

TNO-rapport**TNO 2019 P10550****Inventarisatie van de behoefte van de
industrieclusters aan grootschalige
infrastructuur voor transport van elektriciteit,
waterstof, warmte en CO₂ nodig voor het
realiseren van klimaatdoelstellingen**

Datum	28 augustus 2019
Auteur(s)	N.H. van der Linden
Aantal pagina's	31
Projectnummer	060.38250

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2019 TNO

Samenvatting

In dit rapport wordt een inventarisatie gegeven van de (nieuwe) energie-infrastructuur die noodzakelijk is voor de Nederlandse industrieclusters om hun klimaatdoelen te halen. Belangrijke aspecten zijn de kosten, de taakverdeling tussen industrie en overheid bij het ontwikkelen van de infrastructuur en de ruimtelijke, institutionele en technische knelpunten.

De voorgestelde CO₂-reductiemaatregelen verschillen per cluster afhankelijk van de specifieke bedrijven en productieprocessen in het cluster. Uit de clusterplannen wordt duidelijk dat drie reductieopties voor alle clusters onmisbaar zijn voor het halen van de doelstellingen: CO₂-afvang en -opslag, duurzame elektrificatie van processen en grootschalige inzet van waterstof voor hoge temperatuur warmte en feedstock. Dit betekent dat niet alleen technologische innovaties binnen het cluster noodzakelijk zijn, maar dat ook de energie-infrastructuur nodig om deze energiedragers te transporteren versterkt en/of nieuw ontwikkeld moet worden. Deze nieuwe energie-infrastructuur valt buiten de directe verantwoordelijkheid van de bedrijven in de industrieclusters maar is wel bepalend voor het slagen van de energietransitie.

Geconcludeerd wordt dat een vernieuwde energie-infrastructuur gericht op de nieuwe vraagprofielen vanuit de industrie essentieel is voor het halen van de klimaatdoelen. Deze infrastructuur moet uiterlijk 2030 beschikbaar zijn omdat de verwachting is dat nieuwe technologieën zoals waterstof en elektrificatie dan de belangrijkste CO₂-reductieopties worden. Bij het ontwikkelen van deze infrastructuur is er een belangrijke taak weggelegd voor de overheid als beheerder van een infrastructuur die toegankelijk is voor meerdere vraag- en aanbodpartijen. Gezien de onzekerheden in toekomstige vraag en aanbod van energiedragers, de kosten van de infrastructuur en regelgeving is het niet waarschijnlijk dat de industriële marktpartijen deze rol op zich kunnen nemen.

Het is nog niet mogelijk om een accurate schatting te kunnen geven van de investeringen die nodig zijn voor de nieuwe energie-infrastructuur. Daarvoor moet eerst duidelijker worden hoe de industrie de CO₂-reductiedoelen concreet wil gaan realiseren en welke infrastructuur daarvoor precies nodig is. Op basis van de doorrekening door het PBL van het ontwerp klimaatakkoord en de schattingen gepresenteerd in de verschillende studies komt een eerste orde van grootte schatting van de totale nieuwe investeringen tot 2030 voor energie-infrastructuur nodig voor de industriële decarbonisatie uit op € 12,8 - € 18,8 miljard.

Infra structuur	Type	Maximum capaciteit/jaar	Beheer infrastructuur	Investerings tot 2030
Waterstof	Open netwerk	1,5 * 10 ⁶ ton	Gasunie/EBN	€ 0,7 – 2,0 miljard
CO ₂ netwerk	Open netwerk	30 MtCO ₂	Publiek	€ 1,9 – 3,5 miljard
Elektriciteit	Open netwerk	330 TWh	TenneT	€ 9,9 – 10,9 miljard
(Rest)warmte	Open netwerk	250PJ LT en 100PJ HT	Publiek/privaat	€ 0,3 – 2,4 miljard

Verder wordt geconcludeerd dat het maatschappelijk draagvlak voor nieuwe technologieën zoals opslag van CO₂, waterstofsysteem en warmtenetten nog broos is, wat de implementatie van de klimaatplannen kan belemmeren. Ook de huidige wet- en regelgeving is nog niet altijd goed afgestemd op deze nieuwe technologieën en er zijn nog technische knelpunten die opgelost moeten worden voordat een grootschalige ontwikkeling van nieuwe energie-infrastructuur kan plaatsvinden.

Verantwoording

Dit rapport is tot stand gekomen in het kader van het 'beoordelingskader decarbonisatie industrie' project dat een onderdeel vormt van het 'Manufacturing Industry Decarbonisation Data Exchange Network(MIDDEN)' programma dat door PBL en ECN part of TNO wordt uitgevoerd. Het projectnummer is 060.38250.

Inhoudsopgave

	Samenvatting	2
	Verantwoording	3
1	Inleiding	5
2	Overzicht van doelen en plannen van de vijf industrieclusters	7
2.1	Industriecluster Zeeland: Smart Delta Resources SDR (Smart Delta Resources/Schelde Delta Region) companies	8
2.2	Industriecluster Noord-Nederland: Delfzijl-Eemshaven-Emmen	9
2.3	Industriecluster Rotterdam-Moerdijk	10
2.4	Industriecluster Chemelot	12
2.5	Industriecluster Noordzee-kanaalgebied	13
3	Benodigde grootschalige infrastructuur	16
3.1	CO ₂ transport- en opslaginfrastructuur	16
3.2	Waterstofinfrastructuur	18
3.3	Warmteinfrastructuur	20
3.4	Elektriciteitsinfrastructuur	22
4	Observaties en conclusies	24
5	References	30

1 Inleiding

Ongeveer 75% van de CO₂-uitstoot door de Nederlandse industrie is afkomstig van 12 grote industriële bedrijven: 4 raffinaderijen, 1 staalbedrijf en 7 chemiebedrijven. Deze bedrijven kunnen, ondanks de hoge energie- en loonkosten in vergelijking met regio's buiten Europa, goed concurreren op de wereldmarkt, mede omdat er rondom deze grote bedrijven clusters zijn ontstaan van toeleveringsbedrijven, afnemers en nutsbedrijven als ook kennisinstellingen. Door het gezamenlijk gebruik van infrastructuur voor grondstoffen en producten, aardgas, elektriciteit, water, industriële gassen en ook stoom- en warmtenetten kan een maximale efficiëntie van de gehele productcyclus bereikt worden.

Porter (Porter, 1990) definieert clusters als "geografische concentraties van aan elkaar gelieerde bedrijven en instituten in een specifieke markt". Behalve efficiëntieverbetering kan clustering van bedrijven ook bijdragen aan snelle innovatie en (toekomstige) economische groei. Volgens Porter speelt regionale clustering zelfs een cruciale rol bij de mogelijkheden die bedrijven hebben voor innovatie. Afnemers die de markt goed kennen en researchafdelingen kunnen nauw betrokken zijn bij het beleid van producenten omdat binnen een cluster face-to-face contact en dus kennisoverdracht frequent kan plaatsvinden. In Nederland is de industrie regionaal geconcentreerd in vijf grote industrieclusters: regio Zeeland/Vlaanderen met een nadruk op chemie, staal en voedsel; de regio Noord-Nederland gericht op chemie, energie en data; regio Noordzeegebied met name brandstofoverslag, staal en datacenters; regio Rotterdam-Moerdijk voor chemie, raffinage en afvalverwerking; en regio Chemelot in Limburg waar de nadruk ligt op chemie en materialen.

In het kader van de discussies om te komen tot een klimaatakkoord hebben de vijf clusters een clusterklimaatplan opgesteld waarin is aangegeven wat de klimaatdoelen zijn van de cluster en welke maatregelen nodig zijn om deze doelen te halen. Belangrijk randvoorwaarde voor alle clusters is dat de infrastructuur die nodig is voor het transport van elektriciteit, warmte, waterstof en CO₂ voldoende capaciteit heeft en tijdig beschikbaar is. Dit vormt een van de belangrijke onzekerheden voor de industrie¹, omdat de investeringen voor deze infrastructuur voor een deel moeten komen van de industrie zelf maar voor een deel ook uit publieke middelen.

Deze notitie heeft tot doel een overzicht te geven van de infrastructurele aspecten die van belang zijn voor het halen van de CO₂-reductiedoelstelling van de vijf industrieclusters in Nederland². Alle clusters hebben al een uitgebreide analyse gemaakt van welke infrastructuur absoluut noodzakelijk is voor het fors reduceren van CO₂-emissies. Een inventarisatie van deze kennis en de noodzakelijke voorwaarden kan sturend werken voor het ontwikkelen van regionaal en nationaal overheidsbeleid met betrekking tot nieuwe energie-infrastructuur.

¹ Andere belangrijke onzekerheden betreffen de internationale concurrentiepositie en het risico van carbon leakage en de maatschappelijke acceptatie van decarbonisatie projecten.

² Met dank aan Ton van Dril, Adriaan Welle en Martin Scheepers van ECN/TNO voor waardevol commentaar op een eerdere versie van dit paper.

