



# Energienetten in Limburg

Bijlage E bij Systemstudie energie-  
infrastructuur Limburg



*Committed to the Environment*

# Energienetten in Limburg

## Bijlage E bij Stysteemstudie energie-infrastructuur Limburg

Deze bijlage bij de systeemstudie Limburg is geschreven door:  
Joeri Vendrik, Thijs Scholten en Frans Rooijers - CE Delft  
Sebastiaan Hers - TNO

Delft, CE Delft, september 2020

Publicatienummer: 20.190423.114c

Provincies / Energievoorziening / Toekomst / Vraag / Aanbod / Opslag / Infrastructuur / Scenario's / Beleid / Besluitvorming

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Frans Rooijers (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

### **CE Delft**

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



# 1 Aanleiding

Vanwege de ligging van Limburg, ingesloten door België in het zuidwesten en Duitsland in het oosten, is het niet voldoende om het energiesysteem alleen vanuit nationaal perspectief te bekijken. Het Limburgse systeem is naast de afhankelijkheid van de aansluitingen met Brabant en namelijk mede afhankelijk van het Belgische en Duitse energiesysteem. Zo is het hoogspanningsnet in Limburg verbonden met Belgische en Duitse hoogspanningsnet en staat ook het aardgastransportnet in verbinding met het buitenland.

In de toekomst kan verdergaande integratie, eventueel ook op lagere netniveaus, voordelen opleveren voor zowel Limburg als België en Duitsland. Om op deze mogelijke synergievoordelen in te kunnen spelen, is het belangrijk om de relevante ontwikkelingen over de grens in beeld te krijgen. In deze notitie wordt een overzicht gegeven van de huidige situatie. Daarnaast worden verwachte ontwikkelingen over de grens in kaart gebracht en wordt de mogelijke impact op het Limburgse energiesysteem geanalyseerd.

De focus van deze bijlage ligt op het in kaart brengen van de huidige situatie en verwachte ontwikkelingen. Mogelijke synergievoordelen en oplossingen van knelpunten door middel van integratie met Duitsland en België worden behandeld in de analyse van de infrastructuurknelpunten. Inzichten uit deze notitie worden daarvoor als leidraad gebruikt.

## 2 Huidige situatie energie-infrastructuur Limburg

### 2.1 Elektriciteitsnet

Het elektriciteitsnetwerk is opgedeeld in verschillende netvlakken met aflopende spanningsniveaus. De hogere netvlakken, met hogere spanningsniveaus, hebben een grotere transportcapaciteit dan lagere netvlakken. Het hoogspanningsnet (HS-net) wordt gebruikt voor transport van grote hoeveelheden elektriciteit over lange afstanden. Het Nederlandse hoogspanningsnet wordt beheerd door TenneT.

Het hoogspanningsnetwerk van Limburg is weergegeven in Figuur 1. Het bestaat uit 380 kV-verbindingen (rood) en 150 kV-verbindingen (blauw). Het 380 kV-net wordt gebruikt voor uitwisseling van elektriciteit met de rest van Nederland en met België en Duitsland. Dit net loopt van het noorden, vanuit Eindhoven en Dodewaard/Boxmeer, richting Maasbracht. Bij Maasbracht is het 380 kV-net gekoppeld aan de HS-netten van Duitsland en België.

In Maasbracht is het Limburgse 380 kV-net verbonden met het 150 kV-net door middel van een transformator (rode punt in Figuur 1). Het 150 kV-net is fijnmaziger dan het 380 kV-net en wordt gebruikt voor transport van elektriciteit binnen de provincie. Het 150 kV-net is via koppelstations (de blauwe punten in Figuur 1) gekoppeld aan het middenspanningsnet (MS-net) en vervolgens het laagspanningsnet (LS-net), welke nog fijnmaziger zijn en zorgen voor het distributie van en naar de eindgebruikers.

Bij industrieterrein Chemelot zijn enkele grootgebruikers via een privaat 150 kV-net gekoppeld aan het landelijke hoogspanningsnet. Daarnaast is een eenheid van de Claus-centrale in eigendom van RWE op het 150 kV-net aangesloten. Grote hernieuwbare energieprojecten, boven de 100 MW, kunnen direct op dit netvlak aangesloten worden.

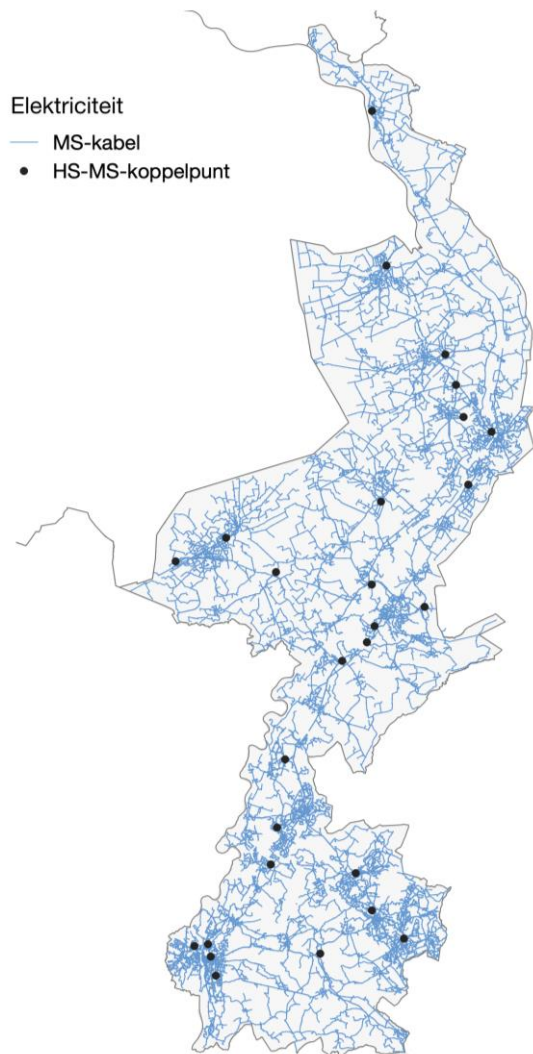
Figuur 1 - Hoogspanningsnet in Limburg met 380 kV-verbindingen (rood) en 150 kV-verbindingen (geel)



Bron: (TenneT, 2020).

Het middenspanningsnet wordt beheerd door Enexis, de regionale netbeheerder van dit gebied. Het hoogste spanningsniveau is een 50 kV-net in Maastricht. Daarnaast bestaat het uit netvlakken met spanningen van 20 kV en 10 kV. Op het middenspanningsnet worden grootschalige zonprojecten en windmolens aangesloten. Daarnaast zijn (middelgrote) bedrijven, bijvoorbeeld in de glastuinbouw, aangesloten op dit netniveau. Het MS-net is weergegeven in Figuur 2.

Figuur 2 - Middenspanningsnet in Limburg



Bron: (Enexis, 2019).

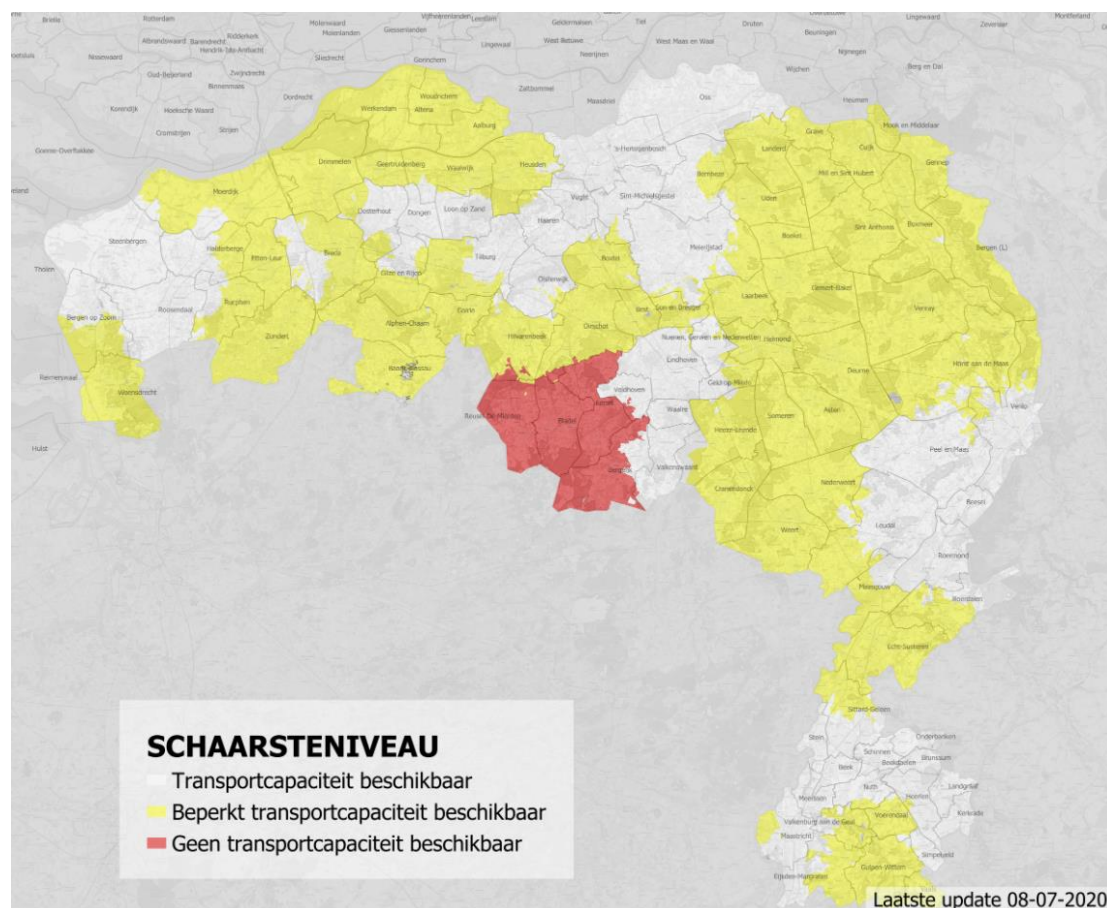
Het middenspanningsnet zorgt voor het transport van elektriciteit tot op buurtniveau. Hier is het gekoppeld aan het laagspanningsnet, het laagste netniveau. Hier zijn afzonderlijke woningen en kleine utiliteitsgebouwen aan gekoppeld. Ook de zonnepanelen op deze gebouwen zijn dus gekoppeld aan dit netvlak.

Het aantal zonneparken en windmolens in Limburg (en ook Brabant) neemt forst toe. Het afgelopen jaar is het opgesteld vermogen van grootzakelijke klanten met bijna 50% gestegen. Hierdoor is de druk op het MS-net fors toegenomen. Daarom heeft Enexis transportschaarste afgekondigd in een deel van Limburg. Dit betekent niet dat er momenteel al problemen ontstaan met het transport van elektriciteit in deze gebieden. Maar de beschikbare capaciteit om nieuwe grootschalige zonneparken en windmolens aan te



sluiten is beperkt, waardoor in de toekomst mogelijk geen nieuwe hernieuwbare productie-locaties meer aangesloten kunnen worden<sup>1</sup>. De gebieden waar sprake is van transport-schaarste zijn weergegeven in Figuur 3<sup>2</sup>.

Figuur 3 - Tansportcapaciteit MS/LS-net Zuid-Nederland



Bron: (Enexis, 2020).

## Dagbalans op het elektriciteitsnet

De verschillende sectoren die gehanteerd worden binnen deze systeemstudie hebben elk hun eigen profiel<sup>3</sup> en dit profiel zal in de toekomst veranderen door verandering van toepassingen. Binnen de dag piekt de vraag vanuit de gebouwde omgeving 's ochtends, daalt dan licht en piekt nog eens tegen de avond. Warmtepompen zullen een meer uitgespreid patroon laten zien. De elektriciteitsvraag voor mobiliteit heeft een vergelijkbaar patroon, wat met slim laden echter meer verspreid kan plaatsvinden en in afstemming op het elektriciteitsaanbod. De industrie opereert grotendeels volcontinu, deels is er een dagpatroon. Zonne-energie piekt uiteraard midden op de dag en is 's nachts nul. Windenergie heeft geen patroon wat zich herhaalt over de dagen. Het laat zich op dagbasis wel redelijk voorspellen.

<sup>1</sup> <https://www.enexis.nl/over-ons/wie-zijn-we/over-ons/nieuws/grote-toename-zonneparken-zet-capaciteit-elektriciteitsnet-zuid-nederland-onder-druk>

<sup>2</sup> <https://www.enexis.nl/zakelijk/duurzaam/beperkte-capaciteit/gebieden-met-schaarste>

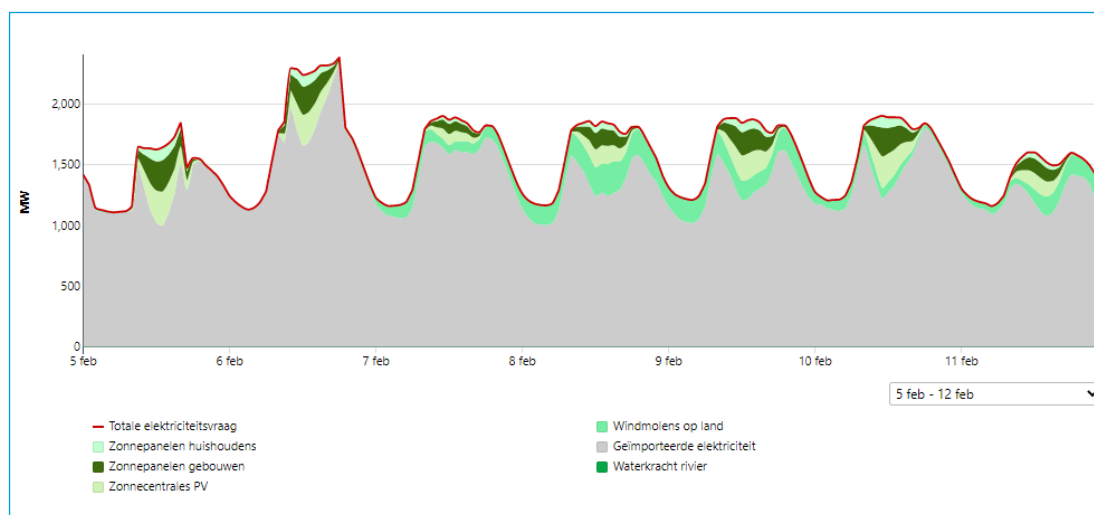
<sup>3</sup> Met een profiel wordt de verdeling van de energievraag of het energieaanbod over de tijd bedoeld.

In 2020 is het aanbod van elektriciteit uit de volatiele bronnen zon en wind zelden groter dan de vraag, niet in Nederland en niet in Limburg. Dit is soms wel al het geval in Duitsland. In 2030 ligt dat anders, voor Nederland én voor Limburg. Op nationale schaal wordt dit door de combinatie van 27 GW zonne-energie en 18 GW windenergie, op land en op zee veroorzaakt, op Limburgs niveau vooral door zonne-energie. Op basis van het aanbod van de RES-regio's voor duurzaam opgewekte elektriciteit wordt duidelijk dat er een groot aanbod van zonne-energie komt in 2030 (4 GW). Dit is een hoeveelheid die op zonnige zondagen kan leiden tot een hoger aanbod dan vraag.

Op momenten met een tekort aan beschikbare duurzaam opgewekte elektriciteit in plaats van een overschot, zal elektriciteitsproductie in centrales moeten plaatsvinden. Limburg kan hierin niet in isolatie beschouwd worden, aangezien er altijd interactie is met de rest van Nederland. Overschotten of tekorten in Limburg kunnen gedeeltelijk opgelost worden door transport van elektriciteit van of naar de rest van Nederland en eventueel België en Duitsland.

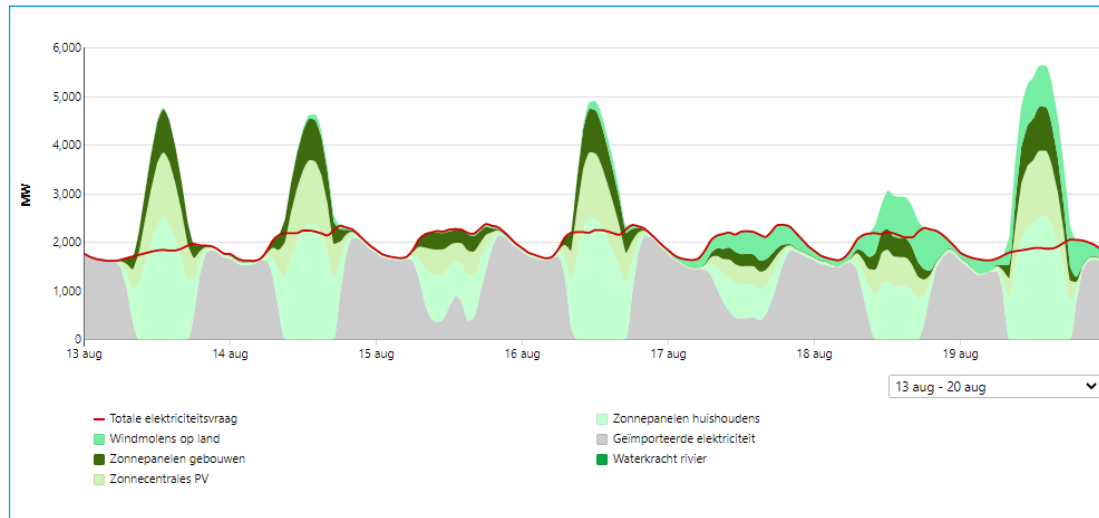
We hebben voor Limburg doorgerekend hoeveel vraag en aanbod van elektriciteit er is in 2020, 2030 en 2050. De verdeling van de vraag en het aanbod over de tijd is voor alle scenario's inzichtelijk gemaakt in het Energietransitiemodel van Quintel (zie Bijlage H: Energietransitiemodel). In de volgende figuren zijn het aanbod en de vraag weergegeven voor een week in de winter in 2030 in het Klimaatakkoord-scenario en een week in de zomer in 2050 in het Regionale scenario. Het is te zien dat met name het aanbod van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen erg varieert binnen dagen. Daarnaast is het te zien dat het grootste gedeelte van de elektriciteit in de winter 2030 geïmporteerd moet worden vanuit andere delen van Nederland. In 2050 bij het Regionale scenario is de productie van hernieuwbare elektriciteit in de zomer regelmatig hoger dan de vraag. Deze overschotten worden geëxporteerd naar de rest van Nederland (of naar België of Duitsland) of worden opgevangen met flexopties.

Figuur 4 - Vraag en aanbod uit zon en wind op uurbasis in scenario 2030 KA week 5-12 februari (MW)



Bron: Energietransitiemodel.

**Figuur 5 - Vraag en aanbod uit zon en wind op uurbasis in scenario 2050 Regionale Sturing week 13-20 augustus (MW)**



Bron: Energietransitiemodel.

## Seizoensbalans op het elektriciteitsnet

Naast fluctuaties binnen dagen zijn er voor alle sectoren ook fluctuaties in de vraag en het aanbod gedurende het jaar door seizoenseffecten. De verdeling van de vraag en het aanbod over het jaar verandert in de toekomst doordat nieuwe technieken gebruikt worden. In de gebouwde omgeving is er uiteraard vraag naar warmte vooral in de koude wintermaanden, mogelijk komt 's zomers een significante vraag naar koeling op, en de vraag naar kracht en licht is iets sterker in de winter dan in de zomer. Als meer warmtepompen worden gebruikt voor verwarming, dan wordt dit een dominante factor in de elektriciteitsvraag van de gebouwde omgeving, met het zwaartepunt in de winter. Mobiliteit is min of meer constant over het jaar, en industrie evenzo.

