwen") is aangelegd, maakt deze interconnectie van de zone 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 zone van Luik kan worden verbonden met Duitsland via Eynatten en biedt toegang 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 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 2033

Een indicatieve becijfering werd verricht om te beantwoorden aan de vraag naar waterstof- en CO₂-vervoer tegen 2033. Het spreekt voor zich dat deze bedragen zullen evolueren naarmate de reikwijdte en de technische beschrijving van deze netten duidelijker worden in de toekomst.

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

Waterstofvervoersnet

Er werd een indicatieve raming opgesteld voor een waterstofnet tegen 2033 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 ongeveer € 1.030 mln. (constante euro van 2023) nodig tegen 2033⁴¹.

CO₂-vervoersnet

Tegen 2033 overweegt Fluxys de ontwikkeling van een CO₂-vervoersnet waarmee de uitstoot kan worden verzameld van de industrie in de haven van Antwerpen, de industriezone van Gent, de industriegebieden van Henegouwen en de Maasvallei en de industriezone van het Albertkanaal, en de ontwikkeling van een verbinding met Duitsland met het oog op hergebruik of uitvoer (via leidingen of een vloeibaarmakingsterminal).

⁴¹ Dit bedrag heeft alleen betrekking op het vervoersnet, niet op waterstoffinals. Voor de periode 2024-2033 wordt een extra bedrag van € 793 mln. voorspeld voor deze terminals.

De indicatieve investeringen hiervoor worden momenteel geschat op ongeveer € 2.253 mln. (constante euro van 2023) tegen 2033⁴².

⁴² Dit bedrag omvat de investering voor een leiding met dichte fase tussen Zeebrugge en Eynatten, maar niet de investering voor vloeibaarmakingsterminals, die op € 351 mln. wordt geschat.