De volgende vragen zijn dan relevant:

1. Welke infrastructuur is essentieel voor de industrieclusters om de regionale/nationale CO₂-reductiedoelstelling te halen? Betreft dit lokale en/of nationale infrastructuur? Wat is de invloed van de clusterplannen op de nationale en internationale infrastructuur?
2. Is er een inschatting te geven van de kosten van deze infrastructuur?
3. Hoe is de taakverdeling tussen industrie, energiesector en overheid bij het ontwikkelen van deze infrastructuur?
4. Welke ruimtelijke, institutionele en/of technische knelpunten zijn er?

In deze notitie wordt allereerst in Hoofdstuk 2 een overzicht gepresenteerd van de doelen en plannen van de vijf energieclusters in Nederland om de CO₂-reductiedoelstelling te halen en de benodigde infrastructuur die daarvoor nodig is. Vervolgens wordt in Hoofdstuk 3 dieper ingegaan op de kosten en andere aspecten van de benodigde infrastructuur voor CO₂, waterstof, elektriciteit en warmte. Tenslotte worden in Hoofdstuk 4 de belangrijkste observaties en conclusies gepresenteerd.

2 Overzicht van doelen en plannen van de vijf industrieclusters

In dit hoofdstuk wordt een beschrijving gegeven van de belangrijkste klimaatdoelen van de vijf industrieclusters aangegeven in Figuur 1 en de energie-infrastructuur die volgens de clusters zelf nodig is om deze doelen te kunnen halen.



Figuur 1: Geografische locatie van de vijf industrieclusters

De belangrijkste kenmerken van de industrieclusters zijn:

1. *Het cluster Zeeland* wordt gevormd door de Schelde delta en omvat industrieën die liggen aan of afhankelijk zijn van de Schelde. Het betreft dan chemische, energie-, staal- en voedselbedrijven. Dit cluster gaat geografisch over de Nederlandse grens en omvat ook industrieën in Noord-West-Vlaanderen. De CO₂-uitstoot van dit cluster bedroeg in 2018 20,4 MtCO₂-eq., waarvan 10,9 MtCO₂-eq. in Nederland.
2. *Het cluster Noord-Nederland* omvat de Eemshaven en haven Delfzijl en het industriegebied rondom Emmen. Bedrijven zijn o.a. actief in de sectoren energie, data, chemie, reststoffen en metaal. De CO₂-uitstoot in 2017 was 1,6 MtCO₂-eq.
3. *Het cluster Rotterdam - Moerdijk* is een havenindustriegebied en omvat raffinage, chemie en energie. De CO₂-uitstoot van dit cluster in 2016 was 18,6 MtCO₂-eq.
4. *Het cluster Chemelot* in Zuid Limburg is ontstaan uit het bedrijf DSM en uitgegroeid tot een belangrijke chemiecluster met meer dan 150 bedrijven en kennisinstellingen. De CO₂-uitstoot in 2016 was 4,8 MtCO₂-eq.
5. *Het cluster Noordzeekanaalgebied* omvat een veelheid aan industrieën zoals Tata staal, voedingsmiddelenindustrie, brandstoffenoverslag en datacenters. De CO₂-uitstoot in 2015 bedroeg 14,4 MtCO₂-eq., inclusief Nuon Power Velsen (3,6Mt) en WKK Nuon Velsen IJmond (2,1Mt).

Een meer uitgebreide beschrijving van deze clusters wordt gegeven in de volgende paragrafen.

2.1 Industriecluster Zeeland: Smart Delta Resources SDR (Smart Delta Resources/Schelde Delta Region) companies

Het klimaatplan voor dit cluster is opgesteld in maart 2018 door CE Delft (Delft, 2018).

Dit cluster omvat 11 energie- en grondstof intensieve bedrijven gesitueerd in het deltagebied van de Schelde (Zeeland/Vlaanderen): 6 chemische bedrijven, 1 staalbedrijf, 1 energiebedrijf en 3 voedselbedrijven. De industrie in Zeeland (breder dan alleen het industriecluster) had in 2015 een toegevoegde waarde van circa €2.4 miljard en bood werkgelegenheid voor 22 500 mensen in dat jaar (Planbureau en Bibliotheek van Zeeland, 2017).

De bestaande energie- en producteninfrastructuur bestaat uit duizenden kilometers pijpleidingen onder de grond in Nederland en België. Hierdoor kunnen gas, olie en chemicaliën onder druk worden getransporteerd. Van dit enorme netwerk beheert Dow pipeline beheer 215 kilometer pijpleiding voor het transport van de Dow Benelux locatie in Terneuzen naar de klanten elders.

Om te komen tot verregaande CO₂-reductie is een nauwe samenwerking vereist tussen industrieën in Vlaanderen en Zeeland. Om dit te faciliteren zijn in 2017 het havenbedrijf Gent en havenbedrijf Zeeland gefuseerd met als nieuwe naam "North Sea Port".

Doel van het cluster: een klimaatneutrale productie voor de industrie in de Delta regio in 2050 tegen zo laag mogelijke kosten. Om dit doel te bereiken wordt verondersteld dat de positie op het internationale speelveld niet verandert, dat de huidige producten blijven bestaan en dat de transitie geleidelijk gaat, zoveel mogelijk gebruikmakend van bestaande installaties.

De uitstoot in 2018 bedroeg 20,4 Mton CO₂-eq (10,9 Mton vanuit Nederland) waarvan 1,3 Mton gebruikt wordt voor productie van urea (kunstmest) en in de tuinbouw (CCU³). Het doel is om in de periode tot 2050 een CO₂-reductie te bereiken van 95% ten opzichte van 2018, ofwel een reductie in CO₂-uitstoot tot circa 0,5 Mton CO₂ per jaar. De nieuwe noodzakelijke energie-infrastructuur om dit doel te halen omvat:

- **Elektriciteit:** een high voltage netwerk om toegang te krijgen tot grote hoeveelheden (vele honderden MW) windenergie. Netbeheerders moeten bij de noodzakelijke aanpassingen van het net om windenergie toe te laten rekening houden met het sterk veranderde vraagprofiel van de industrie vanwege elektrificatie van processen. De te verwachten sterke stijging van de vraag naar elektriciteit kan niet met het huidige netwerk bediend worden, daarvoor is capaciteitsuitbreiding nodig. Het cluster ziet geen rol in het ontwikkelen/versterken van het hoogspanningsnetwerk. Essentieel is wel dat het cluster in nauw overleg met de netbeheerder aangeeft waar

³ CCU staat voor Carbon, Capture and Utilisation

capaciteitsproblemen te verwachten zijn en hoe maximaal gebruik gemaakt kan worden van de mogelijkheden van de industrie om de fluctuaties in het duurzaam elektriciteitsaanbod op te vangen. Hiervoor moet een pre-feasibility studie gedaan worden om te komen tot een lange termijn programma voor de uitbreiding/versterking van het elektriciteitsnetwerk. Geschatte kosten voor deze studie bedragen: € 70 000 – 150 000.

- **Waterstof:** een waterstofnetwerk in de Delta regio dat producenten en gebruikers van waterstof en zuurstof met elkaar verbindt. Voorstel is voor een open netwerk (vergelijkbaar met een gasnetwerk) waarbij de Nederlandse en Vlaamse overheid duidelijkheid moeten verschaffen over de rol van Gasunie/GTS BV en Fluxys bij het beheer van dit netwerk. Geschatte totale kosten € 60-70 miljoen.
- **CO₂ netwerk:** een regionaal netwerk aangesloten op Rotterdam dat CO₂ bronnen verbindt met CO₂-opslag (CCS) en CO₂-gebruik (CCU). CO₂-opslag via verbinding met Rotterdam. Geschatte totale kosten €120 miljoen.

De SDR bedrijven, de provincies Oost Vlaanderen en Zeeland, de gemeente Gent en de Ministeries van Economische Zaken en Klimaat en Infrastructuur en waterbeheer hebben het CUST project gestart. CUST heeft als doel de haalbaarheid, vormgeving en uitrol te onderzoeken van een omvangrijk pijpleidingennetwerk in het havengebied North Sea Port. De studie wordt uitgevoerd door HaskoningDHV, CE Delft, Sitech en M-Tech en zal naar verwachting in de tweede helft van 2019 worden afgerond.

2.2 Industriecluster Noord-Nederland: Delfzijl-Eemshaven-Emmen

Het eindrapport voor het industriecluster Noord-Nederland is gepubliceerd in december 2018 door de werkgroep industrietafel Noord Nederland (Industrietafel Noord-Nederland, 2019)

Het cluster Noord-Nederland omvat twee geïntegreerde chemieclusters: Eemsdelta (Eemshaven en Delfzijl) en Emmen. Daarnaast zijn er nog een aantal grote productielocaties gelegen in de provincies Groningen en Drenthe. In totaal heeft dit cluster 150 bedrijven (excl. Emmen) met een gezamenlijke toegevoegde waarde van € 2,3 miljard en biedt het werkgelegenheid voor 20.000 mensen.