Voor zon-pv geldt uiteraard dat de wintermaanden minder opleveren vergeleken met de periode mei tot en met augustus. Wind fluctueert het hele jaar, hoewel in de zomermaanden vaker lagere windsnelheden voorkomen.

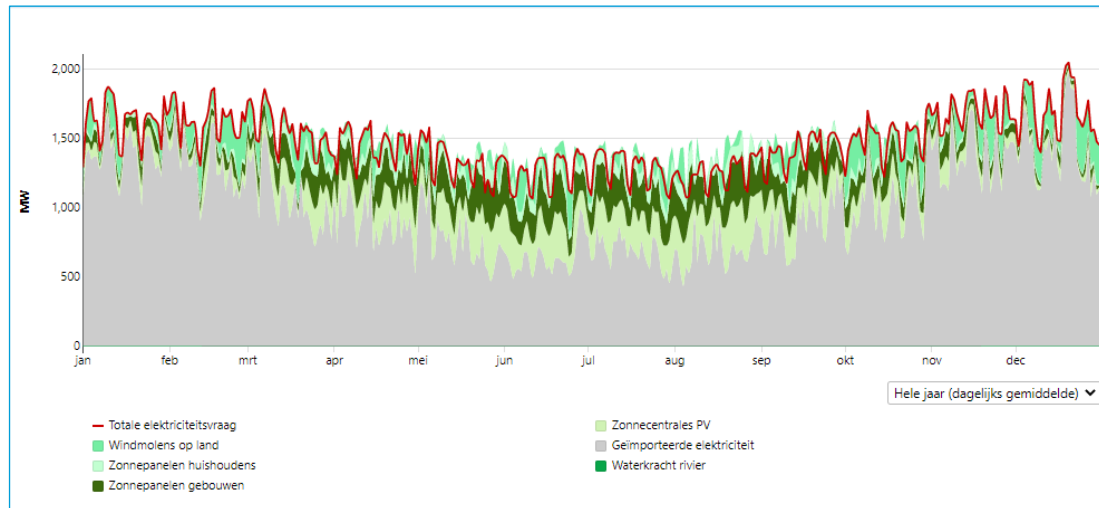
We hebben voor Limburg doorgerekend hoeveel vraag en aanbod van elektriciteit er is in 2020, 2030 en 2050. De verdeling van de vraag en het aanbod over de tijd is voor alle scenario's inzichtelijk gemaakt in het Energietransitiemodel van Quintel (zie Bijlage H: Energietransitiemodel). In Figuur 6 en Figuur 7 de weekgemiddeldes van de vraag en het aanbod weergegeven voor het Klimaatakkoord scenario in 2030 en het Regionale Scenario in 2050. Hieruit vallen verschillende dingen op. In 2030 is het is de productie bijna altijd lager dan de vraag en is invoer van elektriciteit vanuit de rest van Nederland noodzakelijk. De vraagzijde is behoorlijk constant, vanwege de relatief grote continue vraag in de industrie. In 2050 kan het volatiele aanbod op sommige momenten voldoen aan de vraag, maar er is gedurende een groot deel van het jaar alsnog invoer van elektriciteit noodzakelijk.

De grafieken tonen ook de potentiële groei van de elektriciteitsvraag. Waar de totale vraag in het 2030 Klimaatakkoord-scenario gemiddeld 1.500 MW is met pieken tot 2.000 MW, daar kan dit in 2050 groeien tot 2.500 MW gemiddeld en pieken tot 2.750 MW. Deze cijfers komen uit de scenario's Regionale Sturing, met de grootste hernieuwbare productie en de



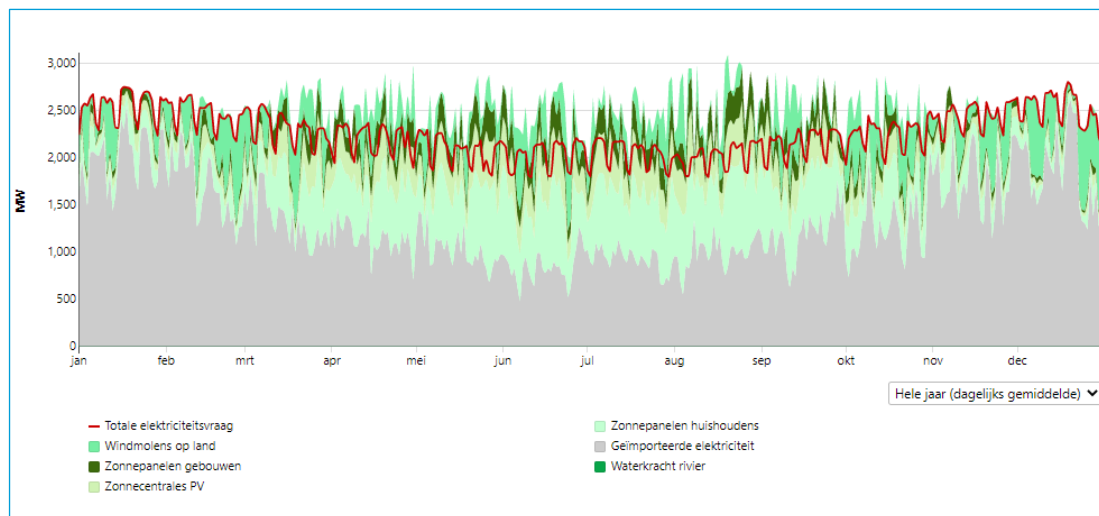
laagste vraag. In de andere scenario's is er meer elektrificatie. Zo is de gemiddelde elektriciteitsvraag in het Europese scenario ongeveer 3.500 MW met pieken tot 3.750 MW.

**Figuur 6 - Daggemiddelden van vraag en aanbod van zon en wind in scenario 2030 Klimaatakkoord (MW)**



Bron: Energietransitiemodel.

**Figuur 7 - Daggemiddelden van vraag en aanbod van zon en wind in scenario 2030 Regionale Sturing (MW)**



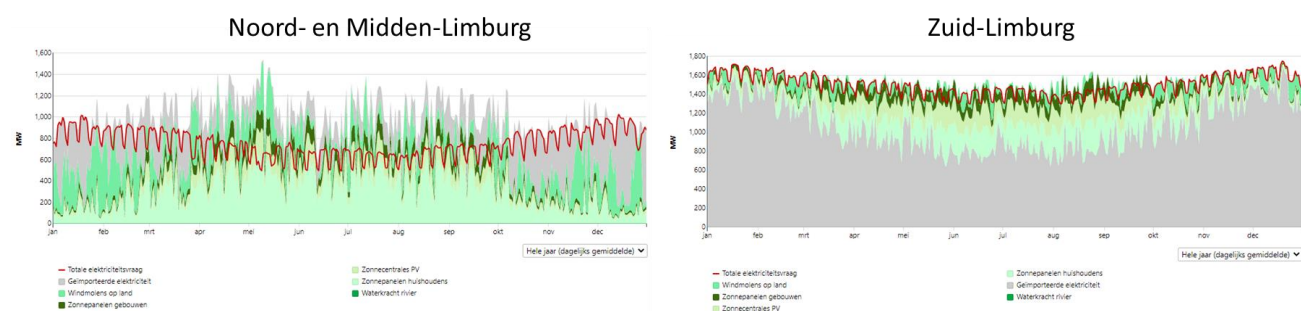
Bron: Energietransitiemodel.

## Inzoomen op de RES-regio's

Niet elke locatie in Limburg geeft hetzelfde beeld. De grote industrie is een dominante factor in de provincie, maar is sterk geconcentreerd rond Geleen en, in mindere mate, verder langs de Maas. In Noord en Midden-Limburg is de industriële vraag een kleinere factor. Anderzijds is de productie van hernieuwbare elektriciteit hier groter. We maken daarom onderscheid tussen de RES-regio Noord- en Midden-Limburg en de RES-regio Zuid-Limburg.

De elektriciteitsvraag in Noord- en Midden-Limburg is in 2050 Regionale Sturing gemiddeld 900 MW, met pieken tot 1.000 MW. Voor Zuid-Limburg is de gemiddelde vraag 1.500 MW met pieken tot 1.700 MW. In Figuur 8 is te zien dat de hernieuwbare productie in Noord- en Midden-Limburg voor het grootste gedeelte van het jaar hoger is dan de vraag, voornamelijk in de zomer aangezien de productie van de zonneparken dan het hoogst is. Deze regio is dus netto exporteur van elektriciteit. In Zuid-Limburg komt de hernieuwbare productie niet boven de vraag uit. In deze regio is dus invoer van elektriciteit nodig. Voor andere scenario's kunnen deze gegevens inzichtelijk gemaakt in het Energietransitiemodel van Quintel (zie Bijlage H: Energietransitiemodel).

**Figuur 8 - Daggemiddelden van vraag en aanbod van zon en wind in Noord en Midden-Limburg (links) en Zuid-Limburg (rechts) in scenario 2050 Regionale Sturing (MW)\***



\* Deze waarden voor de RES-regio's zijn uitkomsten van een scenario voor 2050 en reflecteren niet bestaand beleid of plannen.

## 2.2 Gasnetten

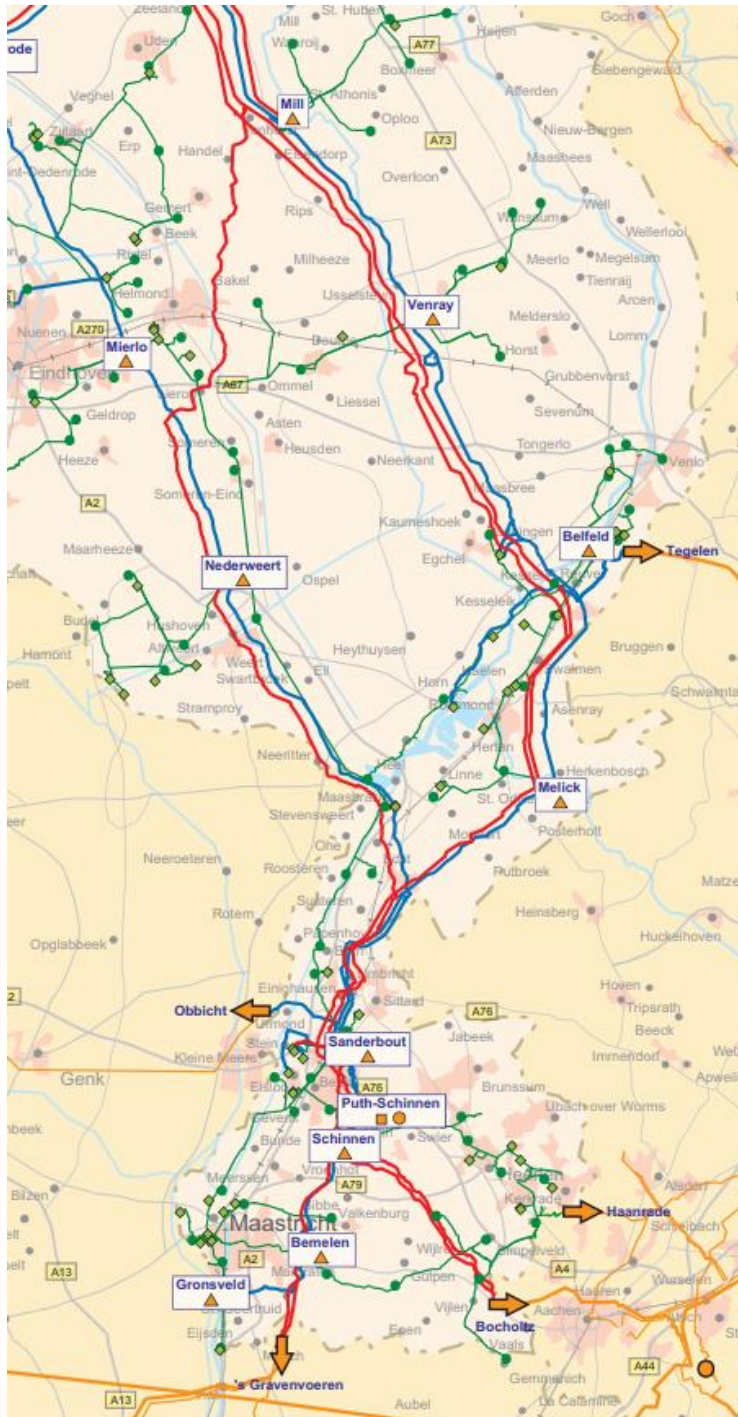
### Aardgas en groengas

#### Aardgas

Het netwerk van Gasunie Transport Services (GTS) zal in 2050 naar verwachting worden gebruikt voor transport van groen methaan en waterstof en mogelijk ook voor CO<sub>2</sub>-transport. Op dit moment (2020) wordt de infrastructuur van GTS in de Provincie Limburg alleen gebruikt voor het transport van aardgas. Dit aardgas komt voor in twee kwaliteiten: hoogcalorisch aardgas voor de grote industrieën, de Clauscentrale en laagcalorisch gas voor huishoudens, kantoren en kleine industrieën. Daarnaast wordt aardgas geëxporteerd naar België en Duitsland via Limburg. Het laagcalorische gas komt sinds jaar en dag voor het overgrote deel uit het Groningen-veld, maar zal steeds meer bestaan uit met stikstof aangevuld en geconverteerd hoogcalorisch gas.

Het netwerk van GTS bestaat in Limburg uit grote doorgaande hogedrukleidingen (het hoofdtransportleidingnet, kortweg HTL; drukken tussen 80 en 40 bar) en kleinere midden-drukleidingen (het regionale transportleidingnet, kortweg RTL, met drukken tussen 40 en 8 bar). HTL en RTL zijn met elkaar verbonden via zogenaamde meet- en regelstations (M&R's). In de Provincie Limburg gaat het om de M&R's Venray, Belfeld, Melick, Sanderbout, Schinnen, Bemelen, Gronsveld en Nederweert. Sommige gebieden in Limburg kunnen ook worden beleverd vanuit Noord-Brabant, bijvoorbeeld via M&R Mierlo.

Figuur 9 - Aardgas transportnet van GTS in Limburg met H-gas hoofdtransport leidingen (rood), G-gas hoofdtransportleidingen (blauw), regionale transportleidingen (groen), connectiepunten distributienet (groene rondjes) en interconnectiepunten (oranje pijlen)



Bron: (GTS, 2015).

Figuur 9 -

Figuur 9 geeft de configuratie van de leidingen weer. De rode lijnen zijn de hoogcalorische hogedrukleidingen, de blauwe de laagcalorische. De gebouwde omgeving wordt vanuit de blauwe leidingen beleverd, met gas van Groningen-kwaliteit. Dit G-gas komt via de groene lijnen (het RTL) terecht bij kleinere industrieën en bij de gasontvangstations (GOS'sen) waar het gas wordt overgedragen aan de regionale netbeheerder Enexis.

Een bijzonderheid is M&R Sanderbout. Dit station draagt H-gas over naar een RTL-aftakking die een deel van het Chemelot-complex met hoogcalorisch gas kan beleveren. Chemelot heeft overigens ook rechtstreekse industriële aansluitingen met het hoogcalorische hogedruknet van Gasunie.

## Groengas

Momenteel wordt er in Limburg nauwelijks gas ingevoerd in het aardgasnet. Dit komt doordat er geen aardgas gewonnen wordt in Limburg en de productie van groengas momenteel erg klein is. De productie van groengas in Limburg is momenteel ongeveer 900.000 m<sup>3</sup>/jaar (CE Delft, 2020). Er liggen plannen voor uitbreiding van deze productiecapaciteit. Zo is er subsidie aangevraagd voor een grote mestvergister in Grubbenvorst (gemeente Horst aan de Maas), welke jaarlijks 30 miljoen m<sup>3</sup> groengas kan produceren (RVO, 2020a). De aardgasvraag van Limburg is momenteel ongeveer 3,5 miljard m<sup>3</sup>/jaar (Klimaatmonitor, 2017). Dit betekent dat de huidige groengas-productie slechts 0,03% van de vraag in kan vullen. Inclusief de nieuwe mestvergister in Grubbenvorst is dit nog steeds slechts 0,9%. Een overzicht van de huidige en geplande vergisters in Limburg is gegeven in Tabel 1.

Tabel 1 - Huidige en geplande vergisters in Limburg

Bedrijf	Plaats	Beschikbare productie per jaar (m <sup>3</sup> /jaar)	Status
Ecofuels BV	Well	2.350.000	Gerealiseerd
Ecofuels BV	Well	500.000	Gerealiseerd
Niet bekend	Merselo	320.000	Gerealiseerd
RMS Venlo BV	Grubbevorst	31.000.000	Gepland

Bron: (RVO, 2020a).

In de toekomst zal de productie van groengas toenemen. Het kabinet heeft in het Klimaatakkoord de ambitie gesteld om 70 PJ groengas-productie per jaar te realiseren, wat overeenkomt met ruim 2 miljard m<sup>3</sup> (Rijksoverheid, 2019).

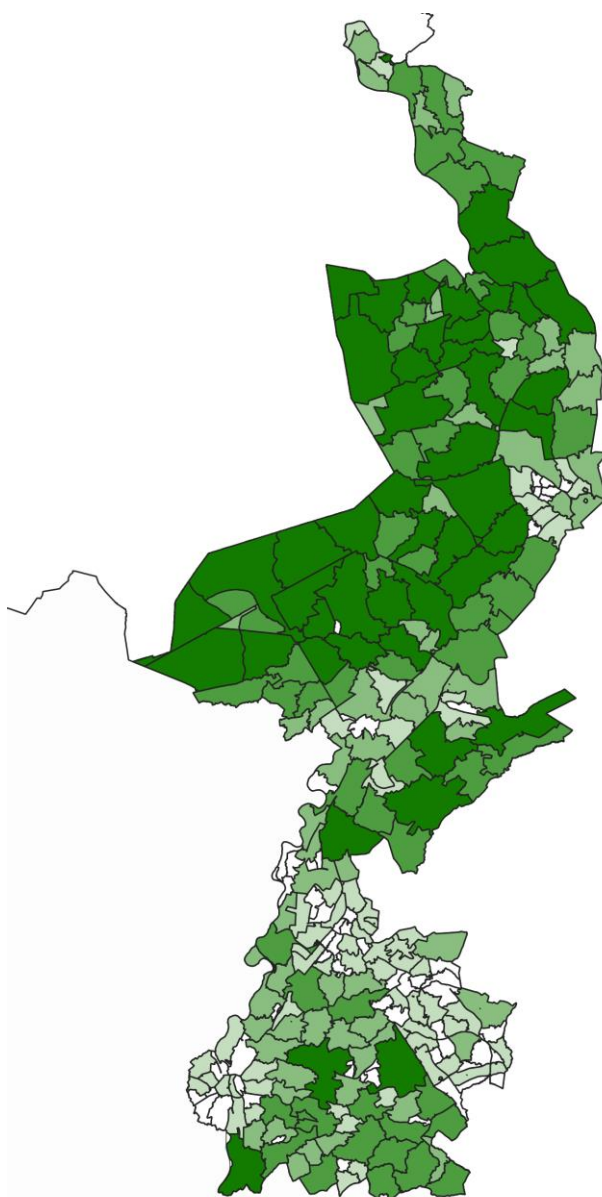
Een deel van de groei van groengas-productie zal plaatsvinden in Limburg. In een verkenning van groengasproductie en -invoeding uit biomassa-reststromen in Nederland is ingeschat dat in 2030 31 tot 108 miljoen m<sup>3</sup> groengas per jaar kan worden geproduceerd in Limburg (CE Delft, 2020). Hiervoor is berekend hoeveel reststromen, zoals gft, mest en bermgras, economisch beschikbaar<sup>4</sup> komen in Limburg voor de productie van groengas, met behulp van CBS-data en een rekenmodel. Verder is uitgegaan van de locaties en productie-vermogens van bestaande en geplande vergisters, en zijn in enkele scenario's nieuwe vergisters geplaatst om lokaal beschikbare biomassa te benutten. De scenario's bevatten verschillende gradaties van ondersteunend beleid voor groengas en van schaalvergroting en toepassing van nieuwe technieken. De realisatie van 108 miljoen m<sup>3</sup> groengas per jaar in

<sup>4</sup> De economische beschikbaarheid van biomassa-reststromen voor groengasproductie is naar verwachting veel lager dan de technische beschikbaarheid, omdat veel biomassa voor andere doeleinden zal worden gebruikt, bijvoorbeeld als grondstof in de chemische industrie of als bodemverbeteraar.

Limburg in 2030 vergt sterk ondersteunend overheidsbeleid, leidend tot investeringen in de ombouw van biogasinstallaties tot groengasinstallaties en de bouw van enkele nieuwe vergisters. In Figuur 10 is geïllustreerd in welke postcode4-gebieden biomassa-reststromen economisch beschikbaar komen. Deze groengas-productie zal vooral plaatsvinden in Noord- en Midden-Limburg, aangezien daar meer reststromen van biomassa beschikbaar zijn.

Dit groen gas kan voor dezelfde doeleinden gebruikt worden als aardgas aangezien de eigenschappen identiek zijn. Het kan bijgemengd worden bij aardgas of getransporteerd worden via separate gasleidingen als deze vrijkomen door de uitfasering van aardgas. Daarnaast kan het vervloeit worden (bio-LNG). In dat geval wordt het niet via buisleidingen getransporteerd.

**Figuur 10 -Economisch potentieel van groengasproductie in Limburg (hoe donkerder, hoe groter de potentie)**



Bron: (CE Delft, 2020).



## 2.3 Waterstof

Recentelijk heeft DNV GL een inventarisatie gemaakt van de huidige waterstofmarkt in Nederland. Daaruit blijkt de huidige vraag naar en het aanbod van waterstof in Nederland fors hoger te liggen dan de eerdere inschattingen, en wel op een niveau van 175 PJ ofwel 1,4 Mton. Investerings in extra waterstofproductie in de Maasdelta, vergroting van de capaciteit voor methanolproductie in Delfzijl en een update van de ammoniakproductie verklaren deze toename (zie (Gasunie, 2019)). Van de Nederlandse waterstofproductie voor ammoniakproductie wordt ongeveer 0,18 Mton geproduceerd en gebruikt in het stikstof-cluster op Chemelot.

Voor transport van waterstof bestaan er al verschillende private regionale en internationale waterstofnetwerken (zie bijvoorbeeld ook (DNV GL; CE Delft, 2015)), in de vorm van een waterstofpijplijn of een multicore pijplijn (i.e. een gebundelde multi-commodity pijplijn, waaronder een waterstofpijplijn). Air Products heeft de beschikking over een pijpleiding-systeem met een lengte van ongeveer 140 km in de regio Rotterdam, terwijl Air Liquide beschikt over een Noordwest Europese waterstofleidingnet als onderdeel van een leidingnet voor gasvormige chemische producten (zie Figuur 11 en ook (DNV GL, 2017)). Dit omvat het grootste Europese netwerk voor waterstof, met een totale lengte van ongeveer 1.000 km, dat zich uitstrekt over Noord-Frankrijk, België en Zeeland/Rotterdam. Het waterstof-systeem bestaat uit leidingen met een diameter van 154 mm en een bedrijfsdruk van ongeveer 100 barg<sup>5</sup>, met een capaciteit van 40.000 Nm<sub>3</sub>/uur op de grensovergang van Nederland naar België (zie ook (Tebodin, 2015)). Dat komt neer op ongeveer 3,8 PJ of 0,03 Mton per jaar. Alhoewel het leidingnet voor gasvormige chemische producten van Air Liquide reikt tot aan Chemelot, geldt dat niet voor waterstof dat eindigt bij Tessenderlo. Chemelot is wel aangesloten op de leidingsystemen voor zuurstof en stikstof van Air Liquide.

Figuur 11 - Bestaande Noordwest Europese leidingnet van Air Liquide



Bron: (Air Liquide, 2020).

<sup>5</sup> De eenheid barg staat voor bar met toevoeging g. De toevoeging staat voor gauge-druk, de gemeten druk beschouwd ten opzichte van de atmosferische druk.



Sinds enkele jaren echter, is er sprake van sterk toenemende interesse in waterstof als onderdeel van de oplossingen om de uitdagingen van de energietransitie het hoofd te bieden. Met name de sterke kostendaling van wind op zee lijkt daarbij kansen te bieden voor grootschalige productie van groene waterstof uit elektrolyse. Daarnaast vormt blauwe waterstof op korte termijn een kansrijke optie voor emissiereductie en zijn er gunstige importmogelijkheden. Tegen deze achtergrond verkent ook Gasunie, die onder meer het publieke aardgasnetwerk in Nederland beheert, al enkele jaren de mogelijke ontwikkeling van de toekomstige waterstofbehoefte en de bijbehorende transportbehoeften. Bovendien wordt verwacht dat delen van de bestaande gastransportinfrastructuur beschikbaar zullen komen richting 2030, zowel door beëindiging van de Groningengaswinning en aflopende leveringscontracten van G-gas aan het buitenland, als door de afnemende eindverbruikersvraag naar aardgas in de omschakeling naar CO<sub>2</sub>-vrije alternatieven.

Gasunie verkent daarom ook de mogelijkheden voor de ombouw van een deel van het bestaande gastransportsysteem tot een landelijk waterstofnetwerk, ook wel de waterstofbackbone genoemd (GTS, 2018). Momenteel loopt hierover een onderzoek van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat, Gasunie en TenneT. Dit onderzoek onder de noemer HyWay 27 zal eind 2020 afgerond worden (Rijksoverheid, 2020). Overigens is in de zomer van 2020 ook een initiatief gepresenteerd voor verkenning van mogelijkheden tot een Europees transportnetwerk voor waterstof, door een groep van elf Europese gasinfrastructuurbedrijven uit negen EU-lidstaten. Hierin wordt een ontwikkeling van een leidingnetwerk voorzien van Nederland en Duitsland tot Spanje en Italië.

Het Nederlandse waterstofnetwerk wordt in de visie van GTS grotendeels opgebouwd uit bestaande leidingen van het netwerk van Gasunie Transport Services. Doel van de waterstofbackbone is om de vijf grote Nederlandse industrieclusters, waaronder Chemelot, met elkaar te verbinden en met het Ruhrgebied en opslag in zoutcavernes in Noord-Nederland. Het is de bedoeling dat de waterstofbackbone in een aantal etappes wordt ontwikkeld. Het eerste deel, de noordelijke waterstofbackbone tussen de Eemshaven en het industriegebied bij Emmen, kan technisch gezien in 2025 in bedrijf zijn. De verbindingen met de overige industrieclusters en met Duitsland volgen in de jaren daarna en kunnen in 2030 gerealiseerd zijn. Een visualisatie van de waterstofbackbone zoals die in 2030 is voorzien, is weergegeven in Figuur 12.

Figuur 12 - Voorziene waterstofbackbone HyWay 27



Bron: (Rijksoverheid, 2020).

In Figuur 12 is het huidige beeld van de H<sub>2</sub>-backbone weergegeven, waarbij een groot gedeelte bestaat uit geconverteerde aardgasleidingen (blauw). Een beperkt gedeelte van het concept vraagt om nieuwe, voor H<sub>2</sub> ontworpen leidingen. Volgens het huidige beeld zou al voor 2026 een aantal delen van een nationale backbone kunnen worden gerealiseerd, waarbij de vijf geografisch geconcentreerde clusters verbonden worden. De jaarlijkse transportcapaciteit zou daarbij tussen de 2 en 4 Mton kunnen komen te liggen, en dus een tweetal orden van grootten meer dan het bestaande private netwerk van Air Liquide.

Dit beeld sluit in principe aan bij een visie waarbij groene waterstof wordt betrokken van buiten de Chemelot-site, ter vervanging van de huidige grijze waterstofproductie op locatie. Daarbij moet echter opgemerkt worden dat er meerdere alternatieven denkbaar zijn. Zo wordt in verschillende studies gewezen op eventueel potentieel voor ammoniak-import als drager voor waterstof bij overzeese aanvoer. In dat geval kan ammoniak direct worden betrokken vanuit het buitenland, in plaats van lokale productie op Chemelot. Eventuele realisatie van de westelijke zijde van de backbone, zou naar inschatting van de Taskforce Infrastructuur Industrie in 2029/2030 gerealiseerd kunnen gaan worden met realisatie van GW-schaal elektrolyse. De realisatie van de westelijke backbone kan volgens GTS echter al in 2026/2027, en hangt ook af van de productie blauwe waterstof en import van waterstof. In geval van realisatie kan ook de koppeling van oost met west gerealiseerd worden, evenals verdere verbindingen met Duitsland via Chemelot.

Een alternatief om op korte termijn de vraag naar groene waterstof te vergroten, is een verplichting tot het (fysiek of via certificaten) bijmengen daarvan in het aardgasnet. Deze mogelijkheid wordt ook in de Europese context van de verduurzaming van het

Europese gassysteem besproken. Het ministerie van Economische Zaken en Klimaat ziet in een bijmengverplichting een mogelijkheid om groene waterstofprojecten meer afzet-zekerheid te geven. Daarnaast kan decentrale waterstofproductie, gekoppeld aan decentraal geproduceerde elektriciteit, een route naar de eindgebruiker vinden via bijmenging in het gasnet. Dat biedt mogelijkheden van het decentraal produceren van waterstof op plaatsen waar het elektriciteitsnet onvoldoende capaciteit heeft (zie ook (Ministerie van EZK, 2020)). Fysieke bijmenging tot 2% vol is met geringe aanpassingen al mogelijk en met verdere aanpassingen kan het aandeel stapsgewijs worden verhoogd tot circa 10-20%. Het bijmengen van waterstof kent echter ook de nodige haken en ogen. Niet alle aangeslotenen kunnen zonder meer met mengsels uit de voeten. Desondanks biedt mogelijk wel mogelijkheden als overgangsmaatregel en kan het verder worden onderzocht, maar is naar verwachting geen finale toepassingsrichting.

Voor de periode tot 2030 kan bijmenging worden overwogen om een transitie naar 100% waterstof in gang te zetten. Gasunie heeft recent een interne inventarisatie gedaan van RTL-aftakkingen waar op dit moment, op grond van wat bekend is over het gebruik van het gas, al significante hoeveelheden waterstof zouden kunnen worden bijgemengd (8% of meer). Zulke gebieden komen verspreid over Nederland voor. In de Provincie Limburg beperkt het zich tot twee kleine industriegebieden, ten zuiden van Maastricht en bij Kerkrade.

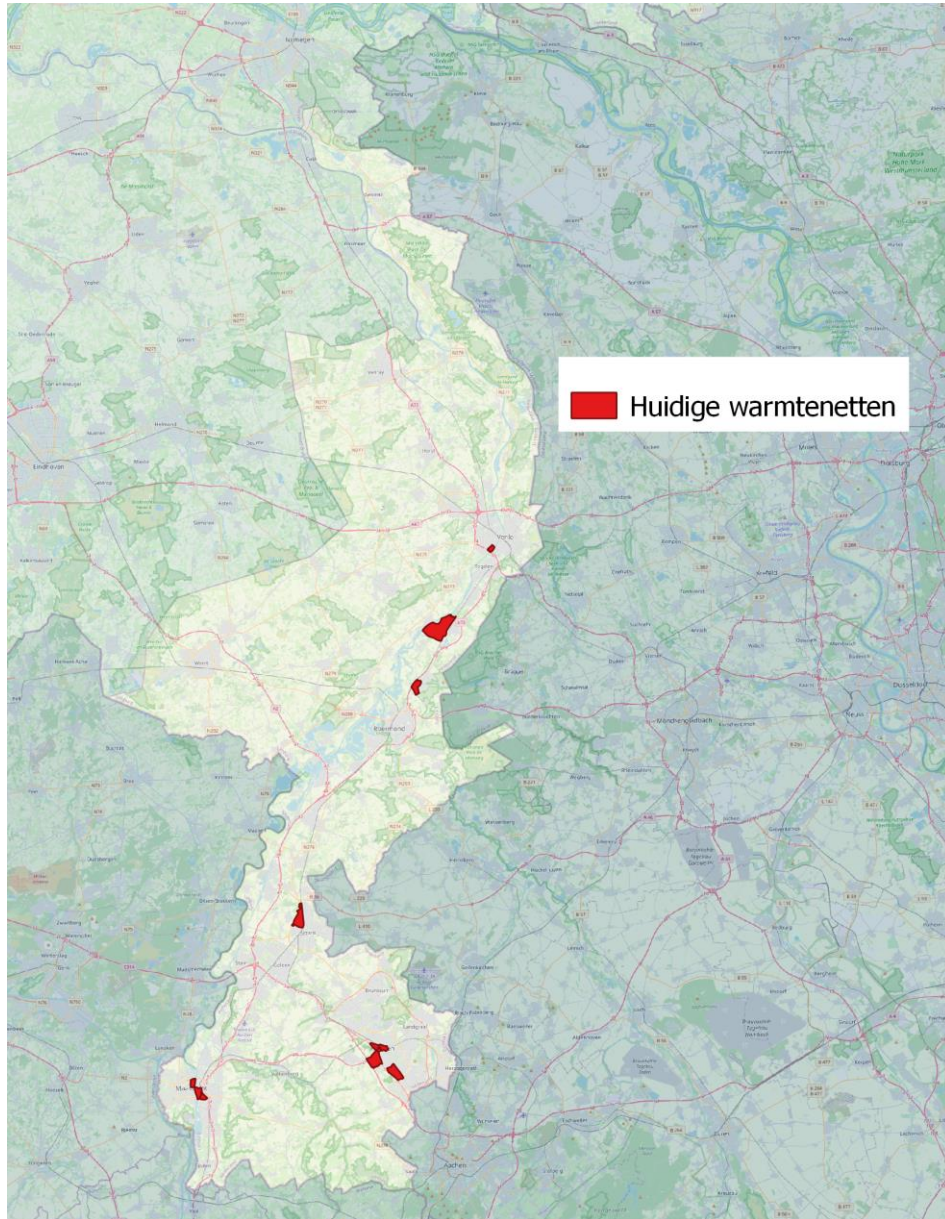
Niet alle aangeslotenen kunnen zonder meer met mengsels uit de voeten. Mogelijkheden daartoe hangen ook af van de huidige toepassingen van aardgas en dat is binnen de genoemde inventarisatie niet in kaart gebracht. Daarom wordt hier voornamelijk uitgegaan van de meest beperkende situatie. Bij inzet van aardgas in gasmotoren wordt een bovengrens van 2% waterstof gehanteerd. Deze technische bovengrens geldt dus op dit moment in het grootste deel van de provincie. Fysieke bijmenging tot 2% van het volume is met geringe aanpassingen dan al mogelijk en met verdere aanpassingen kan het aandeel stapsgewijs worden verhoogd tot circa 10-20%. Bijmengen van waterstof aan methaan wordt door Gasunie dan ook gezien als een mogelijke tijdelijke oplossing voor gefaseerde introductie van waterstof in het gassysteem, om vergroening op gang te brengen. Het energiesysteem van 2050 zou volgens Gasunie alleen een netwerk voor transport van waterstof moeten bevatten en een netwerk voor transport van groene methaansoorten (zoals biogas). Een netwerk voor mengsels van H<sub>2</sub> en CH<sub>4</sub> wordt in Nederland niet voorzien op die termijn.

## 2.4 Warmte

Warmtenetten kunnen onderdeel zijn van de oplossing in de transitie naar een aardgasvrije gebouwde omgeving. Ze zijn met name geschikt op plekken waar vraag en aanbod van warmte dicht bij elkaar zijn, wat de kosten van transport drukt, en waar ook een hoge dichtheid van bebouwing is, wat de kosten van distributie drukt.

Momenteel zijn er op enkele locaties in Limburg warmtenetten aanwezig, voornamelijk in de grote steden. In Tabel 2 wordt een overzicht gegeven van de huidige warmtenetten in Limburg. Deze zijn weergegeven in Figuur 13.

**Figuur 13 - Locaties huidige warmtenetten in Limburg (groene gebieden), inclusief wko-netten**



Bron: (RVO, 2020b).

Tabel 2 - Aangesloten woningen warmtenetten Limburg

Gemeente	Buurten 2017 (CBS, 2020b)	Aantal woningen (% totaal aantal woningen in gemeente) (CBS, 2020a)	Temperatuurniveau	Warmtebron
Beesel	Reuver	180 (3,0%)	LT	WKO/warmtepomp
Heerlen	Heerlen-centrum, 't Loon, Eikenderveld, Welten-Dorp, Heerlerbaan-West	1.700 (3,7%)	LT	Mijnwater
Maastricht	Boschstraatkwartier, Heugemerveld, Wyck	1.800 (2,9%)	HT	Restwarmte (Sappi) en bijstook aardgas
Roermond	Swalmen-Centrum	45 (0,2%)	LT	WKO/warmtepomp
Sittard-Geleen	Limbrichterveld	1.180 (2,5%)	HT	Biomassa en bijstook aardgas (in de toekomst mogelijk ook restwarmte)
Venlo	Molenbossen	140 (0,3%)	HT	Biomassa
<b>Totaal</b>		<b>5.050 (0,9%)</b>		

In de gemeente Sittard-Geleen zijn meerdere warmtenetten aanwezig, namelijk het Groene Net en Sittard Hoogveld. Deze netten maken van warmte geproduceerd door de biomassa-centrale in Sittard (BES). Daarnaast wordt gebruik gemaakt van gasketels voor de piekvraag. Er zijn plannen om in de toekomst gebruik te maken van restwarmte van de naftakraker van SABIC op Chemelot.

Momenteel wordt er warmte geleverd aan ongeveer 1.200 woningen en enkele bedrijven in Sittard. Er zijn plannen om in de toekomst restwarmte van de kraker van SABIC te gebruiken voor warmtelevering aan woningen in Geleen, Stein en Beek via een nieuw warmtenet. Daarnaast worden de huidige warmtenetten uitgebreid. Het is de bedoeling dat in de toekomst 12.000 woningen in Sittard-Geleen, Beek en Stein aangesloten zijn op dit net<sup>6</sup>.