Over de periode 1990 – 2017 is, ondanks een stijging van het productievolume met 18%, de industriële directe uitstoot afgenomen met 36% tot circa 1,6 Mton CO₂ eq in 2017 (excl. 12,1 Mton CO₂ eq vanuit de elektriciteitsproductie). Het noordelijke industriële cluster heeft een nagenoeg CO₂-emissievrije cluster in 2050 als doel geformuleerd. Dit doel moet gehaald worden met behoud van de huidige internationale positie en met aandacht voor eventuele carbon leakages.

De strategie om dit doel te halen bestaat uit 4 belangrijke bouwstenen:

1. Nummer 1 waterstof-hub van Europa
2. Duurzame elektrificatie
3. Groene grondstoffen en recycling
4. Best mogelijke logistiek en infrastructuur.

De regio Noord Nederland beschikt al over een uitgebreid (ondergronds) energienetwerk voor aardgas en elektriciteit. Wel moeten bestaande netten worden aangepast en uitgebreid om andere stoffen (waterstof, CO₂) te kunnen transporteren. Bij grootschalige aanlanding van windenergie kan het cluster dezelfde functie blijven vervullen als voor gas het geval is (aanbieder voor Nederland en West Europa) maar dan voor waterstof en CO₂. Er is ook een mogelijkheid voor waterstofopslag in aardgasbuffer Zuidwending in vijf ondergrondse cavernes.

De nieuwe noodzakelijke energie-infrastructuur om het CO₂-reductiedoel te halen omvat:

- **Regionale waterstof backbone** om producenten en consumenten te koppelen (2019) en verder uit te breiden tot een nationale backbone (2025) om de vijf industrieclusters te koppelen, en vervolgens realisatie van een 15 MW backbone in 2030.
- **Industrieel gelijkstroomnet** onderzoek (2019) en start aanleg (2025)
- **Industriële restwarmteleiding** van Eemshaven naar de stad Groningen (2023)
- Aanlanding van 4-6 GW **wind op zee** in de Eemshaven (2030) met verdere uitbreiding naar 7 GW (waarvan 3 GW voor datacenters) in 2050⁴.

In het cluster Noord Nederland is er een overschot aan duurzame (rest)warmte (met name van datacenters zoals Bytesnet en TCN) en verschillende initiatieven zijn opgestart om te komen tot warmtenetten (warmtenet Eemdelta en Groningen en warmtenet omgeving Emmen). Deze initiatieven bevinden zich nog in de haalbaarheidsstudiefase maar bieden goede mogelijkheden om het gebruik van Gronings aardgas in de gebouwde omgeving fors te reduceren.

Om een nationaal en internationaal gelijk speelveld te creëren pleit de Noord-Nederlandse industrie voor zogenaamde 'carbon accounting' regels in plaats van de scope 1, 2 en 3 benadering⁵. Deze regels zijn voor iedereen gelijk en kijken waar in de gehele keten emissies gecreëerd worden en waar ze vervolgens gemitigeerd worden. Hierbij dienen ook keteneffecten van gebruik van (groene) grondstoffen meegenomen te worden. Dit om te voorkomen dat het verplaatsen van economische activiteiten leidt tot af- of toename van emissies die in de werkelijkheid niet reëel zijn.

2.3 Industriecluster Rotterdam-Moerdijk

De bijdrage van de werkgroep industriecluster Rotterdam-Moerdijk is gepubliceerd in juli 2018 (Rotterdam-Moerdijk, 2018).

Dit cluster omvat circa 60 bedrijven (inclusief 36 chemische bedrijven, 5 olieraffinaderijen en 4 afvalverwerkingsbedrijven) met een gezamenlijke toegevoegde waarde in 2017 van € 13 miljard en biedt werkgelegenheid aan

⁴ Dit wijkt af van de routekaart wind op zee 2030 opgesteld door het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

⁵ Scope1: directe CO₂-uitstoot van de cluster; scope 2: indirecte CO₂-uitstoot veroorzaakt door aankoop van elektriciteit en warmte; scope 3: indirecte CO₂-uitstoot veroorzaakt door bedrijven buiten de cluster

ongeveer 75.000 mensen. In het cluster staan ook 5 elektriciteitscentrales, 2 kolengestookte en 3 gasgestookte centrales. De CO₂-uitstoot in 2016 bedroeg 18,6 Mton.

De belangrijkste componenten van het bestaande energienetwerk zijn:

- Aardgas en elektriciteit
- Uitgebreid netwerk voor aardolie, olieproducten en waterstof
- *CO₂ netwerk*: sinds 2005 wordt er CO₂ afgevangen en geleverd aan de glastuinbouw via de OCAP leiding van Rotterdam naar Amsterdam. Aangesloten zijn de tuinbouwgebieden in het Westland en het Oostland en het netwerk wordt uitgebreid naar Haarlemmermeer en kassen rond Aalsmeer. OCAP gebruikt CO₂ afkomstig van Shell Pernis en bio-ethanolproducent Alco.
- *Warmtetransportnetwerk*: Warmtebedrijf Rotterdam (gemeente bezit meer dan 90% van de aandelen) beheert een warmtenetwerk dat bestaat uit twee ondergrondse leidingen - ieder van 26 km lang - die warmte transporteren van afval- en energiebedrijf AVR naar de binnenstad van Rotterdam voor stadsverwarming⁶. In 2018 is restwarmte afkomstig uit de Shell Pernis raffinaderij ook aangesloten op dit netwerk. De warmte wordt afgenomen door Nuon en Eneco die de distributie naar de eindgebruikers verzorgen.
- *Stoomnetwerk*: een 2 km lang stoomnetwerk verbindt bedrijven die stoom leveren (AVR) met bedrijven die stoom nodig hebben (chemiebedrijf Emerald Kalama Chemical) in de Botlek.

De CO₂-reductiedoelen van de cluster zijn een CO₂-reductie van 18,6 Mt in 2016 naar 10,6 Mt in 2030 naar uiteindelijk 2 Mt in 2050 als volgt:

1. Reductie van 4,1 MtCO₂ in de periode van 2018 tot 2025 met name gericht op efficiëntieverbetering (vanwege hoge energiekosten in vergelijking met de VS en het Midden Oosten), ontwikkeling van de energie-infrastructuur en CC(U)S;
2. Reductie van 3,9 MtCO₂ in de periode 2025 tot 2030 en dan ligt de nadruk op het verduurzamen van het energiegebruik in de industrie (elektrificatie, blauwe en groene waterstof); en
3. Reductie van 8,6 MtCO₂ in de periode 2030 tot 2050 en dan is de inspanning met name gericht op het vernieuwen van het grondstoffen- en brandstoffsysteem (waste to chemicals, biobased chemicals).

Belangrijke voorwaarden genoemd in het cluster klimaatplan zijn een stabiel langjarig investeringsklimaat, financieringsconstructies om de risico's voortkomend uit een onvoldoende gelijk Europees speelveld⁷ mede te laten dragen door de overheid en een energie-infrastructuur die aansluit op de veranderde behoeften van de industrie als gevolg van de energietransitie. De bestaande infrastructuur heeft een groot potentieel voor uitbreiding. Belangrijke componenten van de nieuwe infrastructuur voor het cluster in de eerste fase tot 2030 zijn:

⁶ Voor een gedetailleerde beschrijving van de bestaande warmtenetten zie: Warmtemonitor 2017, Reinoud Segers (CBS), Robin van den Oever (CBS), Robin Niessink (ECN part of TNO), Marijke Menkveld (ECN part of TNO); mei 2019.

⁷ Bijvoorbeeld een niet snel genoeg stijgende ETS prijs of minder ambitieuze klimaatdoelstellingen in regio's buiten Europa.

- **Stoomnetwerk Botlek:** uitbreiding van het bestaand netwerk (potentieel met 4 km) naar een geïntegreerd netwerk tussen meerdere bedrijven die hoge druk stoom gebruiken en produceren. Dit kan potentieel een CO₂-reductie van 0,5 Mton per jaar opleveren in 2030. Totale kosten bedragen ongeveer €18 miljoen
- **Warmtenetwerk** voor levering van warmte door de industrie aan de gebouwde omgeving en glastuinbouw. De warmtealliantie Zuid-Holland bestaande uit Port of Rotterdam, Gasunie, provincie Zuid-Holland, Eneco en Warmtebedrijf Rotterdam werken aan dit potentieel grootste warmtenet van Nederland. Het doel is om bestaande en nieuwe leidingen te bundelen en te komen tot een open warmtetransportnetwerk met een onafhankelijke netbeheerder waaraan elke warmte-aanbieder kan leveren. Deze warmtelevering kan resulteren in een CO₂-reductie van 2,1 Mton per jaar. Inschatting is dat met de beschikbare industriële restwarmte vanuit de haven van Rotterdam circa 500 000 huishoudens, en daarnaast bedrijven en glastuinbouw, van warmte voorzien kunnen worden. Restwarmte afkomstig van kolengestookte centrales wordt hiervoor niet gebruikt. EnergywebXL is een vergelijkbaar initiatief, ontwikkeld door het haven- en industriegebied Moerdijk en de provincie Noord-Brabant. De totale kosten bedragen daar €75 miljoen.
- **CC(U)S infrastructuur:** Het Porthos project omvat aanleg van 33 km leiding door de haven, aansluiting op CO₂ netwerk van OCAP en aansluiting op een nieuw te bouwen compressiestation op de Maasvlakte en 25 km offshore pijpleiding naar het gasplatform voor injectie in het aardgasveld. Het reductiepotentieel is 2 – 5 MtCO₂ per jaar in 2030. Andere industrieclusters (Zeeland, Chemelot) kunnen aanhaken op dit CO₂ netwerk. De totale kosten worden geschat op €300 – 400 miljoen. Het Havenbedrijf, Gasunie en EBN richten zich nu op de verdere financiële en technische onderbouwing van het project. Een investeringsbeslissing voor het Porthos project wordt verwacht in 2020.