In Parkstad wordt een nieuw verwarmingsconcept uitgewerkt door Mijnwater B.V, namelijk een smart thermal grid met ondergrondse buffering. Het gaat hier om een laagtemperatuur-uitwisselingssysteem waarbij uitwisseling van warmte en koude plaatsvindt tussen LT aanbod en vraag. Het gaat hierbij dus om een LT-systeem. Er wordt ondergrondse buffering ingezet voor systeemoptimalisatie. Het Mijnwater-concept kan gecombineerd worden met lage temperatuur aardwarmte als LT-warmtebron. Het Mijnwater-concept kan ook buiten Parkstad toegepast worden als andere buffers aanwezig zijn. De potentie van het Mijnwater-concept in combinatie met lage temperatuur aardwarmte voor de gebouwde omgeving is zeer groot. Het kan voorzien in de warmtevraag van circa 3,5-4,5 miljoen woningen in Nederland (CE Delft, 2018). Op dit net zijn momenteel 270 woningen en verschillende andere gebouwen aangesloten en in de toekomst zullen er nog meer aangesloten worden<sup>7</sup>.

In Maastricht is een warmtenet aanwezig dat gebruik maakt van restwarmte van de papier-fabriek van Sappi<sup>8</sup> en in Venlo zijn enkele wijken aangesloten op een warmtenet dat warmte gebruikt van een biomassacentrale. In Swalmen en Reuver zijn warmtenetten met warmte- en koudeopslagsystemen (wko) aanwezig.

<sup>6</sup> [Duurzame warmte voor Adviescentrum Rabobank Westelijke Mijnstreek](#)

<sup>7</sup> [Mijnwater : circulair energienetwerk van de toekomst](#)

<sup>8</sup> [Ennatuurlijk : Warmtenet Maastricht](#)



Voor de toekomst wordt gekeken naar de mogelijkheid om het Groene Net uit te breiden naar de rest van de regio zodat er efficiënt gebruik gemaakt kan worden van alle restwarmte die geproduceerd wordt op het terrein van Chemelot. Hiervoor moet een transportleiding aangelegd worden van Chemelot tot Maastricht. In potentie kunnen op deze manier 250.000 woningen verwarmd worden<sup>5</sup>.

Daarnaast zijn er plannen voor een nieuw warmtenet in Roermond, welke gebruik moet gaan maken van restwarmte van papierfabriek Smurfit Kappa<sup>9</sup> en een nieuw warmtenet in Weert, waar restwarmte van zinkfabriek Nyrstar in Budel gebruikt kan worden<sup>10</sup>.

## 2.5 Overige leidingen

Binnen Limburg loopt er vanuit Rotterdam slechts één leiding volledig over Nederlands grondgebied, namelijk de PRB (Pijpleiding Rotterdam-Beek) van SABIC Pipelines B.V. De leiding is geschikt voor transport van vloeibare koolwaterstoffen nafta en gascondensaat (i.e. brandbare vloeistoffen) onder hogedruk. Momenteel wordt verkend of er mogelijkheden zijn voor uitbreiding van de transportcapaciteit om in de groeiende behoefte te kunnen voldoen.

Een uitgebreid grondstoffenleidingennetwerk loopt van Rijnmond naar het Ruhrgebied en naar Antwerpen, met verbindingen naar het haven- en industriegebied in Zeeland en Chemelot in Limburg. Dit netwerk levert onder meer ruwe olie aan de raffinaderijen in deze gebieden, maar ook olieproducten zoals nafta en afgeleide producten zoals etheen en propaan voor de chemische industrie.

De etheenleiding van Rotterdam naar Antwerpen is onderdeel van het West-Europese etheennetwerk dat ook het chemisch cluster in Limburg verbindt. De leidingen naar Chemelot worden beheerd door Petrochemical Pipeline Services (zie Tabel 3). In Tabel 3 wordt een overzicht van de leidingen naar Chemelot weergegeven.

---

<sup>9</sup> [Smurfit Kappa stap verder met restwarmte in Roermond](#)

<sup>10</sup> [Geld Rijk brengt warmtenet voor Weert stuk dichterbij](#)



Figuur 14 - Overzicht van leidingen in beheer van Petrochemical Pipeline Services



Bron: (Petrochemical Pipeline Services, 2018).

Tabel 3 - Overzicht van de leidingen voor petrochemische producten op Chemelot

Leiding	Eigendom	Product	Aansluiting Chemelot
PRB (Pijpleiding Rotterdam-Beek)	SABIC Pipelines B.V.	Vloeibare koolwaterstoffen (Nafta en gascondensaat - brandbare vloeistoffen) onder hogedruk	SABIC Petrochemicals & SABIC Innovative Plastics
PALL (Pijplijn Antwerpen-Limburg-Luik)	Van Eyck-Maasbracht	Nafta	SABIC Petrochemicals & SABIC Innovative Plastics
ARG (Aethylen Rohrleitungs Gesellschaft)	Aethylen Rohrleitungs Gesellschaft	Ethyleen	SABIC Petrochemicals & SABIC Innovative Plastics
MVC-VYNOVA (Monovinylchloride van Vynova)	Vynova	Ethyleendichloride (EDC) en Monovinylchloride (MVC), bouwstenen voor de productie van PVC	Vynova Beek (Chemelot Industrial Park)

Naast olieproducten en afgeleiden vindt ook veel transport plaats van chemische stoffen. Circa 13% van de getransporteerde chemische stoffen gaat door buisleidingen. Dit aandeel ligt lager dan bij olieproducten, omdat veel chemische stoffen een te beperkte omvang van stromen hebben en een te verspreide ligging van afnemers om buisleidingstransport economisch rendabel te maken. Het gaat daarbij om verscheidene gevaarlijke stoffen als weergegeven in Tabel 4, zie ook (Buck Consultants International & Movares, 2018). Van deze stoffen wordt ammoniak op Chemelot via buisleidingen uitgewisseld, maar overige inkomende en uitgaande stofstromen worden met spoorvervoer en binnenvaart gerealiseerd.

Tabel 4 - Stofcategorieën gevaarlijke stoffen voor Basisnet spoor

Stofcategorie	Beschrijving	Producten Chemelot	Bedrijf
A	Brandbaar gas	C4-LPG, Butadieën, Crude C4, C4 Raffinaten	SABIC
B2	Toxisch gas	Ammoniak	OCI Nitrogen
C3	Brandbare vloeistof	Methanol, Acetoncyanohydrine (ACH)	SABIC, AnQore
D3	Toxische vloeistof	Acrylonitril (ACN)	AnQore

Bron: (Buck Consultants International & Movares, 2018).

Afgezien van pijpleidingen waar Chemelot op is aangesloten, lopen er nog andere leidingen door Limburg. In de eerste plaats gaat het hierbij om de Rotterdam-Rhine Pipeline (RRP) over Venlo (zie Figuur 15). RRP exploiteert twee buisleidingen met een totale lengte van 475 kilometer. Het ene buisleidingsysteem transporteert 16 miljoen ton ruwe olie vanuit Europoort naar raffinaderijen in Duitsland. Het andere leidingsysteem vervoert jaarlijks gemiddeld 8,5 miljoen ton olieproducten zoals benzine, nafta, diesel, gasolie en kerosine tussen de haven van Rotterdam en de raffinaderijen in Duitsland via Venlo.

Figuur 15 - Rotterdam Rhine Pipeline (RRP)



Bron: Buisleidingen in Nederland, 2018, AT Osborne

Tot slot lopen er tracés van de Defensie Pijpleiding Organisatie (DPO), veelal kerosine-leidingen. Voor Limburg gaat het met name om de tracés van Rotterdam naar Roosendaal en van Roosendaal naar De Peel (Venray).

## 2.6 Overzicht energie-infrastructuur Limburg

In Figuur 16 is het totaalbeeld van de Limburgse energie-infrastructuur weergegeven.

Figuur 16 - Overzicht huidige energie-infrastructuur Limburg



Bron: Eigen afbeelding CE Delft/Quintel.

## 2.7 Interconnectie met België & Duitsland

### Elektriciteit

In Maasbracht is het Nederlandse 380 kV-net van TenneT verbonden met het Belgische hoogspanningsnet van Elia in het westen, en het Duitse hoogspanningsnet van Amprion in het oosten. De verbinding met het Belgische netwerk loopt richting station Van Eyck en de verbinding met het Duitse netwerk richting de stations Siersdorf en Oberzier. De transportcapaciteit van deze verbindingen is weergegeven in Tabel 5.

Tabel 5 - Overzicht interconnectiepunten België en Duitsland hoogspanningsnet Limburg

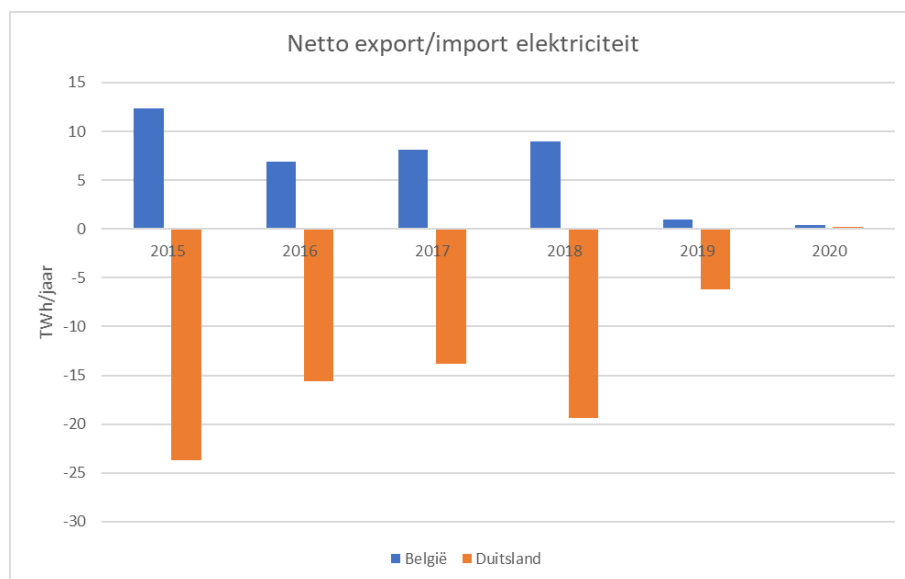
Interconnectiepunt	Traject	Capaciteit	Maximaal transport (TWh/jaar)
NL-BE	Maasbracht-Van Eyck	1.400 MVA	12,3
BE-NL	Van Eyck-Maasbracht	1.400 MVA	12,3
NL-DE	Maasbracht-Siersdorf & Oberzier	1.645 MVA	14,4
DE-NL	Siersdorf & Oberzier-Maasbracht	1.645 MVA	14,4

Bron: (Hoogspanningsnet webkaart, 2019).

Naast de interconnectiepunten in Limburg zijn er ook op andere locaties in Nederland interconnectiepunten met België en Duitsland. Er zijn in totaal twee verbindingenpunten met België en vier verbindingenpunten met Duitsland.

In Figuur 17 is het exportsaldo (export min import) van elektriciteit tussen Nederland en respectievelijk België en Duitsland weergegeven. Deze grafieken geven de totale uitwisseling van elektriciteit tussen Nederland en België/Duitsland weer, dus niet alleen de uitwisseling via Limburg.

Figuur 17 - Overzicht netto export/import elektriciteit tussen Nederland en respectievelijk Duitsland en België afgelopen vijf jaar



Bron: (ENTSO-E, 2020).

Het is te zien dat Nederland de laatste jaren netto exporteur was van elektriciteit aan België en netto importeur van elektriciteit van Duitsland. De uitwisseling van elektriciteit tussen landen buitenland wordt bepaald door de relatieve elektriciteitsprijzen. Als de prijzen in Duitsland laag zijn en in Nederland hoog, dan zal er export plaatsvinden van Duitsland naar Nederland en vice versa. De uitwisseling tussen de landen wordt gelimiteerd door de capaciteit van de verbindingen tussen de landen.

De elektriciteitsprijzen worden bepaald door de marginale kosten van de elektriciteitscentrales. Dit betekent dat de import en export tussen Nederland en België/Duitsland voor een belangrijk deel afhankelijk is van het type elektriciteitscentrales en van de brandstofprijzen voor deze centrales. De afgelopen jaren lagen de prijzen van steenkool en bruinkool laag ten opzichte van de gasprijzen. Daardoor lagen de productiekosten van de kolencentrales in Duitsland lager dan de productiekosten van gascentrales in Nederland<sup>11</sup>, met als gevolg dat er stroom van deze kolencentrales geëxporteerd is naar Nederland. Door de recente lage gasprijzen en hogere CO<sub>2</sub>-prijzen is de concurrentiepositie van gascentrales verbeterd ten koste van Duitse (en ook Nederlandse) kolencentrales. Daardoor is Nederland sinds dit jaar netto exporteur van elektriciteit aan Duitsland (ENTSO-E, 2020).

In België zijn geen kolencentrales aanwezig en daar wordt de elektriciteitsprijs het grootste gedeelte van het jaar gezet door de gascentrales. Daardoor kon er de afgelopen jaren goedkope kolenstroom geëxporteerd worden naar België. Deze situatie is recentelijk veranderd door de verslechterde concurrentiepositie van kolen ten opzichte van gas. Daarnaast wordt de uitwisseling van elektriciteit met België beïnvloed door de beschikbaarheid van de kerncentrales in België. Deze beschikbaarheid is wisselend doordat er regelmatig onderhoud gepleegd moet worden aan deze oude kerncentrales. Op momenten dat deze beschikbaarheid laag is, zullen de elektriciteitsprijzen hoog zijn aangezien duurdere gascentrales aan moeten schakelen om aan de vraag te voldoen, waardoor export van Nederland naar België plaats zal vinden. Als de beschikbaarheid van de kerncentrales in België hoog is, zullen de prijzen in België juist lager zijn en zal er import van elektriciteit uit België plaatsvinden.

In de toekomst zullen de elektriciteitsprijzen in toenemende mate beïnvloed worden door de hernieuwbare elektriciteitsproductie. Dit zal ook effect hebben op de uitwisseling van elektriciteit met België en Duitsland. Zo zal er bijvoorbeeld op momenten dat het hard waait in Duitsland maar niet in Nederland, export plaatsvinden van goedkope Duitse windstroom naar Nederland. Dit zal in de praktijk echter weinig voorkomen door de grote mate van gelijktijdigheid van zon/windproductie in Nederland en Duitsland. Uitwisseling kan ook plaatsvinden als er productietekorten ontstaan in een van de landen (bijvoorbeeld in België, meer hierover in Hoofdstuk 3).

## Aardgas

Het Nederlandse aardgasnet is in Limburg op verschillende plekken gekoppeld aan de gasnetten van België en Duitsland. Via deze interconnectiepunten wordt Nederlands aardgas, zowel H-gas uit Noordzeevelden als G-gas uit het Groninger gasveld, geëxporteerd naar België en Duitsland.

---

<sup>11</sup> Nederland heeft ook kolencentrales, maar deze kunnen gedurende een groot gedeelte van het jaar niet de totale elektriciteitsvraag invullen. Daarom werd er alsnog kolenstroom vanuit Duitsland geïmporteerd.

Het H-gasnet is gekoppeld aan het Belgische H-gasnet bij 's Gravenvoeren en aan het Duitse H-gasnet bij Bocholtz. De H-gasleiding die over de grens gaat bij Bocholtz is onderdeel van de Trans Europe Natural Gas Pipeline. Dit is een aardgasleiding die hoogcalorisch Noordzee-aardgas vervoerd van Nederland naar Italië, Zwitserland en enkele deelstaten in Duitsland.

Het G-gasnet is verbonden met de gasnetten van België bij Obbicht en Duitsland bij Tegelen. Tot slot is het regionale transportnet van Enexis in Kerkrade (Haanrade) verbonden met het Duitse net.

Tabel 6 - Interconnectiepunten Nederlands gastransportnet in Limburg

Inter-connectie	Grenspunt	Type gas	Type net	Transportcapaciteit (GWh/dag)	Beheerder buitenlands net
NL-BE	's-Gravenvoeren	H-gas	HTL	399	Fluxys
NL-BE	Obbicht	G-gas	HTL	-	Fluxys
NL-DE	Bocholtz (Vetschau)	H-gas	RTL	-	Thyssengas
NL-DE	Bocholtz TENP <sup>12</sup>	H-gas	HTL	59	OGE <sup>13</sup> /Fluxys TENP
NL-DE	Kerkrade (Haanrade)	G-gas	RTL	-	Thyssengas
NL-DE	Tegelen	G-gas	RTL	-	OGE

Bron: (ENTSO-G, 2020).

## Warmte

Momenteel zijn er geen grensoverschrijdende warmtenetten in Limburg en wordt er dus geen warmte uitgewisseld met België en Duitsland.

## Overige leidingen

Zoals besproken in Paragraaf 2.5 is er sprake van een uitgebreid grondstoffen-leidingennetwerk dat loopt van Rijnmond naar het Ruhrgebied en naar Antwerpen, met verbindingen naar het haven- en industriegebied in Zeeland en Chemelot in Limburg. Dit netwerk levert onder meer ruwe olie aan de raffinaderijen in deze gebieden, maar ook olieproducten zoals nafta en afgeleide producten zoals etheen en propeen voor de chemische industrie. Met name het systeem beheerd door Petrochemical Pipeline Services en de Rotterdam-Rhine Pipeline (RRP) over Venlo vormen een uitgebreid grensoverschrijdend systeem. Dat geldt in mindere mate ook voor enkele tracés van de gewoonlijk kerosineleidingen van de Defensie Pijpleiding Organisatie (DPO). Mogelijk kunnen op termijn delen van deze systemen gaan vrij vallen, vooral als het gaat om aardolie en aardolie-producten.

Met name het systeem beheerd door Petrochemical Pipeline Services en de Rotterdam-Rhine Pipeline (RRP) over Venlo vormen een uitgebreid grensoverschrijdend systeem. RRP exploiteert twee buisleidingen met een totale lengte van 475 kilometer. Het ene buisleidingsysteem transporteert 16 miljoen ton ruwe olie vanuit Europoort naar raffinaderijen in Duitsland. Het andere leidingsysteem vervoert jaarlijks gemiddeld 8,5 miljoen ton olieproducten zoals benzine, nafta, diesel, gasolie en kerosine tussen de haven van Rotterdam en de raffinaderijen in Duitsland via Venlo.

<sup>12</sup> TENP staat voor Trans Europe Natural gas Pipeline.

<sup>13</sup> OGE staat voor Open Grid Europe.





## 3 Relevante ontwikkelingen aan de grens

### 3.1 Ontwikkelingen energievoorziening

#### Duitsland

##### *Elektriciteit*

De Duitse federale overheid heeft besloten om het gebruik van steenkool en bruinkool voor elektriciteitsproductie uit te faseren. Er is besloten dat deze zogenaamde ‘Kohleausstieg’ uiterlijk in 2038 afgerond moet zijn en er kan in de toekomst besloten worden om deze uitfasering te versnellen naar 2035 (Agora Energiewende und Aurora Energy Research, 2019). Dit besluit heeft een grote invloed op de Duitse deelstaat Noordrijn-Westfalen, gelegen aan de grens met Limburg, aangezien dit een van de grootste kolenregio's is van Duitsland<sup>14</sup>. Het is de verwachting dat de bruinkoolcentrale van Weisweiler, welke vlak over de grens bij Kerkrade ligt, rond 2030 zal sluiten. Daarnaast heeft de Duitse federale overheid besloten dat alle kerncentrales uiterlijk 2022 gesloten worden. Dit heeft geen invloed op de grensregio van Duitsland met Nederland, aangezien er geen kerncentrales aanwezig zijn in Noordrijn-Westfalen (Umweltbundesamt, 2019).