2.4 Industriecluster Chemelot

De bijdrage van het industriecluster Chemelot aan de discussie over het klimaatakkoord is gepubliceerd in mei 2018 (Chemelot, Wij hebben meer dan een plan!; Naar een klimaatneutraal Chemelot in 2050; inzet voor het klimaatakkoord, mei 2018, 2018).

Het industriecluster Chemelot is ontstaan vanuit de grootste steenkolenmijn van Nederland, de Staatsmijn Maurits (DSM) bij Geleen. De basischemie onderdelen van DSM zijn verkocht aan o.a. Sabic (ethyleen) en OCI (ammoniak). De energievoorziening voor de hele locatie is in handen gelegd van de Utility Support Group (USG), later is ook het kennis- en innovatienetwerk Brightlands Chemelot Campus opgericht. De locatie is gegroeid naar een plek met een oppervlakte van circa 800 hectare waar ongeveer 150 grote, MKB en start-up bedrijven zijn gevestigd. In totaal biedt deze cluster werk aan 8000 medewerkers (incl. 1700 kenniswerkers) direct bij bedrijven. Daarnaast nog eens 8000 indirect bij onderhoud, catering, logistiek en beveiliging. De totale geschatte jaarlijkse omzet van het cluster is €10 miljard. De ligging van dit cluster vraagt ook om nauwe samenwerking met regio's buiten Nederland, met name Noord-Rijn Westfalen en Vlaanderen.

De huidige energie-infrastructuur van het industriecluster bestaat uit de volgende componenten:

- Elektriciteit: vermogen dat gemiddeld geleverd wordt is 240 MW; hiervan wordt 150 MW geproduceerd op de site zelf (WKK) en de rest geïmporteerd. De elektriciteit wordt gedistribueerd naar de bedrijven via uitgebreid boven- en ondergronds netwerk.
- Stoom: circa 950 ton stoom per uur waarvan ruwweg de helft afkomstig van de fabrieken op het park zelf. De rest wordt geproduceerd door USG.
- Aardgas: totale vraag ongeveer 15 ton per uur (8200 m³) wordt ingekocht en via een distributienetwerk naar de fabrieken getransporteerd.
- Aansluiting op een internationaal aardolie en olieproductennetwerk
- Warmtenet voor restwarmte afkomstig van o.a. SABIC die geleverd wordt aan 500 woningen in Sittard-Geleen.

Het doel van het cluster is om te komen tot een klimaat neutrale chemiesite in 2050 door middel van elektrificatie, grondstofvergroening, circulaire economie, procesverbetering en CC(U)S. De CO₂-reductiedoelen zijn: uitstoot terug te brengen van 4,8 MtCO₂ in 2016 (Chemelot, 2017) naar 2,75 MtCO₂ in 2030 en een verdere reductie tot nagenoeg geen CO₂-uitstoot meer plaatsvindt in 2050.

De nieuwe infrastructuur die nodig is om deze doelen te bereiken bestaat uit:

- **Uitbreiden capaciteit elektriciteitsnetwerk** om toegang te krijgen tot de windenergie op zee.
- **CO₂ buisleidingeninfrastructuur** voor transport en ondergrondse opslag van CO₂.

Behalve de energie-infrastructuur wijst het cluster ook op andere aspecten die belangrijk zijn om te komen tot een klimaat neutrale Chemelot locatie: een eerlijk internationaal speelveld dat bereikt kan worden door een wereldwijde CO₂-belasting, aanpassen van wet- en regelgeving op de nieuwe situatie en de juiste financiële prikkels vanuit de overheid om innovatie te stimuleren en bedrijven te belonen die CO₂-reductie realiseren. Het cluster benadrukt ook dat de energietransitie vraagt om een waterstrategie omdat water de belangrijkste energie- en grondstoffendrager is in industriële processen. Een integrale benadering kan leiden tot kostenbesparing en het terugdringen van de broeikasgasemissies.

2.5 Industriecluster Noordzee-kanaalgebied

De bijdrage van de industrietafel Noordzeekanaalgebied aan het nationaal klimaatakkoord is gepubliceerd in december 2018 door het Projectbureau NZKG (NZKG, 2018).

Het grootste bedrijf in termen van CO₂-uitstoot binnen deze cluster is Tata steel gevestigd in IJmuiden. Tata Steel produceert jaarlijks 8 miljoen ton staal en had in het boekjaar 2017-2018 een omzet van € 5,1 miljard. De CO₂-uitstoot in 2016 bedroeg 10 Mton (6,2 Mton Tata en 3,8 Mton Nuon power Velsen), ofwel bijna 70% van de totale directe CO₂-uitstoot van het cluster.

De directe uitstoot van het cluster bedroeg in 2015 14,4 Mton CO₂⁷. Dat is ruim 11% van de CO₂-emissies in Nederland als geheel (CBS). Als CO₂-reductie doel voor dit cluster is geformuleerd een reductiehalvering van de emissies in 2030 ten

opzichte van 2015 (ofwel een reductieopgave van ruim 7 Mton) en een CO₂-reductie van 90% ten opzichte van 2015 in 2050 (ofwel een reductieopgave van bijna 5,7 Mton gedurende 2030-2050).

De belangrijkste opties om deze doelen te halen zijn groene elektriciteit, de inzet van waterstof, synthetische brandstoffen, CO₂ als grondstof, warmte en circulaire economie. De vraag naar elektriciteit door het NZKG cluster zal naar verwachting sterk toenemen van 51 PJ in 2016 naar 123 PJ in 2030. De stijging zal het sterkst zijn in de industrie, van 16 PJ in 2016 naar 47 PJ in 2030, en voor datacenters, van 5 PJ in 2016 naar 29 PJ in 2030. Deze sterk stijgende elektriciteitsvraag zal voor een belangrijk deel ingevuld worden door windparken in de Noordzee (naar verwachting 6 GW in 2030). Het bestaande elektriciteitsnetwerk zal versterkt moeten worden om dit aanbod goed te kunnen verwerken.

De noodzakelijke infrastructuur voor het halen van de CO₂-reductiedoelstellingen omvat:

- **CO₂-infrastructuur** om de afgevangen CO₂ van Tata Steel en AEB Amsterdam te transporteren (via een ongebruikte olieleiding) naar lege gasvelden en naar de gebruikers. Regionaal CO₂-net laten aansluiten op de bestaande OCAP-leiding.
- **Waterstofinfrastructuur** De aardgasinfrastructuur in het NZKG gebied moet geleidelijk worden omgebouwd naar een waterstofinfrastructuur. In principe kan dit door tot 2030 te werken aan het gebruik van het laag calorisch netwerk (Gronings aardgas) voor regionaal transport van waterstof (CE Delft, Ontwikkelingsstrategie Energietransitie NZKG. Kansen en acties, nu en later. oktober 2018, 2018). Na 2030 moet dit regionaal netwerk aangesloten worden op de landelijke waterstof backbone. Het NZKG cluster manifesteert zich nadrukkelijk om een nationale/internationale waterstof hub te worden, gezien de locatie (aan de kust met veel windenergie), overslag en opslag van vloeibare brandstoffen en de traditionele positie als energie hub.
- **Het elektriciteitsnetwerk** moet versterkt worden om de sterk stijgende vraag naar elektriciteit voor groene industrie (elektrificatie van hoge temperatuur processen), datacenters en productie van waterstof te faciliteren. Het hoogspanningsnetwerk moet verzaamd worden om aanlanding van grote hoeveelheden windenergie mogelijk te maken. Een studie uitgevoerd door CE Delft en ECN part of TNO (CE Delft en ECN/TNO, 2019) laat zien dat ten gevolge van snel groeiende toekomstige vraag en aanbod van elektriciteit grote knelpunten zijn te verwachten in het elektriciteitsnetwerk.
- **Het warmtenetwerk** moet uitgebreid worden om restwarmte van de industrie en datacenters te transporteren naar de gebouwde omgeving en de kassen bij Aalsmeer.

Begin 2019 starten de bedrijven en overheden samen met het maken van een uitvoeringsprogramma energietransitie NZKG. Bij het uitwerken van die plannen en projecten wordt niet alleen gekeken naar de effecten op het klimaat maar is ook nadrukkelijk aandacht voor een sterke concurrentiepositie en de werkgelegenheid. Het huidige economische belang van het Noordzeekanaalgebied is groot. Het NZKG is met circa 5% van het grondgebied van de Metropoolregio Amsterdam verantwoordelijk voor 11% van de banen.

In de volgende tabel worden de belangrijkste aspecten voor ieder cluster samengevat.

Tabel 1 Overzicht van de belangrijkste karakteristieken van de vijf industrieclusters

	Noordzegebied	Zeeland	Noord-Nederland	R'dam- Moerdijk	Chemelot
Toegevoegde Waarde	€ 6,8 miljard in 2016	€ 2,38 miljard in 2015	€ 1,3 miljard plus € 1 miljard voor Emmen in 2017	€ 13 miljard in 2017	€ 10 miljard in 2017
Werkgelegenheid (direct en indirect)	70000	22500	20000	75000	16000 (incl.1700 kenniswerkers)
Aantal ETS instellingen in de cluster en de grootste CO ₂ -bronnen	4 ETS, Tata Steel BKG1 & BKG2, Nuon Power Velsen, Crown van Gelder BV	17 ETS, Zeeland refin. NV, Yara Sluiskil BKG3, Yara Sluiskil BKG2, Elsta & Co	9 ETS, Delesto BV, Biomethanol Chemie NL BV, Emmtec Services BV, ESD-Sic BV	24 ETS, raffinaderijen van Shell, BP, Esso en Pergen VOF	14 ETS, organische bulkchemie, ammonia productie, energie
Belangrijkste sectoren	Staal, voedingsmiddelen, data centers, brandstofoverslag	Chemie, voedsel, staal en energie	Energie, data, reststoffen, metaal, chemie (Emmen)	Chemie, raffinage, afvalverwerking	Chemie, materialen
CO ₂ -uitstoot 2016 (MtCO ₂ eq)	14,4 ²⁾	10,9 in 2018 ¹⁾	1,6 in 2017 ³⁾	18,6	4,8
CO ₂ -red. opgave (MtCO ₂ -eq)					
- tot 2030	7,2	4,2	0,8	8,0	2,4
- 2030 tot 2050	5,7	6,2	0,7	8,6	2,4
Bestaande energie-infrastructuur	<ul style="list-style-type: none"> – Gasnet voor Gronings aardgas en hoogcalorisch gas – Opslag en handel brandstoffen – Elektriciteitsproductie (Hemweg en Velsen) 	<ul style="list-style-type: none"> – 12 km H₂ pijpleiding (oude gasleiding) tussen DOW Benelux en Yara Sluiskil – DOW beheert 215 km ondergrondse pijpleidingen (propyleen, ethyleen) – LT restwarmte van LWM naar WO 4) 	<ul style="list-style-type: none"> – Uitgebreid ondergronds pijpleiding en kabelstelsel netwerk – collectieve infrastructuur voor onderlinge uitwisseling van elektriciteit, stoom, proceswater en stikstof 	<ul style="list-style-type: none"> – CO₂ OCAP leiding van Rotterdam naar Westland – 43 km warmte netwerk naar stadsverwarming Rotterdam – 2 km stoom netwerk van AVR naar EKC 	<ul style="list-style-type: none"> – Pijpleiding voor nafta en ethyleen met Antwerpen, Rotterdam en Rijn-Roergebied – 150 MW WKK voor elec productie – Stoom en gas netwerk op het industriepark – Warmtenet naar Sittard
Noodzakelijke nieuwe energie-infrastructuur en inschatting van de kosten	<ul style="list-style-type: none"> – CO₂-netwerk voor Tata en AEB aangesloten op OCAP – Regionaal H₂ netwerk aangesloten op nationaal H₂ backbone – Elektriciteitsnetwerk versterken vanwege sterk stijgende vraag – Warmtenetten om restwarmte te gebruiken in gebouwde omgeving en kassen 	<ul style="list-style-type: none"> – Regionaal robuust hoogspanningsnetwerk (studie k€70-150) voor toegang tot windenergie – Uitbreiding regionaal waterstof netwerk (€70 miljoen) – Regionaal CO₂-netwerk (€120 mln. 	<ul style="list-style-type: none"> – Lokale/nationale waterstof backbone (15MW) – Industrieel gelijkstroombetrestwarmteleiding Eemshaven-Groningen – Aanlanding wind op zee 4-7 GW 	<ul style="list-style-type: none"> – Stoomnetwerk (€18 mln) – Warmtenetwerk (€56 miljoen) voor gebouwde omgeving en bedrijven – CO₂ infrastructuur (Porthos €300-400 mln) – Lokale waterstof infrastructuur (blauw- groen) 	<ul style="list-style-type: none"> – Nationaal elektriciteitsnetwerk voor toegang tot windenergie – Nationaal CO₂-netwerk – Uitbreiding van het 'Groene Net' om restwarmte van nafta krakers te leveren aan woningen

¹⁾ CO₂-emissie in 2018 voor heel Delta regio 20,4 Mton, voor Zeeland 10,9Mton ²⁾ Totale directe en toerekenbare CO₂-emissies in 2015 incl Nuon Power Velsen (3,6 Mt) en Nuon

Velsen IJmond (2,1Mt) ³⁾ Energieproductie Delfzijl/Eemshaven 12.1 Mton CO₂ in 2016 ⁴⁾ LWM:Lamb Weston/meijer; WO: Wiskerke Onions

3 Benodigde grootschalige infrastructuur

De energietransitie naar een CO₂-neutrale en circulaire economie vraagt een omschakeling van fossiele brandstoffen naar groene elektriciteit, waterstof, gebruik en opslag van CO₂ en een sterk toegenomen gebruik van (rest)warmte. Dit kan alleen gerealiseerd worden als ook de nationale en regionale energie-infrastructuur aangepast wordt om een onbelemmerd transport van deze energiedragers tussen vraag en aanbod mogelijk te maken. In de klimaatplannen van de industrieclusters wordt dan ook deze nieuwe infrastructuur als absolute voorwaarde gezien om te komen tot een CO₂-neutrale industriesector in 2050.

In dit hoofdstuk wordt - op basis van de resultaten van een aantal studies - dieper ingegaan op de vraag welke mogelijkheden er zijn om deze nieuwe energie-infrastructuur te realiseren, wat de kosten zijn en welke organisatorische belemmeringen weggenomen moeten worden om de realisatie van deze infrastructuur mogelijk te maken.

3.1 CO₂ transport- en opslaginfrastructuur

Infrastructuur voor het transport en de opslag van CO₂ heeft voor alle vijf industrieclusters een hoge prioriteit. De CO₂-reductiedoelen voor 2030 kunnen waarschijnlijk niet gehaald worden zonder de CCS-optie, het opslaan van grote hoeveelheden CO₂ in gebruikte offshore gasvelden in de Noordzee. De intentie is wel dat na 2030 de vraag naar CO₂ geleidelijk zal stijgen en dan verschuift de nadruk naar het gebruik van CO₂ (CCU). Transport van CO₂ over kortere afstanden kan in gasvorm (OCAP leiding) en gebeurt nu al. Transport van CO₂ over langere afstanden, bijvoorbeeld op zee is goedkoper in vloeibare vorm. In Noord-Nederland wordt ook gedacht aan transport per schip van CO₂ naar offshore gasvelden in Denemarken of Noorwegen.

CO₂ opslagcapaciteit: een Horizon2020 studie (TNO, 2018) uitgevoerd door een consortium onder leiding van TNO heeft uitvoerig gekeken naar de CO₂ opslagcapaciteit in het continentaal plat van de Noordzee. Geschat wordt dat jaarlijks circa 34 MtCO₂ opgeslagen kan worden in de beschikbare gasvelden over een periode van 50 jaar. Deze hoeveelheid lijkt gezien de huidige inschatting van de Nederlandse CO₂ aanbod tot 2030 ruimte te bieden voor omliggende landen met duidelijk minder opslagcapaciteit (bijvoorbeeld Duitsland) om gebruik kunnen maken van een beperkt deel van deze velden. Het Nederlandse CO₂-netwerk kan ook gebruikt worden voor het transport van grote hoeveelheden CO₂ vanuit Duitsland (industriegebied Noordrijn-Westfalen) via de Eemshaven en Rotterdam naar off-shore gasvelden in Nederland, het Verenigd Koninkrijk of Noorwegen. Dan zou een geïntegreerd CO₂ transportnetwerk bestaande uit een hoofdstructuur met vertakkingen vanwege de 'economies of scale' de kosten aanzienlijk naar beneden kunnen brengen.