Kolencentrales zijn verantwoordelijk een groot deel van de elektriciteitsproductie in Duitsland<sup>15</sup>. Dit betekent dat er veel nieuwe productiecapaciteit voor elektriciteit nodig is als deze centrales sluiten, zeker aangezien ook de laatste kerncentrales in Duitsland gaan sluiten. Hernieuwbare elektriciteit zal het grootste gedeelte van de productie van de weggefallen kolencentrales en kerncentrales moeten gaan vervangen, maar de verwachting is dat dit niet voldoende zal zijn. Er worden daarom ook nieuwe gascentrales in Duitsland verwacht (Agora Energiewende und Aurora Energy Research, 2019). Het is de verwachting dat het opgesteld vermogen aan gascentrales in Duitsland stijgt van 29,6 GW in 2017 naar 32,8 GW-35,2 GW in 2030 (Bundesnetzagentur, 2019).

De regering van Noordrijn-Westfalen wil de wegvallende capaciteit van kolencentrales invullen met warmtekrachtcentrales die warmte leveren voor warmtenetten, aangezien deze warmte nu geleverd wordt door de (bruin)kolencentrales. In eerste instantie zullen deze centrales zowel aardgas als brandstof gebruiken, maar in de toekomst moeten deze centrales overschakelen naar synthetische brandstoffen of waterstof. Deze waterstof zou mogelijk aangevoerd kunnen worden vanuit Nederland (zie ook Paragraaf 2.3). Daarnaast wil Noordrijn-Westfalen voor verduurzaming inzetten op onder andere warmtenetten, geothermie, sectorkoppeling<sup>16</sup> en energieopslag (Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2019).

Momenteel wordt het grootste gedeelte van de elektriciteit in Duitsland opgewekt door steenkool-, bruinkool- en gascentrales. In 2050 zal dit niet meer het geval zijn, onder meer door de eerdergenoemde Kohleausstieg. Daarnaast worden de kerncentrales in 2022 gesloten, welke 8% van het opgesteld vermogen van centrales in Duitsland invullen op dit moment (Umweltbundesamt, 2019). In Figuur 18 is het geïnstalleerd elektrisch vermogen in Duitsland in 2050 gegeven voor drie verschillende scenario's. In alle scenario's wordt het

<sup>14</sup> In Noordrijn-Westfalen staat 18 GW vermogen aan kolencentrales (steenkool en bruinkool) opgesteld. Dit is bijna 40% van het totale vermogen aan kolencentrales van heel Duitsland (45 GW) (Umweltbundesamt, 2019).

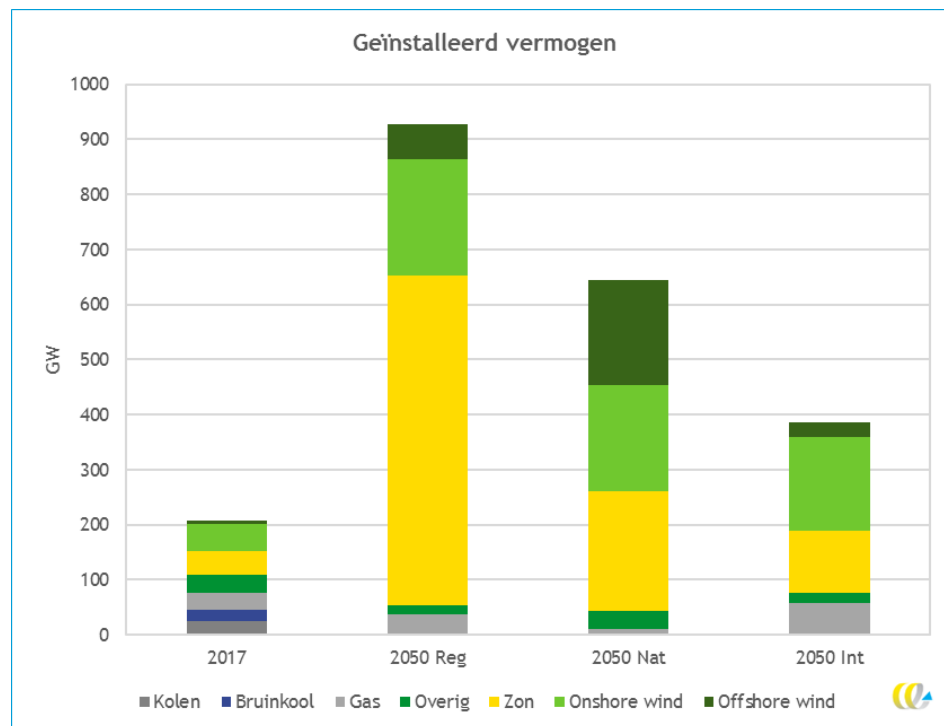
<sup>15</sup> Circa 36% in 2018 en 28% in 2019 (Agora Energiewende, 2020).

<sup>16</sup> Hiermee wordt de koppeling van de gas- en elektriciteitssector bedoeld. Bijvoorbeeld door het omzetten van (overschotten aan hernieuwbare) elektriciteit in waterstof of synthetisch aardgas.



grootste gedeelte van de elektriciteit geproduceerd uit hernieuwbare bronnen (afhankelijk van het scenario ligt de nadruk meer op zon of wind op land/wind op zee).

**Figuur 18 - Geïnstalleerd elektrisch vermogen Duitsland, huidig en 2050**



Bron: (Gasunie; TenneT, 2019).

In alle scenario's blijven regelbare centrales noodzakelijk voor de momenten dat de hernieuwbare productie laag is. Deze regelbare centrales zullen draaien op (groen)gas. Momenteel is het opgestelde vermogen van gascentrales in Duitsland 30 GW. In 2050 zal dat tussen de 10 GW (Nationaal scenario) en 57 GW (Internationaal scenario) liggen. Voor het Regionale scenario wordt 36 GW aan opgesteld vermogen van gascentrales verwacht. Daarnaast zijn piekcentrales nodig die draaien op waterstof.

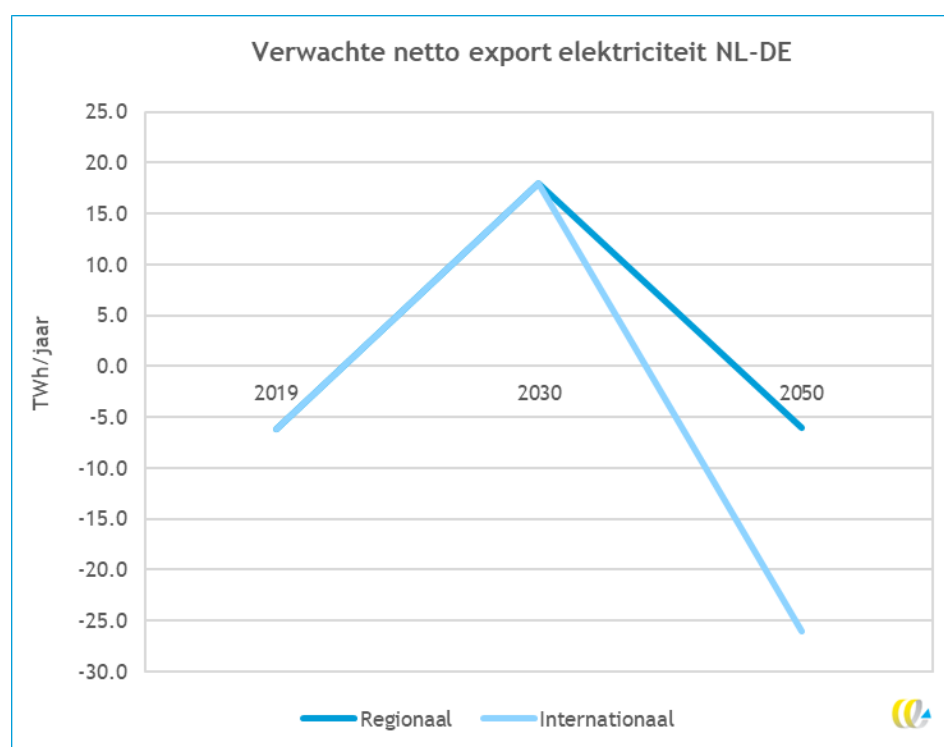
Het aantal draaiuren van de gascentrales zal in 2050 door de grote hoeveelheden zon en wind een stuk lager zijn dan nu. In het Regionale scenario wordt een productie van 40 TWh van de gascentrales verwacht, wat overeenkomt met 1.100 draaiuren per jaar. In het Internationale scenario maken gascentrales meer draaiuren, aangezien de elektriciteitsproductie van hernieuwbare bronnen daar minder is. In dit scenario wordt een productie van 185 TWh van de gascentrales voorzien, wat betekent dat de centrales gemiddeld 3.300 uur per jaar draaien. Ter referentie: momenteel ligt de productie op de Duitse gascentrales op 218 TWh per jaar (ENTSO-E, 2020).

Duitsland is al jarenlang netto exporteur van elektriciteit. Zo werd in 2019 netto 33 TWh aan elektriciteit geëxporteerd aan buurlanden (ENTSO-E, 2020). Dit is echter aan het omslaan vanwege de slechter wordende concurrentiepositie van kolencentrales ten opzichte van gascentrales, onder andere door de stijging van CO<sub>2</sub>-prijzen. In Figuur 19 is de verwachte ontwikkeling van de elektriciteitsontwikkeling tussen Nederland en Duitsland te zien (op basis van eigen berekeningen). Het is de verwachting dat Nederland in 2030 netto

elektriciteit exporteert naar Duitsland. Het gaat voornamelijk om export van elektriciteit geproduceerd door gascentrales. Er zal weinig export van overschotten van wind en zon plaatsvinden, vanwege de grote mate van gelijktijdigheid van hernieuwbare productie in Nederland en Duitsland.

Voor 2050 is het nog erg onzeker hoe de import en export tussen Nederland en Duitsland zich ontwikkelen. Het is de verwachting dat Nederland in het internationale scenario netto exporteur is en in het regionale scenario netto importeur. Maar dit hangt in grote mate af van de ontwikkelingen van brandstofprijzen en de ontwikkelingen van de centrales.

**Figuur 19 - Verwachte netto-export elektriciteit NL-DE tot 2050.** Een positieve balans betekent dan Nederland netto exporteur is aan Duitsland, een negatieve balans betekent dat Nederland netto importeur is vanuit Duitsland



Bron: (ENTSO-E, 2020)/eigen berekeningen.

Het bovenstaande verhaal geldt in het bijzonder ook voor Noordrijn-Westfalen. Deze regio heeft veel kolencentrales en is daardoor momenteel netto-producent van elektriciteit. Door de sluiting van deze centrales zal de regio veranderen van een netto-producent van elektriciteit naar een netto-afnemer. Dit komt doordat het hernieuwbare vermogen dat (gedeeltelijk) in de plaats komt van de kolencentrales vooral in Noord-Duitsland verwacht wordt. De nieuwe gascentrales zullen niet voldoende zijn om het weggefallen vermogen van de gascentrales op te vangen (DNV GL, 2020).

In 2030 zijn de kolencentrales in Noordrijn-Westfalen nog niet gesloten, waardoor import van elektriciteit niet noodzakelijk is. Maar zoals eerder besproken zal Nederland in 2030 naar verwachting netto exporteur zijn van elektriciteit naar Duitsland, aangezien Nederlandse gascentrales draaien in plaats van Duitse kolencentrales. Het is aannemelijk dat een deel van deze export via Limburg naar Noordrijn-Westfalen loopt.

In 2050 zijn de kolencentrales gesloten en is import van elektriciteit noodzakelijk voor Noordrijn-Westfalen. De benodigde elektriciteit kan vanuit Limburg geïmporteerd worden. Maar het is aannemelijker dat deze elektriciteit uit andere delen van Duitsland (of met een directe koppeling van Nederlandse windparken op zee, zie Paragraaf 3.3) aangevoerd wordt, aangezien Nederland in 2050 naar verwachting juist vooral elektriciteit importeert vanuit Duitsland.

### *Aardgas/waterstof*

In Noordrijn-Westfalen wordt op grote schaal gebruik gemaakt van gas uit het Groninger gasveld (G-gas). Dit betekent dat het besluit van de Nederlandse staat om de gaswinning uit het Groninger gasveld per 2022 te staken, grote invloed heeft op het energiesysteem in met name Noordrijn-Westfalen, aangezien de regio over moet schakelen van G-gas naar H-gas. Duitsland is reeds begonnen met deze overstap en is van plan om jaarlijks 10% van de gebruikers om te zetten van G-gas naar H-gas (DNV GL, 2017).

In Duitsland wordt voor 2050 een waterstofvraag tussen de 156 en 342 TWh verwacht. Deze vraag wordt verwacht in de industrie en in de transportsector. Voor de gebouwde omgeving en elektriciteitsproductie wordt geen waterstofvraag verwacht (Gasunie; TenneT, 2019).

## **België**

### *Elektriciteit*

Momenteel wordt het grootste gedeelte van de elektriciteit in België geproduceerd door de kerncentrales van Doel en Tihange. Deze kerncentrales zijn verantwoordelijk voor circa 50% van de totale elektriciteitsproductie in het land (Elia Group, 2019b). Oorspronkelijk zou een deel van deze centrales al in 2015 gesloten worden, maar deze sluiting is uitgesteld. Momenteel is het plan om de laatste kerncentrale in 2025 te sluiten. Dit zal echter leiden tot een groot tekort aan opwekcapaciteit. Zelfs nu al zijn er problemen met de leveringszekerheid doordat de oude kerncentrales vaak uitvallen.

Er zal volgens hoogspanningsnetbeheerder Elia tot 2025 echter alsnog 3,9 GW<sup>17</sup> aan nieuwe elektriciteitscentrales gebouwd moeten worden om problemen met de leveringszekerheid te voorkomen (Elia Group, 2019b). Deze nieuwe capaciteit zal uit gascentrales moeten bestaan.

Vanwege het dreigende tekort aan opwekcapaciteit heeft België een capaciteitsmechanisme ingesteld, wat betekent dat eigenaren van centrales geld ontvangen voor het beschikbaar stellen van opwekvermogen. Deze ontwikkeling heeft er toe geleid dat RWE van plan is om de Clauscentrale bij Maasbracht (een gascentrale) aan te sluiten op het Belgische elektriciteitsnet in plaats van de huidige aansluiting op het Nederlandse elektriciteitsnet. Ook de ongunstige markt voor gascentrales in Nederland van de afgelopen jaren speelt bij deze keuze een rol.<sup>18</sup> Om dit te bereiken willen ze een directe hoogspanningskabel aanleggen naar Kinrooi in België. De Nederlandse overheid heeft de plannen van RWE voorlopig geblokkeerd<sup>19</sup>. Het is namelijk ongunstig voor Nederland als deze centrale gaat leveren aan België. De Clauscentrale is de op één na grootste centrale van Nederland met een elektrisch

<sup>17</sup> Dit is meer dan 30% van het totale opgestelde regelbare vermogen in België.

<sup>18</sup> Gascentrales kunnen momenteel niet concurreren met goedkoper draaiende kolencentrales. Hierdoor staat de Clauscentrale al jaren stil.

<sup>19</sup> [Wiebes blokkeert directe verbinding Clauscentrale met Belgisch elektriciteitsnet](#) (toegankelijk met abonnement)

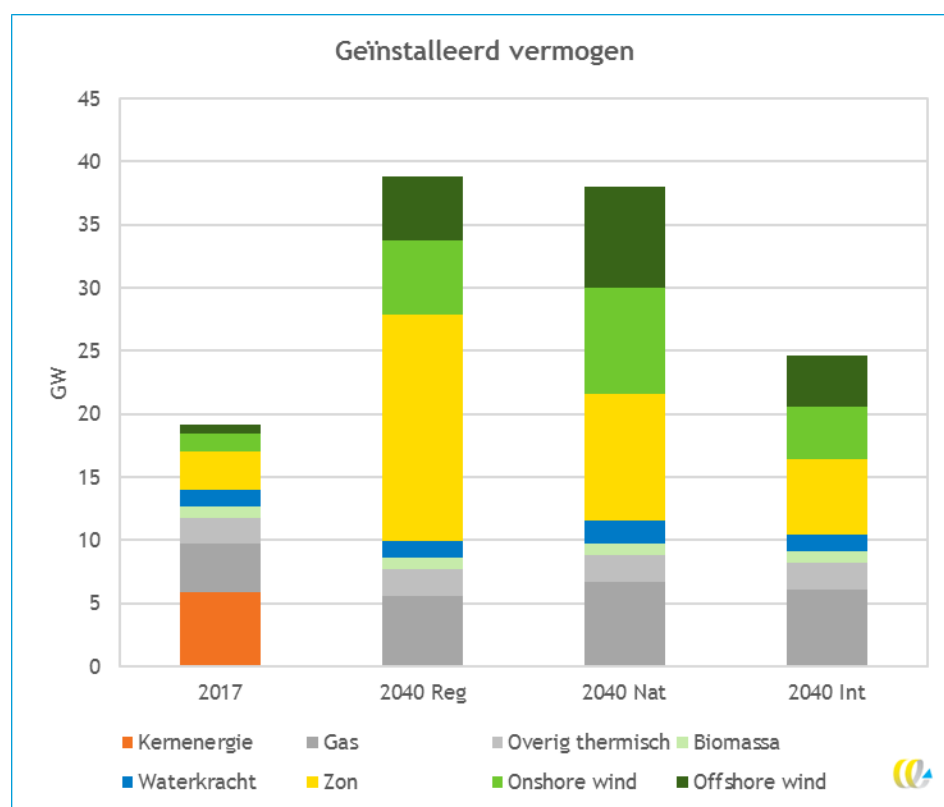


vermogen van 1,3 GW en in de toekomst blijven regelbare gascentrales noodzakelijk om voldoende elektriciteit te produceren op momenten dat er te weinig elektriciteit geproduceerd wordt door duurzame bronnen. Daarnaast komt de CO<sub>2</sub>-uitstoot van de centrale voor de rekening van Nederland. Het is nog onduidelijk of RWE vervolgstappen gaat nemen om te proberen de directe verbinding met het Belgische net alsnog af te dwingen. Een alternatief is het indirect beleveren van de Belgische markt door de Clauscentrale via het bestaande interconnectiepunt tussen Maasbracht en Van Eyck. Dit zou betekenen dat een groot deel van de interconnectiecapaciteit op dit punt gebruikt zal worden voor export van de Clauscentrale naar België.

Er wordt als oplossing van de verwachte problemen met de leveringszekerheid ook gekeken naar het langer openhouden van de kerncentrales. De sluiting van deze centrales is al meerdere keren uitgesteld en het is niet ondenkbaar dat dit wederom gebeurt als er onvoldoende nieuwe gascentrales bijkomen in België (door de bouw van nieuwe centrales en/of koppeling Clauscentrale aan Belgische net). Dit is echter niet wenselijk, aangezien dit oude centrales zijn en de kosten voor het langer openhouden van deze centrales hoog zijn.

Op de lange termijn zal de elektriciteit in België voor het grootste gedeelte uit hernieuwbare bronnen komen. In Figuur 20 is het geïnstalleerd elektrisch vermogen van België in 2040 voor drie verschillende scenario's weergegeven (Elia, 2017).

Figuur 20 - Geïnstalleerd elektrisch vermogen België, huidig en 2040



Bron: (Elia, 2017).