CO₂ transportkosten: EBN/Gasunie (Gasunie en EBN, 2017) heeft gekeken naar de jaarlijkse CO₂ transport- en opslagkosten voor drie potentiële jaarlijkse CO₂ volumes: laag (14 Mt), midden (20 Mt) en hoog (30Mt). Bij een doorkijk tot 2060 liggen de totale technische kosten (investeringen en operationele transport- en

opslagkosten) voor de drie scenario's tussen de €4,2 - €8,7 miljard. Per ton opgeslagen CO₂ komt dit voor alle scenario's uit op rond de €9. Dit komt omdat de variabele kosten (compressie en injectie) verreweg de grootste kostenposten zijn. De werkelijke kosten kunnen fors hoger zijn omdat financieringskosten en kosten voor afdekken van risico's niet zijn meegenomen. Als de kosten voor CO₂-afvangtechnologie naar €40 per ton gebracht kunnen worden dan zou CO₂-opslag een rendabele optie zijn bij een CO₂-prijs van €50 per ton of hoger. Voor kleine CCS-projecten (tot 2,5 Mt per jaar) liggen de transport en opslagkosten rond de €40 per ton. Als daar de afvangkosten bij opgeteld worden liggen de totale kosten erg hoog en zullen bedrijven niet snel geneigd zijn te investeren in deze optie. Transportkosten per schip zijn bij grotere afstanden significant lager dan per pijpleiding.

Pilot project: de aanzet voor een praktische invulling van een CO₂-netwerk kan gegeven worden door het Porthos (Port of Rotterdam CO₂ Transport Hub & Offshore Storage) project dat in potentie het voorbeeld in Europa kan worden voor CO₂-opslag. Porthos is een project van het Havenbedrijf Rotterdam, EBN en Gasunie en beoogt om CO₂ van een aantal grote Rotterdamse bedrijven (raffinaderijen en waterstoffabrieken) af te vangen, te transporteren naar, en te injecteren in een leeg gasveld ongeveer 25 km buiten de kust in de Noordzee. Naar schatting kan dan vanaf 2023 jaarlijks 2–5 MtCO₂ ondergronds worden opgeslagen. De benodigde infrastructuur voor dit project kost circa €300 tot 400 miljoen en moet mede opgebracht worden door de bedrijven die aangesloten zijn op het netwerk. In 2018 hebben vijf bedrijven aangegeven interesse te hebben om aangesloten te worden op het Porthos-netwerk. Pas in 2020 zal definitief besloten worden of het project wordt uitgevoerd.

Institutionele aspecten: in de CCS routekaart (De Gemeynt et al.) wordt geconcludeerd dat de huidige wet- en regelgeving voor CCS voldoende maar nog niet optimaal is. Als voorbeeld wordt genoemd dat huidige wetgeving gebaseerd is op transport in gasvorm en nog niet in vloeibare vorm dat voor langere afstanden de voorkeur geniet. Ook moet het maatschappelijk draagvlak voor CCS versterkt worden om tot een grote uitrol van deze technologie te kunnen komen. De acceptatie door het grote publiek van CCS is noodzakelijk om klimaatdoelen te halen.

Beheer van CO₂-pijpleiding: de routekaart CCS studie gaat uitgebreid in op hoe de CO₂ transport- en opslaginfrastructuur het beste georganiseerd kan worden. De conclusie van een werkgroep bestaande uit alle betrokken stakeholders was dat investeringen in een open access CO₂-infrastructuur in de huidige situatie zeer onwaarschijnlijk en onaantrekkelijk is voor marktpartijen. Er was brede consensus dat zeker in de start-up fase de ontwikkeling van CO₂-infrastructuur het beste door de overheid of semipublieke organisaties aangestuurd kan worden. Opvallend was dat ook de eigenaar van de OCAP-pijplijn (commercieel beheerd) deze mening deelde en zich zelfs kon voorstellen dat OCAP ondergebracht wordt bij een grootschalig publiek CO₂-netwerk.

Samenvattend kan gesteld worden dat gezien de belangrijke rol die CCS speelt bij het halen van de CO₂-reductiedoelen in 2030, er bij de industrieclusters een hoge prioriteit is voor de ontwikkeling van een regionaal CO₂-netwerk. Alleen het Chemelot cluster ligt niet aan de kust en is dus voor het transport van CO₂

afhankelijk van een nationaal netwerk. De transport- en opslagkosten van CO₂ bij grotere volumes bedragen circa €9 per ton CO₂. Omdat de opslagcapaciteit in offshore gasvelden tot 2030 beduidend groter is dan de Nederlandse vraag lijkt het interessant om ook import van CO₂ vanuit Duitsland te overwegen om tot voldoende schaalopbrengsten te komen.

Opvallend is dat prominente pilot projecten als Porthos in Rotterdam en Athos in Noord Holland nu worden geïnitieerd door semi-overheidsbedrijven als havenbedrijven, Gasunie en EBN. Er lijkt geen duidelijke sturing van de rijksoverheid op de ontwikkeling van infrastructuur-initiatieven voor de andere clusters. Daardoor blijft het nog onduidelijk welke toekomstige mogelijkheden individuele bedrijven krijgen om aan te sluiten op een CO₂-transportnet.

3.2 Waterstofinfrastructuur

Waterstof wordt door alle vijf industrieclusters gezien als een belangrijke optie om tot een duurzaam energiesysteem te komen in 2050. De clusters presenteren plannen voor de bouw van een 20 MW (pilot) elektrolyse plant in de periode tot 2030 en een verdere opschaling tot 100 MW na 2030⁸. Voor het Noordzeekanaalgebied wordt initieel gedacht aan een 100 MW elektrolyse plant met een productie van 15.000 ton waterstof die gebouwd gaat worden op het Tata steel terrein in IJmond. Een verdere opschaling naar 1 GW in 2030 en mogelijk 5 GW in 2050 behoort tot de mogelijkheden.

Vraag naar waterstof: een indicatieve inschatting van de maximale vraag naar waterstof in Nederland op de lange termijn door TKI Nieuw Gas (Topsector Energie, 2018) komt uit op bijna 1700 PJ waarbij het gebruik voor hoge temperatuur warmte met 1350 PJ het grootste aandeel vormt, gevolgd door mobiliteit en transport met 115 PJ. Deze vraag is ruim 22 maal zo groot als het huidige waterstofgebruik.

Aanbod van waterstof: de industrie is de belangrijkste gebruiker van waterstof (circa 10 miljard m³/jaar) en verschillende plannen zijn al gepresenteerd door de industrieclusters voor grootschalige waterstofproductie. Nuon, Gasunie en het Noorse Statoil zijn aan het onderzoeken of de Magnum-elektriciteitscentrale in de Eemshaven ook kan draaien op waterstof. Het waterstof wordt dan geproduceerd met Noors gas waarbij de CO₂ weer ondergronds wordt opgeslagen. Als er voldoende windcapaciteit beschikbaar is kan vervolgens overgeschakeld worden op groene waterstof. Verder wordt in Noord Nederland door energiebedrijf Engie in samenwerking met Gasunie gekeken naar de mogelijkheid voor het bouwen van een 100 MW elektrolyse fabriek om deze vervolgens stapsgewijs verder uit te bouwen tot grote schaal. Tata Steel in IJmuiden wil samen met Nouryon en Havenbedrijf van Amsterdam een 100 MW elektrolyse fabriek gaan bouwen die in 2022 moet gaan draaien. Hoewel de haalbaarheid van deze plannen nog wordt onderzocht, geeft het wel aan dat er heel serieus naar waterstof gekeken wordt en dat Nederlandse industriële partijen een drive hebben om frontrunner te worden op het gebied van waterstoftechnologie. Desondanks zal volgens de TKI studie - zelfs als het volledige potentieel in Nederland aan wind op zee ingezet zou worden - nog minstens de helft van de waterstofvraag geïmporteerd moeten worden.

⁸ In de NIB studie 'The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands' wordt uitgegaan van een 1GW elektrolyse plant en 1 GW biomassa gasification in 2030 maar deze cijfers worden niet genoemd in het clusterplan Noord-Nederland.

Transport van waterstof: Voor het goed kunnen afstemmen van vraag en aanbod van waterstof in Nederland is het noodzakelijk om de grote waterstofproducenten en afnemers te koppelen door middel van een nationaal waterstoftransportnetwerk. DNV.GL heeft in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken een studie uitgevoerd waarin is gekeken naar de mogelijkheid om het bestaande aardgasnetwerk te gebruiken voor transport van waterstof (Ministerie van Economische Zaken en DNV.GL, 2017). De conclusie was dat het technisch mogelijk is om het bestaande hogedruk gasnetwerk te gebruiken voor waterstof maar dat eerst de vraag naar aardgas flink moet dalen zodat er leidingcapaciteit vrijkomt voor transport van waterstof. Afgaande op de huidige prognoses voor de toekomstige vraag en het aanbod van aardgas (zowel binnen als buiten Nederland) verwacht DNV.GL dat afstandstransport van waterstof het eerst plaatsvindt op de route naar het Ruhrgebied, omdat de export naar Duitsland van laagcalorisch gas rondom 2030 beëindigd zal worden⁹.