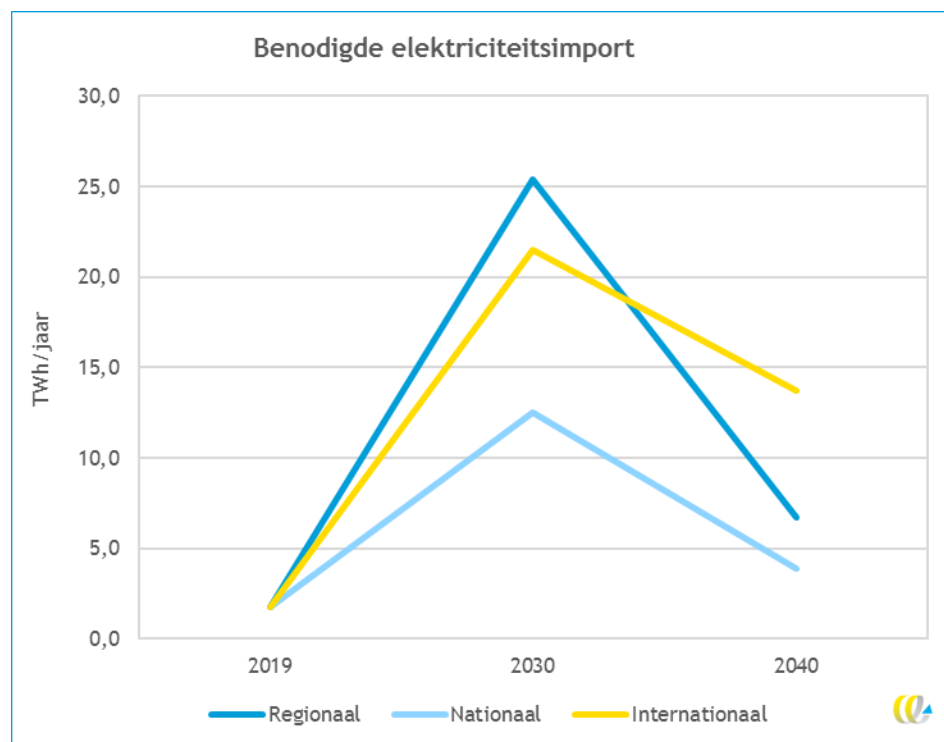


Het is te zien dat er een sterke groei zal zijn van het opgesteld vermogen van zon en wind. Gascentrales zullen echter ook in 2040 nog een belangrijke rol spelen in België. Voor 2040 wordt tussen de 5,6 en 6,7 GW opgesteld vermogen van gascentrales voorzien tegenover 3,8 GW nu (Elia, 2017). In het regionale scenario zullen deze gascentrales minder draaiuren maken dan in het internationale scenario, aangezien er in dat scenario meer productie is van hernieuwbare bronnen.

Ondanks de nieuwe gascentrales zal België in de toekomst in toenemende mate afhankelijk zijn van import van elektriciteit uit het buitenland, zoals te zien is in Figuur 21. Vooral in 2030 zal er veel import van elektriciteit nodig zijn in België, aangezien de kerncentrales dan al gesloten zijn. De elektriciteitsvraag zal in 2030 rond de 90 TWh liggen, wat betekent dat de 14 tot 28% van deze vraag ingevuld wordt met geïmporteerde elektriciteit.

Na 2030 zal de productie uit hernieuwbare bronnen in België verder toenemen, waardoor minder import van elektriciteit nodig is. Maar alsnog zal er aanzienlijke import nodig zijn, tussen de 4 en 15% van de elektriciteitsvraag.

Figuur 21 - Verwachte import elektriciteit België in verschillende scenario's



Bron: (Elia, 2017).

Vanwege deze verwachte importafhankelijkheid van België wordt er momenteel gewerkt aan uitbreiding van de capaciteit van de verbindingen met buitenlandse elektriciteitsnetten. Er wordt er momenteel gewerkt aan een verbinding tussen het Duitse en Belgische elektriciteitsnet en er zijn plannen om de verbindingen tussen België en Nederland te versterken (zie Paragraaf 3.3 voor meer informatie).

## *Aardgas/waterstof*

Net als in Duitsland wordt de Belgische energievoorziening beïnvloed door het besluit van de Nederlandse overheid om te stoppen met de winning van aardgas in Groningen. Momenteel maakt ongeveer de helft van de eindgebruikers in België gebruik van Gronings aardgas.<sup>20</sup> Al deze eindgebruikers zullen voor 2030 moeten overstappen naar H-gas.

België ziet waterstof als een essentiële schakel in zijn toekomstige energiesysteem. Vanwege de logistieke ligging van de havens en de reeds aanwezige pijpleidingen zijn er kansen voor brede toepassing van waterstof. Daarnaast is een aanzienlijk potentieel voor het gebruik van groene waterstof. De potentiële vraag naar groene waterstof in Vlaanderen wordt ingeschat op circa 1 Mton per jaar in 2050 (Hinicio, 2018). De huidige plannen omtrent waterstof zijn voornamelijk gericht op innovatie en het is de verwachting dat de rol van waterstof in 2030 nog klein zal zijn (NEKP overlegorganen, 2019).

### **3.2 Ontwikkelingen industrieclusters**

De toekomstige ontwikkeling van het netwerk voor levering van gas, elektriciteit en waterstof in de regio Limburg hangt mede af van overige ontwikkelingen in de Antwerpen-Rotterdam-Rhein-Ruhr-Area (ARRRA)-regio. De ontwikkeling van de energietransitie in deze regio zal vragen om omschakeling van aardgas naar CO<sub>2</sub>-vrije alternatieven, zoals hernieuwbare elektriciteit, waterstof en hergebruik van (plastic) afval. In de navolgende sub paragrafen gaan we in op mogelijkheden voor waterstof en CCU/S in de industrie clusters in ARRRA-regio, buiten het cluster in Limburg.

#### *Waterstof*

Aandacht bij waterstof gaat in de eerste plaats uit naar latente waterstofbehoefte, omdat juist bundeling van industriële waterstofbehoefte in de regio kan bijdragen aan een gedeeld belang in de ontwikkeling van een nieuw waterstofnetwerk.

De huidige vraag naar waterstof in de Rotterdamse haven bedraagt 0,4 miljoen ton (zie ook (Gemeente Rotterdam, 2020)). Voor 2030 zijn er inmiddels concrete projecten in ontwikkeling voor een aanvullende vraag van 0,9 Mton (zie ook (Port of Rotterdam, 2020)). Recente inschattingen voor het potentieel op langere termijn komen op een bandbreedte van 2,2 à 3,2 Mton (zie ook (Deltalinqs, 2019)).

Vooralsnog ontbreekt een integrale analyse van de industrieclusters in de ARRRA-regio, zodat voor deze studie op hoofdlijnen een inschatting is gemaakt van met name de eventuele ontwikkeling van de waterstofvraag zoals die zich in de industriële clusters rond Chemelot kan gaan manifesteren. Als uitgangspunt is daarbij het energieverbruik van de belangrijkste productieprocessen in deze clusters gehanteerd, waarmee > 80% van de totale CO<sub>2</sub>-uitstoot wordt gedekt, zie ook Tabel 7.

---

<sup>20</sup> <https://www.gaschanges.be/en>



Tabel 7 - Overzicht van de belangrijkste sub-sectorale CO<sub>2</sub>-emissies in de industriële clusters in de ARRRR-regio, en inschatting van potentieel voor toepassing van waterstof

Industrie segment	Energie (MW/Mton CO <sub>2</sub> )			Eq. H <sub>2</sub> inzet (MW/ton vermeden CO <sub>2</sub> ) <sup>21</sup>			Referentie
	(Fuel)gas	Petroleum coke/kolen	Elektriciteit	Grondstof	Energie	Totaal	
Raffinage	262	89	8	262		262	(TNO, 2020)
Staal	14	272		119	197	316	(TNO, 2020)
Waterstof (SMR)	476		3	362	114	362	(IEA GHG, 2019)
NH <sub>3</sub> (en Ureum)	576		22	432	136	432	(TNO, 2020)
Nafta kraker	598		18	598		598	(Tao Ren, 2008)
Cement		109	18				TNO-analyse op basis van CEMCap, 2020)
<b>Totaal</b>	<b>1.926</b>	<b>470</b>	<b>69</b>	<b>1773</b>	<b>447</b>	<b>1.970</b>	

Daarbij onderscheiden we in Nederland nog het cluster Zeeland, de Belgische clusters in Luik, Genk, Antwerpen en tot slot de Duitse clusters Rheinland (Rheinberg, Marl, Ludwigs-hafen), Lingen, Gelsenkirchen en Keulen (zie ook Figuur 22). Naast Rotterdam zijn met name Antwerpen, het Rijnland en eventueel enkele Belgische en Duitse locaties in de nabijheid van Limburg van belang voor de ontwikkeling van de transportinfrastructuur voor waterstof rond Chemelot en de rest van Limburg.

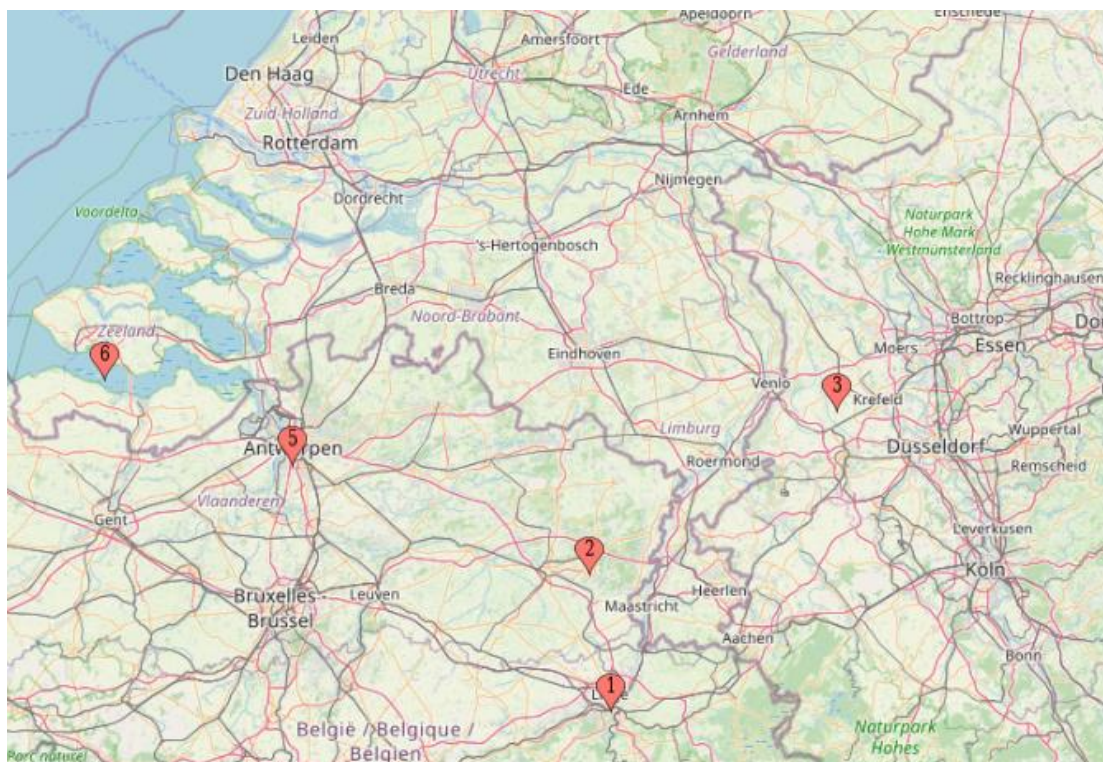
In de directe nabijheid volgt uit deze eerste ordeanalyse dat het potentieel in de industrie in Luik en Genk beperkt is. Met een orde van grootte van 0,03 Mton. Over de grens met Duitsland, met het Rijnland en Lingen en vooral Gelsenkirchen ligt het potentieel en orde-grootte 0,32 Mton, 0,08 Mton, 1,34 Mton. Antwerpen biedt met 0,8 Mton een substantieel potentieel, maar dat geldt zeker ook voor Zeeland met 0,84 Mton.

In vergelijking tot de huidige Nederlandse markt van naar schatting 1,4 Mton waterstof (zie ook Paragraaf 2.3) gaat het dus om substantiële potentiëlen. Uit de analyse blijkt dat in de directe omgeving, over de Belgische grens betrekkelijk bescheiden potentieel is voor waterstoftoepassing in de industrie. Belangrijker potentieel ligt met name bij Antwerpen en over de Duitse grens. Een ruimere omtrek biedt meer potentieel, tot zo'n 80 GW als technisch potentieel in elektriciteitsproductie en staalproductie wordt beschouwd. De regio Antwerpen, Zeeland, en Rotterdam in het westen, en de regio tussen Chemelot, Marl en Wesseling omvatten de grootste gebruikers in de ARRRR-regio.

Een overzicht van bedrijfslocaties met relatief groot potentieel is weergegeven in Tabel 8. Hieruit blijkt dat de behoefte op deze sites significant is, zeker in verhouding tot de behoefte vanuit Chemelot zelf. Vanuit het perspectief van de beoogde 'backbone' voor waterstoftransport lijkt met name de bundeling met de Duitse behoeften relevant, aangezien voor Antwerpen ook alternatieve routen via Zeeland denkbaar zijn.

<sup>21</sup> De inschatting is gebaseerd op vervanging van conventionele energiedragers (aardgas en kolen) door waterstof in huidige grondstof- en energiebehoefte. In geval van staalproductie betekent dit gebruik van waterstof voor zowel reductie, als vervanging van kolen. Voor NH<sub>3</sub> en waterstof uit SMR gaat het enkel om waterstof als grondstof (reforming is dan niet meer nodig, dus vergt ook geen energie meer).

Figuur 22 - Overzicht van de industriële clusters in het ommeland van Limburg



Tabel 8 - Overzicht van sites met relatief groot potentieel voor waterstofbehoefte bij decarbonisatie van het industriële proces

Bedrijf	Locatie	Max. MW	Max. Mton/jaar
BASF ANTWERPEN	Antwerpen	1.600	0.44
FINA ANTWERP OLEFINS	Antwerpen	400	0.1
BASF SE	Ludwigshafen	3.500	0.9
Evonik Degussa GmbH	Marl	1.200	0.3
Basell Polyolefine GmbH Werk Wesseling	Wesseling	1.100	0.3
Solvay Chemicals GmbH	Rheinberg	380	0.1
INEOS Köln GmbH	Keulen	1.300	0.4
ThyssenKrupp	Duisburg	1.100	0.3
<b>Totaal</b>		<b>10.400</b>	<b>2.9</b>

Bron: (TNO-analyse).

## CCS/U

In Duitsland bestaat er vanuit de industrie veel interesse in toepassing van CCS, en wordt deze technologie als onmisbaar beschouwd op de weg naar een klimaatneutraal energiesysteem (zie ook (BCG ; Prognos, 2018), en met name de staal- en cementindustrie tonen interesse in de mogelijkheden van CCS. Er is echter veel publieke weerstand tegen CCS en tot voor kort leken er weinig kansen voor verdere toepassing van deze technologie. Recentelijk heeft de Duitse Bondskanselier CCS echter weer nadrukkelijk op de agenda gezet met het oog op de doelstellingen voor 2050. Vooralsnog is er echter nog geen sprake van een masterplan of gecoördineerde aanpak, al zijn er wel individuele initiatieven van bedrijven in de regio. Zo werkt ThyssenKrupp in Duisberg aan het zogenaamde Carbon2Chem-project, gericht op methanol productie uit waterstof en hoogovensgas (zie ook (Teresa Wich, 2020).

### 3.3 Ontwikkelingen netten

#### Hoogspanningsnet

Het Nederlandse hoogspanningsnet is bij Maasbracht verbonden met het Duitse en Belgische hoofdspanningsnet. In België wordt het gehele hoogspanningsnet beheerd door één net-beheerder, genaamd Elia. In Duitsland zijn er meerdere beheerders van het hoogspanningsnet. Amprion is de TSO<sup>22</sup> die het hoogspanningsnet in de grensregio van Duitsland en Limburg beheert. Amprion en Elia hebben de geplande netuitbreidingen vastgelegd in hun tien jaar-ontwikkelingsplannen. Zowel Elia als Amprion heeft plannen voor forse uitbreiding van de binnenlandse transportcapaciteit in de komende jaren. In de volgende paragrafen worden de relevante plannen met betrekking tot Limburg besproken.

#### *Duitsland*

Momenteel is de interconnectiecapaciteit tussen Duitsland en Nederland 4.250 MW, zowel van Duitsland naar Nederland als van Nederland naar Duitsland (ENTSO-E, 2018). Deze capaciteit wordt tot 2030 uitgebreid naar 5.000 MW door versterking van de verbinding met Duitsland bij Doetinchem (ENTSO-E, 2018). Er wordt in de komende tien jaar geen uitbreiding verwacht van de transportcapaciteit van de verbinding Oberzier-Maasbracht, de verbinding tussen het Duitse en Nederlandse hoogspanningsnet in Limburg. Wel loopt er momenteel een bilateraal onderzoek vanuit Duitsland en Nederland naar verdere opties voor uitbreiding van de interconnectie tussen de landen na 2030.

Daarnaast wordt er vlakbij de grens met Limburg een verbinding tussen het Duitse en het Belgische net aangelegd (ENTSO-E, 2018). Dit wordt de eerste verbinding tussen de elektriciteitssystemen van Duitsland en België.

Zoals eerder vermeld zal Noordrijn-Westfalen in de toekomst netto elektriciteit importeren. Het hernieuwbaar vermogen zal voornamelijk in het noorden van Duitsland geplaatst worden, wat betekent dat er grote hoeveelheden elektriciteit getransporteerd moeten worden van Noord-Duitsland naar de rest van het land. Dit transport zal voor congestieproblemen zorgen. Daarom wordt er ook gekeken naar andere oplossingen. Eén van de mogelijkheden die bekeken wordt is een directe verbinding tussen de windparken op zee in Nederland en Noordrijn-Westfalen (DNV GL, 2020).

#### *België*

Momenteel is de capaciteit van de verbindingen van Nederland naar België 2.400 MW en de capaciteit van de verbindingen van België naar Nederland 1.400 MW. Het is de verwachting dat België in de toekomst afhankelijker wordt van import van elektriciteit (zoals besproken in Paragraaf 3.1). Daarvoor is uitbreiding van de interconnectiecapaciteit met omliggende landen, inclusief Nederland nodig. Er zijn plannen om de verbinding tussen Maasbracht en het Belgische station Van Eyck te versterken door middel van vervanging van de bestaande geleiders en plaatsing van extra transformatoren. Door deze aanpassingen kan de transportcapaciteit met 1 GW uitgebreid worden (ENTSO-E, 2018). Deze plannen zitten momenteel nog in de onderzoeksfase en zullen naar verwachting pas richting 2030 gerealiseerd worden. Amprion is eveneens betrokken bij dit onderzoek vanwege de directe verbinding van Maasbracht met het Duitse hoogspanningsnet (Elia, 2019). Daarnaast zijn er plannen om de Clauscentrale in Maasbracht direct aan te sluiten op het Belgische hoogspanningsnet (zie Paragraaf 3.1). Deze nieuwe verbinding zou direct vanaf de Clauscentrale naar Kinrooi in België lopen. De Clauscentrale is dan niet meer gekoppeld met

<sup>22</sup> TSO staat voor Transmission System Operator oftewel transmissienetbeheerder. In Nederland is Tennet de TSO.





het 380 kV-net bij Maasbracht. Deze plannen worden momenteel echter geblokkeerd door de Nederlandse overheid. Indirecte levering via het interconnectiepunt Maasbracht-Van Eyck is een alternatief.

## Gastransportnet

### *Aardgas*

Het Duitse aardgastransportnet wordt door verschillende partijen beheerd. Bij de grens met Limburg zijn OGE, Thyssengas en Fluxys TENP actief. Het Belgische gastransportnet wordt beheerd door Fluxys België. Zowel in Duitsland als in België heeft het stoppen van de gaswinning in Groningen grote invloed op de gasvoorziening. Zo moet het gastransportnet geleidelijk overgezet worden naar H-gas net. Fluxys België wil deze transitie rond 2029 afgerond hebben<sup>23</sup> en in Duitsland zijn ze al begonnen met het overschakelen van eindgebruikers van G-gas naar H-gas en moet deze overstap uiterlijk 2030 afgerond zijn (DNV GL, 2017).

Vanwege het wegvallen van het gas uit Groningen zal er meer H-gas geïmporteerd moeten worden om aan de gasvraag te kunnen voldoen. Gedeeltelijk zal dit via pijpleidingen geïmporteerd worden uit landen als Rusland. Daarnaast kan er H-gas via schepen geïmporteerd worden via de LNG-terminal<sup>24</sup> in Zeebrugge in België. Momenteel wordt er vlakbij de Nederlandse grens (bij Aachen) een nieuwe gasleiding aangelegd tussen Duitsland en België<sup>25</sup>, zodat H-gas vanuit Zeebrugge getransporteerd kan worden naar het Duitse gasnet.

In tegenstelling tot bij het Groninger gasveld, zal de winning van aardgas uit kleine velden in Nederland niet stopgezet worden. De winning uit deze velden neemt echter wel al jaren af.<sup>26</sup> Deze kleine velden bevinden zich onder het land en onder de Noordzee en produceren hoogcalorisch gas (H-gas). Momenteel wordt een deel van het gewonnen aardgas uit kleine velden geëxporteerd naar België, Duitsland en Zwitserland via de Trans Europe Natural Gas Pipeline, die aangesloten is op het Nederlandse H-gasnet bij Bocholtz. Deze gasleiding kan ook gebruikt worden voor transport van het aardgas dat binnenkomt bij de LNG-terminal in Rotterdam. Daarnaast kan aardgas in deze leiding sinds kort in beide richtingen getransporteerd worden<sup>27</sup>, wat betekent dat dit in de toekomst een mogelijk importpunt voor H-gas is.

### *Waterstof*

De Provincie Limburg ligt ingeklemd tussen België en Duitsland en is daarom goed gepositioneerd voor import uit en export naar genoemde landen. De huidige gasexportstations in Limburg zijn Tegelen, Haanrade, Bocholtz, 's-Gravenvoeren en Obbicht. Tegelen (HTL) en Haanrade (RTL) zijn stations met een relatief kleine capaciteit en zijn daarom niet nadrukkelijk in beeld voor import (of export) van grote hoeveelheden waterstof.

De waterstofbackbone van Figuur 12 laat zien dat er een goede verbinding mogelijk is tussen Limburg en het industriegebied bij Antwerpen/Gent/Zeeuws-Vlaanderen.

---

<sup>23</sup> [Fluxys Belgium : Our infrastructure](#)

<sup>24</sup> LNG staat voor Liquefied Natural Gas, oftewel vloeibaar aardgas.

<sup>25</sup> [Construction of the ZEELINK gas pipeline: for secure supplies of H-gas](#)

<sup>26</sup> [Rijksoverheid : Gaswinning uit kleine gasvelden](#)

<sup>27</sup> [Fluxys TENP : TENP Pipeline Info](#)



Provincie Limburg heeft drie rechtstreekse gasverbindingen met Duitsland: Tegelen, Haanrade en Bocholtz. Hiervan hebben Tegelen en Haanrade een zeer beperkte transportcapaciteit; om die reden zijn ze niet in beeld voor transport van waterstof op grote schaal naar het Ruhrgebied. Exportstation Bocholtz is veel groter en daardoor in principe veel geschikter hiervoor.

Hoewel exportstation Bocholtz in principe geschikt gemaakt kan worden voor waterstof, is het de verwachting dat de waterstofverbinding met het Ruhrgebied zal lopen via het exportstation Zevenaar, in Gelderland. In termen van transportafstanden ligt Zevenaar enkele tientallen kilometers verwijderd van het noorden van Limburg. De verbinding met het Ruhrgebied via Zevenaar bestaat uit twee grote leidingen met een totale transportcapaciteit van meer dan 30 GW.

In de plannen van GTS wordt overigens in de eerste plaats gedacht aan het bestaande tracé via Winterswijk. Recentelijk heeft het Havenbedrijf Rotterdam echter ook een alternatief voorgesteld dat van Rotterdam naar Noordrijn-Westfalen via Chemelot (zie ook (Port of Rotterdam, 2020), en Figuur 23).

**Figuur 23 - Waterstofinfrastructuur zoals gevisualiseerd door Port of Rotterdam**



Bron: (Port of Rotterdam, 2020).

Vanuit het perspectief van de Provincie Limburg lopen de rechtstreekse verbindingen met België via Obbicht en 's-Gravenvoeren. Via Obbicht kan het industriegebied bij Genk worden bereikt. Dit kan na 2030 ook een waterstofverbinding zijn. Het is niet onderzocht in hoeverre hiervoor aan Belgische zijde investeringen of netschakelingen nodig zijn. Zoals eerder opgemerkt, lijkt het erop dat grensoverschrijdende waterstofactiviteiten met België zich eerst (mogelijk voor 2030) rond Zelzate en Zandvliet (bij Antwerpen) zullen afspelen. De verwachting is echter dat de eerste waterstofroute tussen Nederland en België meer naar het westen gerealiseerd zal gaan worden, i.e. bij Zelzate of Zandvliet (bij Antwerpen). Deze ontwikkelingsroute sluit aan bij de waterstofbackbone die Gasunie in de periode tot 2030 wil gaan realiseren.

In de visie van Gasunie reikt de waterstofbackbone in 2030 tot aan het industriecomplex Chemelot. Na 2030 valt er door verder afnemende vraag en door het uitfaseren van laag-calorische gasstromen meer leidingcapaciteit vrij. In Limburg kan de waterstofbackbone na 2030 daarom worden doorgetrokken naar de exportstations 's-Gravenvoeren en Bocholtz. In hoeverre de vrijvallende leidingcapaciteit in Limburg kan worden ingezet voor transport van waterstof of CO<sub>2</sub>, is niet onderzocht.

In de recent verschenen Duitse waterstofstrategie wordt verwacht dat de vraag naar groene waterstof het aanbod ruim gaat overstijgen en dat het tekort mogelijk zal moeten worden geïmporteerd via de Rotterdamse haven. De bestaande leidingen, langs Zevenaar en mogelijk ook door Limburg naar Bocholtz, zijn hiervoor nadrukkelijk in beeld.

## Distributienetten

Naast ontwikkelingen van de hoogspanningsnetten en gastransportnetten kunnen ook ontwikkelingen van de distributienetten in de buurt van de grens met Limburg relevant zijn. Samenwerking met de beheerders van de distributienetten over de grens kan synergievoordelen opleveren. Zo kan er bijvoorbeeld gekeken worden of het mogelijk is om zonneparken op Nederlands grondgebied aan te sluiten op het elektriciteitsnet net over de grens met België of Duitsland of vice versa. Dit kan interessant zijn als er capaciteitsproblemen zijn op het eigen net en over de grens nog wel ruimte is.

In België wordt het elektriciteits- en gasdistributienet over de grens beheerd door Fluvius (in Belgisch Limburg) en CWAPE (in de regio Luik). Bij deze lokale netbeheerders spelen dezelfde ontwikkelingen als bij in Nederland. Er is uitbreiding van de elektriciteitsnetten nodig vanwege decentrale opwek en elektrificatie (Infrax, 2018). Voor de gasnetten is weinig uitbreiding nodig (INTERENERGA, 2018). In Duitsland worden de distributienetten door vele verschillende partijen beheerd. Zo zijn alleen in Noordrijn-Westfalen al meer dan 80 beheerders van de lokale elektriciteitsnetten actief.<sup>28</sup> Ook hier hebben de ontwikkelingen door de energietransitie invloed op de lokale netten, net zoals in Nederland en België.

## Warmtenetten

Ook bij warmtenetten kunnen er mogelijke synergievoordelen behaald worden door integratie met Duitsland en België. Zo kan er gekeken worden naar grensoverschrijdende warmtenetten met steden net over de grens, bijvoorbeeld een gezamenlijk warmtenet van Parkstad en Aachen.

---

<sup>28</sup> [MaStR Marktstammdateregister : Öffentliche Marktakteursübersicht](#)

Warmtenetten spelen een belangrijk rol in de plannen voor de energietransitie in Noordrijn-Westfalen (zoals eerder benoemd in Paragraaf 3.1). Op dit moment wordt er al veel gebruik gemaakt van warmtenetten in Duitsland: ongeveer 11% van de warmtevraag van huishoudens in Duitsland wordt ingevuld met warmtenetten (Eurostat, 2017). Op dit moment gaat het vaak om restwarmte van kolencentrales, maar in de toekomst zou deze warmte geleverd moeten worden door warmtekrachtcentrales en geothermie.

In Aachen is momenteel al een warmtenet aanwezig. Momenteel zijn circa 2.000 huishoudens in de stad hierop aangesloten.<sup>29</sup> Er wordt gebruik gemaakt van warmte van de bruinkoolcentrale van Weisweiler. Er wordt onderzocht of er potentie is voor diepe geothermie bij deze centrale nadat de productie van deze bruinkoolcentrale stopt in 2030. Dit project is onderdeel van het door de EU gefinancierde INTERREG-project 'Deep Geothermal Rollout' (Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2019). Het is de bedoeling dat huishoudens en bedrijven in de hele regio warmte gaan ontvangen van deze geothermieput.

Ook in België zijn enkele warmtenetten aanwezig.<sup>30</sup> De lokale netbeheerder Fluvius ziet warmtenetten als een belangrijke optie voor verduurzaming van de gebouwde omgeving en investeert daarom in verschillende pilotprojecten.<sup>31</sup> Er zijn echter geen bestaande of geplande warmtenetten in de buurt van Limburg.

## CO<sub>2</sub>/overig

Voor 2030 wordt verkend of emissiereductie mogelijk kan worden gemaakt door de CO<sub>2</sub>-emissie die samenhangt met de waterstofproductie op Chemelot kan worden afgevangen. Deze route kan er aan bijdragen om de huidige CO<sub>2</sub>-emissie te reduceren van de huidige 6,0 Mton CO<sub>2</sub>-eq. (1,1 Mton hiervan is lachgas (N<sub>2</sub>O)) tot de ambitie van 3,4 Mton CO<sub>2</sub> in 2030. Dat vraagt wel om transportcapaciteit voor CO<sub>2</sub>, waarbij gedacht kan worden aan transport naar het Rijnmond gebied en zo aan te sluiten bij het Porthos-initiatief voor CCS. Daarmee zou een reductie van 0,8 Mton CO<sub>2</sub> per jaar kunnen worden gerealiseerd. Een dergelijke volumestroom kan niet kosten efficiënt via buisleidingen worden bediend. Daarom ligt transport via binnenvaart meer voor de hand. Voor buisleidingstransport zou de stroom vanuit Chemelot met aanvullende volumestromen moeten worden gebundeld, bijvoorbeeld door gezamenlijke initiatieven te ontwikkelen met de cementindustrie rond Maastricht, industrie rond Luik in België en het Rhein-Ruhr-gebied.

Voor ontwikkeling van een dergelijke buisleiding zou gedacht kunnen worden aan bestaande gasleidingen, die door de afbouw van aardgasgebruik vrij zullen vallen. Dat valt echter minder goed te rijmen met een visie waarin het gasnet wordt omgebouwd naar een waterstofnet. Het is mogelijk dat er in 2030 in, naar en van Limburg gasleidingen beschikbaar komen voor transport van gassen zoals CO<sub>2</sub>, maar het is waarschijnlijk dat andere oplossingen uitkomst zullen moeten bieden. Alternatief kan overigens ook gedacht aan andere buisleidingen die in de toekomst eventueel in onbruik zouden kunnen raken. Daarbij zou gedacht kunnen worden aan een toekomstig afnemende behoefte aan transportcapaciteit voor grondstoffen voor raffinage, gegeven de verschuivingen in brandstofgebruik in mobiliteit. In het bijzonder kan gedacht worden aan leidingen van de Defensie Pijpleiding Organisatie (DPO). Veelal gaat het dan om kerosineleidingen met een beperkte diameter (4"-10") die na schoonmaak en inspectie geschikt kunnen zijn voor transport van CO<sub>2</sub> of waterstof. Voor Limburg kunnen de tracés van Rotterdam naar Roosendaal en van

<sup>29</sup> [Weisweiler wird zum Standort für Geothermie-Projekt](#)

<sup>30</sup> [Overzicht warmtenetten in Vlaanderen](#)

<sup>31</sup> [Fluvius : Warmtenetten](#)



Roosendaal naar De Peel (Venray) van belang zijn voor de afvoer van CO<sub>2</sub> naar de Rotterdamse haven. Delen van die tracés zijn thans al buiten gebruik. Daarnaast zou bijvoorbeeld de Rotterdam-Rhein buisleiding over Venlo, mogelijk ruimte kunnen gaan bieden in de toekomst. Zoals geschetst in Paragraaf 3.2 lijkt CCS-toepassing in Duitsland aan momentum te winnen en biedt deze route mogelijk kansen voor afvoer.

Verder is recentelijk in beeld gebracht dat er mogelijkheden zijn voor CO<sub>2</sub>-levering aan de glastuinbouw in de Provincie Limburg zelf. Zo wordt in de kassen rond de Greenport Venlo al extern aangeleverde CO<sub>2</sub> benut, die per wegtransport vanuit Chemelot wordt gedistribueerd (zie ook (Provincie Limburg, 2019)). Dit leidt overigens niet tot vermindering van CO<sub>2</sub>-emissies van Chemelot, maar biedt wel kansen voor gebruik er van. Als de tuinbouw haar eigen energievoorziening verder verduurzaamt, kan ook de levering van zuivere CO<sub>2</sub> uit Chemelot tot op zekere hoogte opschalen. Naar schatting van LTO Glaskracht zal de vraag naar zuivere CO<sub>2</sub> in de omgeving Limburg tot 2030 kunnen stijgen tot 0,2 Mton per jaar.

Alternatieve mogelijkheden voor CO<sub>2</sub>-emissiereductie tot 2030 zijn met name gelegen in lokale productie van groene waterstof en vergassing van biomassa(afval). Groene waterstof uit biomassa (afval) voor 2030 wordt verkend, en dit project kan zo'n 150 kt CO<sub>2</sub>-reductie realiseren. Deze projecten leiden allemaal tot minder CCS en dus verminderde motivering voor een buisleiding voor CO<sub>2</sub> naar R'dam.

Tot slot, is recentelijk in kaart gebracht dat de verdere ontwikkeling van het chemisch cluster Chemelot kan gaan leiden tot een toenemende transportbehoefte van gevaarlijke stoffen. Uitkomst van de analyse leert dat de vervoersbehoefte in 2025 onvoldoende kan worden geacommodeerd binnen de huidige veiligheidskaders voor spoorvervoer zoals vastgelegd in het Basisnet Vervoer Gevaarlijke Stoffen dat sinds 2015 in werking is getreden. Zo zal naar verwachting de behoefte aan C4-LPG op Chemelot toenemen, door toename van het zogenaamde 'licht kraken'. Daarbij wordt LPG en ethaan in de nafta-krakers toegepast, ter vervanging van nafta (waarmee o.m. CO<sub>2</sub>-emissiereductie wordt gerealiseerd). Een verschuiving van spoor- naar watervervoer wordt dan noodzakelijk voor reductie van het extern risico op de Brabantroute. Dat gaf aanleiding tot verkenning van verschuiving van transportstromen naar leidingen, in het met name de verschuiving van een deel van de inkomende C4-LPG-stroom. Nadere analyse nadien (zie (Buck Consultants International ; Movares, 2019)) concludeerde dat een buisleiding Antwerpen - Chemelot een kosten-efficiënte mogelijkheid biedt om verdere groeiambities mogelijk te maken. Recentelijk besloot de Vlaamse minister van Justitie en Handhaving, Omgeving, Energie en Toerisme om een plan- en vergunningsproces te starten voor afbakening van een nieuw leidingentracé (i.e. een ruimtelijke reservering voor pijpleidingen) tussen het chemiecluster in de haven van Antwerpen en Chemelot. Een dergelijk tracé wordt daarbij ook van strategisch belang geacht voor de verdere verbinding met het Duitse Ruhrgebied en het BASF-complex in Ludwigshafen, en in de toekomst eventueel voor transport van waterstof en CO<sub>2</sub>.

## 4 Impact op Limburg

De hiervoor genoemde ontwikkelingen in Duitsland en België kunnen invloed hebben op de toekomstige energievoorziening en de energie-infrastructuur in Limburg. Daarnaast vinden er ontwikkelingen plaats binnen Limburg waarbij de internationale context oplossing kan bieden. Voor elke energiedrager zal de impact op Limburg van deze zaken besproken worden.

### 4.1 Elektriciteit

#### Hoogspanning

Op het gebied van de hoogspanningsnetten zijn binnen Limburg voornamelijk de ontwikkeling op het industrieterrein Chemelot interessant. Het is de verwachting dat de elektriciteitsvraag op dit terrein richting 2050 sterk zal toenemen, in alle scenario's. Daarnaast zal de elektriciteitsproductie op deze locatie, bij de Swentibold-centrale, stopgezet worden. Dit betekent dat er een toenemende hoeveelheid elektriciteit aangevoerd moet worden via het hoogspanningsnet. De benodigde elektriciteit kan aangevoerd worden vanuit Nederland, maar ook vanuit Duitsland of België (via de interconnectiepunten bij Maasbracht).

Momenteel is Chemelot aangesloten op het 150 kV-net. Voor de toekomst is het aannemelijk dat het aangesloten zal worden op het 380 kV-net, dit wordt ook als oplossing genoemd door TIKI<sup>32</sup> (DNV GL, 2020). Als dit gebeurt zal er voldoende transportcapaciteit aanwezig zijn om elektriciteit aan de voeren vanuit Nederland. Er zal uiteraard wel elektriciteit vanuit Duitsland en België aangevoerd worden op momenten dat daar elektriciteitsoverschotten beschikbaar zijn en in Nederland niet. Maar vanuit de Limburgse vraag is er geen directe noodzaak om de interconnectiecapaciteit met Duitsland en België uit te breiden.

Anderzijds dreigt er in België tekort aan opwekcapaciteit. Door de aangekondigde sluiting van de kerncentrales in 2025 zal er naar verwachting een tekort van 3,9 GW aan regelbaar vermogen zijn in België tegen die tijd. Er wordt momenteel gekeken naar de mogelijkheid om de Clauscentrale in Maasbracht direct te koppelen aan het Belgische hoogspanningsnet. Als dit gebeurt verliest Limburg zijn grootste elektriciteitscentrale. Dit levert naar verwachting geen problemen op voor de leveringszekerheid van elektriciteit in Limburg, aangezien elektriciteit aangevoerd kan worden vanuit de rest van Nederland.