Transportkosten van waterstof: de DNV.GL studie geeft aan dat bij grootschalig gebruik van waterstof een pijpleidingeninfrastructuur nodig is en dat het bestaande hogedrukgasnetwerk hiervoor gebruikt kan worden. Wel zullen er voor specifieke componenten, zoals compressoren, meetstations en gasopslagen, aanpassingen noodzakelijk zijn. In de NIB studie (Van Wijk, 2017) worden de kosten van nieuwe waterstofpijpleidingen van Noord-Nederland naar Duitsland/Chemelot en Rotterdam gebaseerd op gebruik van bestaande gasleidingnetwerk geschat in de orde van €200 - 1000 miljoen. Daarnaast zijn havenfaciliteiten, waterstof distributiecentra en wellicht het opzetten van een handelsplatform nodig. In de NIB studie worden de totale investeringen voor grootschalige waterstofinfrastructuur geschat op €0,7 – 2 miljard.

Institutionele aspecten: naast de technische aspecten zijn er ook institutionele aspecten van belang bij de waterstofinfrastructuur. De TKI studie noemt onder andere de wet- en regelgeving die momenteel nog is gericht op waterstof als grondstof en niet als energiedrager, de veiligheidseisen en de maatschappelijke acceptatie van waterstof.

Samengevat kan gesteld worden dat waterstof een belangrijke energiedrager wordt voor de energietransitie en dat de industrieclusters druk bezig zijn hier op in te spelen door pilotprojecten te starten voor zowel de productie als het transport van waterstof. Een nationaal netwerk lijkt voor de hand te liggen om vraag en aanbod goed te kunnen managen, en lijkt ook haalbaar, omdat voor een deel het bestaande hogedruk gasnet na enige aanpassingen hiervoor gebruikt kan worden. Volgens NIB komen de transportkosten dan ruwweg op €30 per ton waterstof.

⁹ Het gaat hier specifiek om de afname van de export van laagcalorisch gas d.w.z. gas uit het Groningenveld. Gezien de afname van de laagcalorische gasproductie bouwen buurlanden apparatuur van gebruikers om naar hoogcalorisch gas. Duitsland is hiermee het verst gevorderd.

3.3 Warmteinfrastructuur

De toekomstige infrastructuur voor warmtenetten voor het transport tussen de producent en de afnemer is omgeven met grote onzekerheden. Onderscheid wordt veelal gemaakt tussen grote warmtenetten die meer dan 150 TJ per jaar warmte leveren en kleine warmtenetten die minder dan 150 TJ leveren. Verder kan er een onderscheid gemaakt worden tussen lage temperatuur (LT) warmte tot 100 graden Celsius en hoge temperatuur (HT) restwarmte boven de 100 graden Celsius.

Vraag en aanbod van LT restwarmte: het PBL schat dat op de lange termijn circa 350 PJ van de jaarlijkse nationale vraag naar duurzame LT warmte – waarbij ruwweg de helft afkomstig is van woningen - het goedkoopst door warmtenetten geleverd kan worden (PBL, Toekomstbeeld klimaat neutrale warmtenetten in Nederland, 2017). Dit komt overeen met 25-33% van het nationale energieverbruik in 2050 en zou volgens PBL betekenen dat de huidige afzet van warmte via warmtenetten (50 PJ per jaar) met een factor 7 kan groeien. De realisatie van dit potentieel aan LT warmte is echter zeer lastig vanwege grote onzekerheden met betrekking tot de aanbieders van warmte, het vraagprofiel van de afnemers van warmte, de kosten van de warmtenetten, het juridische kader en ook de duurzaamheid van de geleverde warmte. Het wel of niet ontwikkelen van een warmtenet wordt dan ook met name bepaald door lokale factoren waarbij de overheid een belangrijke rol speelt omdat warmte-infrastructuur een collectieve voorziening is.

LT warmtenetten zijn veelal kleinschalig van opzet en warmte kan geleverd worden door bijvoorbeeld restwarmte, geothermie of biomassa maar kan ook komen van datacenters en afvalwaterzuiveringsinstallaties. Een studie uitgevoerd door de Dutch Datacenter Association laat bv zien dat het potentieel aan restwarmte bij de datacenters gebruikt kan worden om circa 1 miljoen huishoudens van duurzame warmte te voorzien (Dutch Data Center Association, 2018). Nieuwe datacentra kunnen nabij stedelijke gebieden worden gebouwd. Het betreft echter veelal warme lucht van 30 graden, die met warmtewisselaars en warmtepompen op een bruikbaar temperatuurniveau moet worden gebracht.

Vraag en aanbod van HT restwarmte: hoge temperatuur (rest)warmte kan afkomstig zijn van afvalverbranders, elektriciteitscentrales, raffinaderijen of de chemische industrie. Omdat de circulaire economie steeds belangrijker wordt, is de verwachting dat de hoeveelheid te verbranden afval gaat dalen. Warmte afkomstig van elektriciteitscentrales is geproduceerd met fossiele brandstoffen of met biomassa. De rol van fossiele brandstoffen gaat afnemen met een toenemende opwekking door wind en zon. Restwarmte afkomstig van de chemische industrie lijkt daarom op termijn de meest duurzame optie te zijn waarbij er dan vaak sprake is van een enkele aanbieder van warmte. Op dit moment worden circa 16.000 huizen verwarmd met restwarmte afkomstig van de raffinaderij van Shell in Pernis, maar de industrie in de Rotterdamse haven biedt voldoende restwarmte voor de verwarming van zo'n 500.000 woningen (ENSOC.nl, 2018).

Momenteel wordt er jaarlijks circa 250 PJ aan hoge temperatuur restwarmte geloosd op het oppervlaktewater en de lucht. Naar schatting zou hiervan circa 100 PJ nuttig gebruikt kunnen worden door andere bedrijven of de gebouwde omgeving

(Deltares en CE Delft, 2018). Hiermee zouden meer dan 1 miljoen woningen verwarmd kunnen worden.

Kosten warmtetransport: de kosten voor het aanleggen van een warmtenet zijn heel locatie specifiek. Onlangs is de gemeente Rotterdam akkoord gegaan met de aanleg van een warmtenet van de Rotterdamse haven naar Leiden (ruim 40 km) voor een bedrag van €118 miljoen. Echter, een investeringsbesluit is uitgesteld omdat er geen overeenstemming bestaat tussen het Warmtebedrijf Rotterdam en de gemeente Leiden over het tracé en de verlening van de bijbehorende vergunningen. Eerder werd Shell Pernis al aangesloten op het Rotterdamse warmtenet (2,5 km) voor een bedrag van €16 miljoen. In het algemeen kan gesteld worden dat een warmtenet geen aantrekkelijk investeringsproject is. Uit de rendementsmonitor warmteleveranciers 2016 blijkt dat het gemiddelde rendement op warmteprojecten in 2016 4,8 percent bedroeg terwijl volgens de monitor een redelijk rendement in dat jaar lag in de range van 5,1-6,6%.

Beheer van warmtenetten: de belangrijkste actoren bij de restwarmte-infrastructuur zijn de warmteproducenten, -afnemers en -leveranciers. Binnen de huidige warmtewet is er veel vrijheid voor deze actoren bij het opstellen van contracten voor warmteprojecten. De rijksoverheid reguleert de warmtetarieven die zijn gekoppeld aan de gasprijs (niet meer dan anders principe)¹⁰, maar verder is de levering van warmte niet streng gereguleerd. Restwarmte infrastructuur is in veel gevallen niet rendabel en zal dus ondersteund moeten worden door de regionale/nationale overheid. Op dit moment wordt door het kabinet gewerkt aan de Warmtewet 2.0 die meer duidelijkheid moet geven onder welke voorwaarden warmtenetten zo snel mogelijk uitgerold kunnen worden. De Warmtewet 2.0 is zeker urgent nu in het klimaatakkoord als doel is gesteld dat in 2030 2 miljoen woningen van het aardgasnet af moeten. Woningeigenaren moeten dan snel weten of zij op een warmtenet kunnen worden aangesloten of dat ze naar alternatieven moeten kijken voor de warmtevoorziening. De minister heeft in een kamerbrief van februari 2019 de hoofdlijnen van de nieuwe wet aangegeven en lijkt niet van plan om de productie, transport en levering te gaan splitsen. Wel lijkt de koppeling van de warmteprijs met de gasprijs losgelaten te worden. Naar verwachting zal het wetsvoorstel in de loop van 2020 aan de Tweede Kamer worden aangeboden en in januari 2022 in werking kunnen gaan.

Institutionele aspecten: hoewel restwarmte potentieel een belangrijke rol kan spelen bij de energietransitie zijn er nog veel belemmeringen die een grote uitrol van het warmtenet op dit moment moeilijk maken. Allereerst hebben warmtenetten geen goed imago en is het lastig om een breed draagvlak te creëren. Ook bestaat er veel onduidelijkheid over de rol en bevoegdheden van gemeenten die graag zelf warmteprojecten willen ontwikkelen maar de financiële middelen niet hebben. Netbeheerders hebben bij warmtetransport geen taak waardoor gemeenten afhankelijk zijn van commerciële partijen, die echter de business case alleen rond kunnen krijgen met het "laaghangend fruit".