Het is de verwachting dat België in de toekomst afhankelijker wordt van import van elektriciteit, ondanks de extra gascentrales die er moeten komen. Het is de verwachting dat in 2030 tot maximaal 28% van de Belgische elektriciteitsvraag ingevuld wordt met geïmporteerde elektriciteit (zie Figuur 21). Richting 2050 zal dit iets teruglopen, maar alsnog zal er aanzienlijke import van elektriciteit nodig zijn. Het is te verwachten dat een deel van deze geïmporteerde elektriciteit vanuit Nederland zal komen. Het Nederlandse en Belgische elektriciteitsnet zijn slechts op twee plekken gekoppeld, waarvan één in Limburg bij Maasbracht. Daarom zal een groot deel van deze export van elektriciteit naar België via Limburg lopen. Er liggen al plannen om de capaciteit van de verbinding bij Maasbracht te versterken om deze export te kunnen faciliteren. Er zal voornamelijk elektriciteit geëxporteerd worden naar België op momenten dat de hernieuwbare productie, aangezien er op die momenten te weinig regelbaar vermogen aanwezig is in België. Dit betekent dat er voornamelijk elektriciteit van regelbare centrales geëxporteerd wordt naar België.

<sup>32</sup> Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie.



Deze elektriciteit kan opgewekt worden in Limburg, maar dit is afhankelijk van de ontwikkelingen bij de Clauscentrale en van de komst van mogelijke nieuwe centrales richting 2050. Anders dient het Limburgse hoogspanningsnet als doorvoer voor de export naar België vanuit andere regio's in Nederland.

Voor Duitsland is het niet de verwachting dat het land in de toekomst afhankelijk wordt van import van elektriciteit vanuit Nederland, aangezien het land zelf voldoende productiecapaciteit heeft. Voor 2030 wordt wel export verwacht vanuit Nederland naar Duitsland, maar dit komt door de slechter wordende concurrentiepositie van kolencentrales ten opzichte van gas bij stijgende CO<sub>2</sub>-prijzen. Noordrijn-Westfalen, de Duitse regio aan de grens met Limburg, zal wel afhankelijk worden van import richting 2050. Maar het is niet aannemelijk dat deze import via Limburg zal lopen. Het is te verwachten dat deze elektriciteit geleverd wordt vanuit andere delen van Duitsland of mogelijk via een directe connectie met de windparken op zee in Nederland (DNV GL, 2020).

### **Midden-/laagspanning**

Ook voor lagere netniveaus kunnen buitenlandse ontwikkelingen relevant zijn en kan er voordeel behaald worden door samenwerking met de beheerders van de buitenlandse netten. Zo ligt er in de toekomst een grote uitdaging om al het nieuwe hernieuwbare vermogen aan te kunnen sluiten op het elektriciteitsnet. Coördinatie met buitenlandse netbeheerders over mogelijke beschikbare capaciteit over de grens kan ervoor zorgen dat er minder geïnvesteerd hoeft te worden in uitbreidingen van het net, waardoor maatschappelijke kosten vermeden kunnen worden.

Op dit moment is dit nog niet mogelijk vanwege juridische belemmeringen. De gemeente Kerkrade probeert op dit moment toestemming te krijgen om als pilotgebied voor grensoverschrijdende uitwisseling van hernieuwbare elektriciteit te dienen, zodat hiermee geëxperimenteerd kan worden. Of dit op den duur structureel de beste oplossing is, is maar de vraag.

## **4.2 Aardgas**

Het besluit van de Nederlandse overheid om de gaswinning uit het Groninger gasveld per 2022 te staken is erg relevant voor Limburg. Momenteel wordt het gas op meerdere punten in Limburg geëxporteerd naar België en Duitsland, maar deze export zal langzaam teruggelopen totdat deze teruggebracht is tot nul in 2030. Hierdoor zullen zowel in Nederland als in België en Duitsland gasleidingen beschikbaar komen. Gedeeltelijk zullen deze leidingen naar verwachting omgezet worden naar H-gasleidingen, maar deze ontwikkeling biedt ook kansen voor het transport van andere gasvormige energiedragers zoals waterstof, CO<sub>2</sub> en andere energiedragers (LPG, propaan).

## **4.3 Waterstof**

Gasunie werkt aan plannen voor een waterstofbackbone waar alle grote industriële clusters in Nederland op aangesloten zijn. Ook Chemelot kan worden aangesloten op deze backbone. Daarnaast kijkt Gasunie naar de mogelijkheid om het Roergebied en België op deze backbone aan te sluiten. De potentiële vraag naar waterstof in Duitsland en België is namelijk aanzienlijk. De groene waterstof vraag in Duitsland kan in 2030 naar verwachting 4-5 TWh zal zijn ten behoeve van raffinaderijen. Volgens de huidige inzichten ligt het potentieel in België rond de 1 Mton (zie ook (Waterstofnet & Hincio, 2018)).



De aansluiting met het Ruhrgebied zal naar verwachting via Zevenaar lopen, aangezien dit de verbinding met Duitsland is die de grootste doorvoercapaciteit heeft. Voor België ligt transport via Zelzate het meest voor de hand.

Dit betekent dat er tot 2030 naar verwachting geen directe verbinding zal zijn tussen Chemelot en België enerzijds en het Roergebied anderzijds. Maar Chemelot is wel indirect verbonden met deze regio's via de waterstofbackbone, waardoor uitwisseling van waterstof mogelijk is.

Na 2030 valt er door verder afnemende vraag en door het uitfaseren van laagcalorische gasstromen meer leidingcapaciteit vrij. In Limburg kan de waterstofbackbone na 2030 daarom worden doorgetrokken naar de exportstations 's-Gravenvoeren en Bocholtz. In hoeverre de vrijvallende leidingcapaciteit in Limburg kan worden ingezet voor transport van waterstof of CO<sub>2</sub>, is niet onderzocht.

#### 4.4 Warmte

Integratie van warmtenetten vlakbij de grens met buitenlandse warmtenetten kan schaalvoordelen opleveren. Daarnaast kunnen buitenlandse warmtebronnen gebruikt worden als er te weinig lokale warmtebronnen zijn.

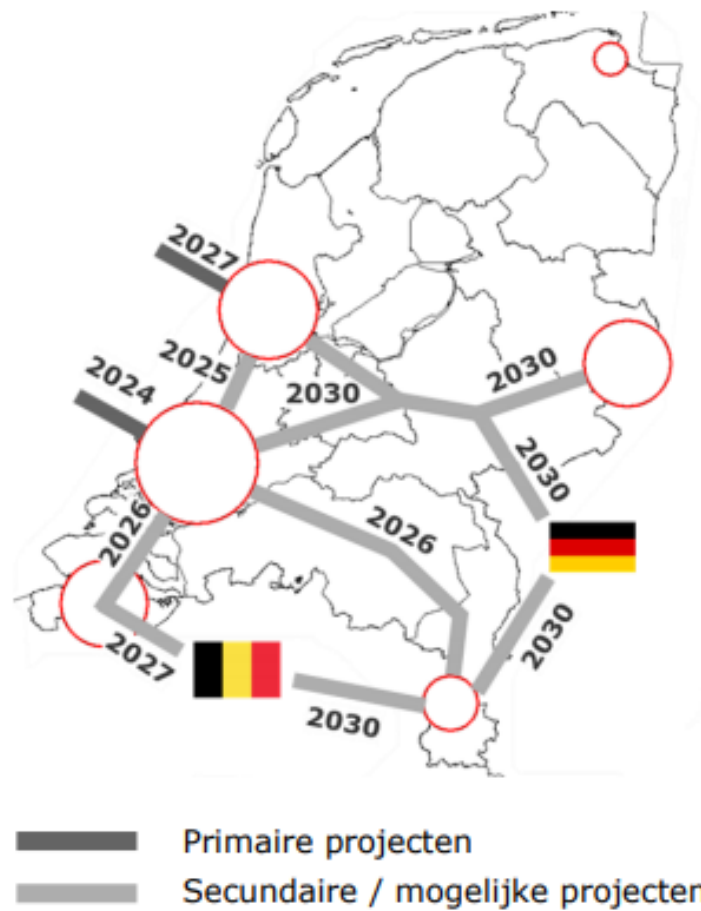
In Limburg lijkt integratie van het warmtenet van Aachen met het warmtenet van Parkstad de enige reële optie, aangezien dit voor zover bekend het enige actieve of geplande warmtenet in het grensgebied van Duitsland of België is, waarbij er zowel vraag als aanbod in de buurt ligt van de grens. In Aachen is momenteel al een hogetemperatuurwarmtenet aanwezig en er zijn plannen om dit net flink uit te breiden en hiervoor gebruik te maken van geothermie. Dit biedt mogelijk kansen voor Parkstad. Er zijn echter voldoende binnenlandse warmtebronnen om aan de warmtevraag van de warmtenetten te voldoen, in alle 2050 scenario's. Bovendien werkt Parkstad aan een lagetemperatuuruitwisselingsstelsel (het Mijwater-concept). Daarom is een koppeling met het warmtenet van Aachen niet noodzakelijk.

#### 4.5 CO<sub>2</sub>

Er wordt momenteel gekeken of afvang van CO<sub>2</sub> op Chemelot toegepast kan worden om de emissiereductiedoelstellingen te halen. Transport van deze CO<sub>2</sub> naar Rijnmond en koppeling met het Porthos-project behoort tot de mogelijkheden, indien er volumestromen gebundeld kunnen worden vanuit België, Maastricht en/of Duitsland. In andere gevallen ligt transport per schip meer voor de hand.

Het is mogelijk dat in de toekomst ook Duitse CO<sub>2</sub>-netten aan de netten van Porthos (of Athos) gekoppeld worden, aangezien CO<sub>2</sub>-opslag in Duitsland gevoelig ligt (DNV GL, 2020). Deze koppeling zou via Chemelot kunnen lopen. Dit betekent dat er mogelijk CO<sub>2</sub> van Noordrijn-Westfalen via Chemelot richting Rotterdam of Amsterdam wordt getransporteerd. Deze CO<sub>2</sub>-leiding van Chemelot naar Rotterdam/Amsterdam kan mogelijk via Antwerpen lopen. In Figuur 24 is weergegeven hoe de CO<sub>2</sub>-infrastructuur eruit zou kunnen komen te zien (DNV GL, 2020).

Figuur 24 - Mogelijke invulling toekomstige CO<sub>2</sub>-infrastructuur



Bron: (DNV GL, 2020).

## 4.6 Vloeistoffen en chemische stoffen

Uit recentelijke analyse van de verdere ontwikkeling van het chemisch cluster Chemelot blijkt dat aanvoer van een aantal stoffen via spoorvervoer in 2025 onvoldoende kan worden geacommodeerd binnen de huidige veiligheidskaders. Dat gaf aanleiding tot verkenning van verschuiving van transportstromen naar leidingen, in met name de verschuiving van een deel van de inkomende C4-LPG-stroom. Nadere analyse nadien (zie (Buck Consultants International ; Movares, 2019) concludeerde dat een C3-buisleiding Antwerpen - Chemelot een kosten-efficiënte mogelijkheid biedt om verdere groeiambities mogelijk te maken. In België wordt onderzoek gedaan naar een nieuw leidingentracé Antwerpen - Geleen - Duitsland.

Eventuele mogelijkheden om knelpunten in de Limburgse infrastructuur op te lossen in samenwerking met België en/of Duitsland, komen aan bod in de notitie knelpunten/oplossingen.

## 5 Literatuur

Agora Energiewende und Aurora Energy Research, 2019. Die Kohlekommission. Ihre Empfehlungen und deren Auswirkungen auf den deutschen Stromsektor bis 2030, sl: Agora Energiewende.

Agora Energiewende, 2020. Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2020., sl: sn

Air Liquide, 2013. Industriële gassen via speciale leidingen. [Online]

Available at: <https://industrie.airliquide-benelux.com/belgie-nederland/levering-industriële-medische-gassen/gas-large-industry>

[Geopend 24 2020].

Amprion, 2020. Interaktive Karte Netzausbau. [Online]

Available at: <https://www.amprion.net/Netzausbau/Interaktive-Karte/>

[Geopend 19 2 2020].

BCG ; Prognos, 2018. Klimapfade für Deutschland, München: Boston Consulting Group (BCG).

Berenschot & TNO, 2017. CO2-vrije waterstofproductie uit gas. [Online]

Available at: <https://www.berenschot.n/publish/5757/berenschot-rapportage-co2-vrije-waterstofproductie-uit-gas.pdf>

[Geopend 17 4 2020].

Buck Consultants International & Movares, 2018. Vervoersbehoefte cluster Chemelot, Den Haag: Buck Consultants International.

Buck Consultants International ; Movares, 2019. MKBA naar een modal shift voor Chemelot, Den Haag: Buck Consultants International.

Bundesnetzagentur, 2019. Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom Bedarfsermittlung 2019-2030, sl: sn

CBS, 2020a. Energieverbruik particuliere woningen; woningtype en regio's peiljaar 2017. [Online]

Available at: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/81528NED/table?fromstatweb>

[Geopend 2020].

CBS, 2020b. Kerncijfers wijken en buurten 2017. [Online]

Available at: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/83765NED/table?ts=1594295762962>

[Geopend 2020].

CE Delft, 2018. Weg van gas- kansen voor de nieuwe concepten LTA en Mijwater, sl: sn

CE Delft, 2020. Potentieel van lokale biomassa en inoedlocaties van groengas : een verkenning voor 2030, Delft: CE Delft.

CREG, 2016. Nota over de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten voor elektriciteit en aardgas in 2016 , sl: sn



DNV GL; CE Delft, 2015. System Integration - Hybrid Energy Infrastructures, Groningen: DNV GL.

DNV GL, 2017. Verkenning waterstofinfrastructuur, Den Haag: Ministerie van Economische Zaken.

DNV GL, 2020. Taskforce Infrastructuur Klimaatakkoord Industrie- Meerjarenprogramma Infrastructuur Energie en Klimaat 0.1, Arnhem: DNV GL Netherlands B.V..

ECN, 2016. Productieroutes Duurzame Waterstof, Petten: ECN.

Elia Group, 2019b. Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030, Brussels: Elia Group.

Elia, 2017. Electricity scenarios for Belgium towards 2050, Brussels: Elia Group.

Elia, 2019. Federaal Ontwikkelingsplan van het Transmissienet 2020-2030, Brussel: Elia Group.

Enexis, 2019. Dataset liggingsgegevens elektriciteitsnetten. [Online]  
Available at: <https://www.enexis.nl/over-ons/wat-bieden-we/andere-diensten/open-data>  
[Geopend 2020].

Enexis, 2020. Gebieden met schaarste voor teruglevering op het energienet. [Online]  
Available at: <https://www.enexis.nl/zakelijk/duurzaam/beperkte-capaciteit/gebieden-met-schaarste>  
[Geopend 13 8 2020].

ENTSO-E, 2018. TYNDP Project Sheet. [Online]  
Available at: <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects>  
[Geopend 2 19 2020].

ENTSO-E, 2020. Transparency platform. [Online]  
Available at: <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>  
[Geopend 27 2 2020].

ENTSO-G, 2015. The European Natural gas Network, sl: ENTSO-G.

ENTSO-G, 2020. Transparency Platform. [Online]  
Available at: <https://transparency.entsog.eu/>  
[Geopend 11 6 2020].

Eurostat, 2017. Energy consumption Households. [Online]  
Available at: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/DDN-20190620-1>  
[Geopend 12 2019].

Gasunie Transport Services, 2020. Begrippenlijst- Mengstation. [Online]  
Available at: <https://www.gasunie.nl/begrippenlijst/mengstation>  
[Geopend 28 2 2020].

Gasunie; TenneT, 2019. Infrastructure Outlook 2050 A joint study by Gasunie and TenneT on integrated energy infrastructure in the Netherlands and Germany, sl: Gasunie : TenneT.

Gasunie, 2019. Waterstof: vraag en aanbod nu - 2030, Groningen: Gasunie.

GTS, 2015. Gastransportkaart, Groningen: Gasunie Transport Services (GTS).

GTS, 2018. Gasunie Transport Services B.V : Jaarverslag 2018, Groningen: Gasunie Transport Services B.V. (GTS).

Hinicio, 2018. Het potentieel voor groene waterstof in Vlaanderen : een routekaart, Brussel: Vlaams Energie Agentschap (VEA).

Hoogspanningsnet webkaart, 2019. Hoogspanningsnet webkaart. [Online]  
Available at: <https://webkaart.hoogspanningsnet.com>  
[Geopend 2020].

Infrac, 2018. Investeringsplan Elektriciteit voor de DNB's bij de werkmaatschappij Infrac (nu onderdeel Fluvius), s.l.: s.n.

INTERENERGA, 2018. Investeringsplan INTERENERGA gas 2019-2021, sl: sn  
Klimaatmonitor, 2017. Database- Energieverbruik Totalen. [Online]  
Available at: <https://klimaatmonitor.databank.nl/Jive>  
[Geopend 18 3 2020].

Ministerie van EZK, 2020. Kabinetsvisie waterstof, Den Haag: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK).

Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2019. Energieversorgungsstrategie Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf: inisterium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen.

NEKP overlegorganen, 2019. Belgisch geïntegreerd Nationaal Energie- en Klimaatplan NEKP 2021-2030, sl: sn

Petrochemical Pipeline Services, 2018. Beheerde pipelines. [Online]  
Available at: <https://www.pps-pipelines.com/over-pps-pipelines/beheerde-pijpleidingen>  
[Geopend 6 4 2020].

Port of Rotterdam, 2020. Energietransitie vereist nieuwe buisleiding Rotterdam, Chemelot en NoordRijn-Westfalen, Rotterdam: Port of Rotterdam.

Provincie Limburg, 2019. Digitale verkenning Klimaat en Energie, Maastricht: Provincie Limburg.

Rijksoverheid, 2019. Klimaatakkoord, Den Haag: Rijksoverheid.

Rijksoverheid, 2020. HyWay 27. [Online]  
Available at: <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2020/06/15/hyway-27-gaat-van-start-ezk-gasunie-en-tennet-onderzoeken-inzet-landelijk-gasnet-voor-de-ontwikkeling-van-waterstofinfrastructuur>  
[Geopend 13 8 2020].

RVO, 2020a. Projecten in beheer SDE+, peildatum 6 januari 2020. [Online]  
Available at: <https://www.rvo.nl/subsidie-en-financieringswijzer/sde/feiten-en-cijfers/feiten-en-cijfers-sde-algemeen>  
[Geopend 2020].



RVO, 2020b. Warmteatlas. [Online]  
Available at: <https://rvo.b3p.nl/viewer/app/Warmteatlas/v2>  
[Geopend 2020].

Tebodin, 2015. QRA leidingen Air Liquide - Alle leidingen , Velsen-Noord : Tebodin.

TenneT, 2020. Hoogspanningsnet Nederland - Asset gegevens TenneT TSO B.V.. [Online]  
Available at: <http://www.arcgis.com/home/item.html?id=646a6dee22bf485587bc4daf98da1306>  
[Geopend 2020].

Umweltbundesamt, 2019. Datenbank "Kraftwerke in Deutschland". [Online]  
Available at: <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland>  
[Geopend 2 26 2020].

Waterstofnet & Hincio, 2018. Het potentieel voor groene waterstof in Vlaanderen , Brussel:  
Waterstofnet & Hincio.

Wikipedia, 2019. Fernwärme. [Online]  
Available at: <https://de.wikipedia.org/wiki/Fernw%C3%A4rme>  
[Geopend 27 2 2020].