Toerekeningsaspecten

Een industrie die restwarmte levert blijft zonder extra maatregelen emissie veroorzaken en is daar verantwoordelijk voor. Er is geen creditering van de

¹⁰ Omdat naar verwachting de belasting op aardgas flink zal stijgen zal de politiek voor warmte een ander referentie moeten kiezen.

emissies voorzien als de industrie b.v. in de gebouwde omgeving aardgasverbruik vervangt. Het is dus voor een industrie onzeker of een aansluiting op een warmtenet kan bijdragen aan het voldoen aan de eigen reductieopgave. Restwarmtelevering is dus alleen zinvol voor de industrie als de vergoeding ervoor kostendekkend is. Een stijgende CO₂-prijs en reductieverplichtingen vergroot de onzekerheid.

Samenvattend is de conclusie dat restwarmte – indien duurzaam opgewekt - in potentie een belangrijke duurzame energiebron kan zijn maar dat er nog grote onzekerheden zijn over vraag en aanbod van duurzame warmte op de lange termijn, de kosten van de warmte-infrastructuur, de wet en regelgeving en de organisatie van aanleg en exploitatie van warmtenetten. Dit maakt investeren in warmtenetten op dit moment bijzonder risicovol wat een grote uitrol belemmert. In het kader van de energietransitie zijn gemeenten nu druk bezig te kijken hoe de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving gasloos kan worden.

3.4 Elektriciteitsinfrastructuur

Het elektriciteitsnetwerk bestaat uit het landelijke transportnet (met connecties met buitenlandse transportnetwerken), het regionale distributienet en het 'Net Op Zee' dat ervoor moet zorgen dat de offshore windparken aangesloten worden op het landelijke transportnet.

Vraag en aanbod van elektriciteit: de vraag naar elektriciteit kan volgens CE Delft de komende decades fors stijgen, van 107 TWh in 2017 tot mogelijk 336 TWh (incl. 185 TWh voor productie van waterstof middels elektrolyse) in 2050 (CE Delft, 2017). Met name offshore wind energie moet een belangrijke bijdrage gaan leveren aan de grote hoeveelheid aan groene elektriciteit die nodig is voor de elektrificatie van industriële processen, voor de productie van groene waterstof en voor andere sectoren. Op dit moment is er circa 1 GW aan offshore windparken gerealiseerd. Het plan is daar voor 2023 3,5 GW aan toe te voegen en voor 2030 nog zo'n 7 GW, wat het totaal op ruim 11,5 GW aan offshore wind capaciteit zal brengen. In de CE Delft studie worden vier toekomstbeelden gepresenteerd. In het toekomstbeeld 'nationaal' stuurt de Rijksoverheid op energie autonomie voor Nederland. Dit resulteert in een verdere stijging van de wind offshore capaciteit tot 53 GW (240 TWh) in 2050, met daarnaast ook 34 GW (33,6 TWh) zon-PV en 14 GW (42 TWh) wind op land in dat jaar. Het andere extreem is het toekomstbeeld 'Internationaal' waar verondersteld wordt dat Nederland mondiaal georiënteerd is met veel internationale handel in energie. De capaciteit duurzame energie is dan duidelijk lager met 16GW zon, 5 GW wind op land en 6 GW wind op zee.

Deze grote hoeveelheid aan groene elektriciteit komt aan land en moet vervolgens via het transmissie- en distributienetwerk getransporteerd worden naar de verschillende - met name industriële - eindgebruikers. Dit vraagt een forse uitbreiding/verzwaring van het bestaande netwerk.

Bij een grote inzet van wind en zon kan op piekmomenten (zonnige zomerdag met veel wind en lage vraag) het aanbod van elektriciteit zo groot zijn dat het elektriciteitsnet dit niet kan verwerken en er opslag of afschakeling plaats moet vinden. Een studie uitgevoerd door Gasunie en TenneT (Gasunie and TenneT,

2019) laat zien dat het piekaanbod in 2050 kan liggen tussen 25 – 115 GW, afhankelijk van de aanname over regionale en nationale energie autonomie of focus op internationale handel. Het huidige piekaanbod is 18 GW. In het (niet erg realistische) scenario met een focus op nationale regie komt het piekaanbod in 2050 uit op 90 GW. De totale seizoensopslag wordt in dit scenario geschat op circa 35 TWh en geeft aan dat er grote behoefte is om zoutcavernes in te richten voor opslag van waterstof. Deze opslagfaciliteiten vormen in de toekomst een belangrijke component van de elektriciteitsinfrastructuur.

Een (sterk) groeiende vraag naar elektriciteit door de industrieclusters kan gunstig zijn voor de netbeheerders, omdat deze clusters (met uitzondering van Chemelot) een bestemming kunnen zijn voor de elektriciteitsproductie van wind op zee. Door deze koppeling van vraag aan aanbod hoeft er minder elektriciteit te worden afgevoerd naar regio's verder vanaf de kust en is er waarschijnlijk minder behoefte aan netuitbreiding.

Kosten van uitbreiden/verzwaren elektriciteitsnet: in de doorrekening van het voorlopig klimaatakkoord raamt het PBL (PBL, 2019) dat de additionele kosten cumulatief tot 2030 ten opzichte van het basispad (NEV 2017) van de regionale netwerken op € 1,9 miljard, aanleg van het 'Net op Zee' op circa € 6,8 miljard en tussen € 1,2 – 2,2 miljard voor uitbreiding van het hoogspanningsnet. De gemiddelde jaarlijkse additionele kosten over de periode tot en met 2030 zijn dan in de orde van grootte van 400 tot 650 mln euro. CE Delft raamt de jaarlijkse kosten van de elektriciteitsinfrastructuur in 2050 op € 8,9 miljard (CE Delft, 2018) in het 'Regie nationaal' scenario, een toename van € 6,2 miljard ten opzichte van 2017.

Beheer: De industrieclusters noemen de elektriciteitsinfrastructuur als een belangrijke randvoorwaarde voor de energietransitie. De snel groeiende vraag naar groene elektriciteit vereist een directe toegang tot offshore windenergie. Alleen cluster Chemelot ligt niet aan de kust en is daarvoor afhankelijk van het nationale netwerk. Bij de overige clusters gaat het met name om regionale aanpassingen (incl. de aanlandingspunten voor windenergie), maar met ook zeker belangrijke uitdagingen omdat in bepaalde regio's het elektriciteitsnetwerk op dit moment geen capaciteit heeft om in de vraag naar additioneel elektriciteitstransport te voorzien.

De regionale netbeheerders spelen een belangrijke rol bij het vertalen van de uitkomst van het klimaatakkoord naar de consequenties voor het regionale elektriciteitsnetwerk. Samen met de eindgebruikers moet in kaart gebracht worden hoe de nieuwe vraagprofielen er uitzien en welke aanpassingen nodig zijn om deze vraag te kunnen leveren. Netbeheer Nederland heeft een werkgroep infrastructuur opgericht met als belangrijkste taak deze vertaalslag (ook voor waterstof) voor te bereiden. TenneT is verantwoordelijk voor het hoogspanningsnet, het verbinden van de offshore windparken op het landelijke netwerk en de connecties met buitenlandse netwerken.

4 Observaties en conclusies

De inventarisatie van de behoefte van de industrieclusters aan grootschalige nieuwe of aangepaste energie-infrastructuur laat zien dat een goede toegang tot het regionale en landelijk transportnetwerk voor CO₂, waterstof en elektriciteit een noodzakelijke voorwaarde is voor de clusters om te komen tot verregaande decarbonisatie en een circulair productieproces in 2050.

De klimaatplannen opgesteld door de vijf industrieclusters laten zien dat in de periode tot 2030 de nadruk zal liggen op CCS en energiebesparing voor het halen van de CO₂-reductiedoelen. De verwachting is dat na 2030 nieuwe technologieën zoals waterstof en elektrificatie de belangrijkste reductieopties zullen zijn. Dit betekent dat de nieuwe energie-infrastructuur voor een belangrijk deel uiterlijk 2030 beschikbaar moet zijn zodat in de periode daarna een goed afstemming van vraag en aanbod van deze energiedragers mogelijk is. Belangrijk is wel te vermelden dat de clusters bij het opstellen van de plannen zijn uitgegaan van de status quo van de omvang van de industriële productie: in 2050 zijn er dezelfde producten in fysieke omvang en omzet. Dit lijkt geen realistische aanname omdat bij een industriële transformatie het 1) heel goed mogelijk is dat sommige fabrieken sluiten/producten niet meer worden gemaakt op betreffende locaties en 2) als overgeschakeld moet worden naar andere grondstoffen (e.g. duurzame koolstof, recycled materiaal) dat andere producten gemaakt worden met andere processen. Deze 2 mogelijke ontwikkelingen (er zijn er misschien nog meer) zullen leiden tot een andere vraag naar duurzame elektriciteit.

Verscheidende studies zijn uitgevoerd waarbij is gekeken naar de toekomstige infrastructuur van specifieke energiedragers. Dit geeft een eerste beeld van hoe een nieuwe energie-infrastructuur gericht op de behoeften van de industrieclusters eruit kan zien en geeft ook meer inzicht in de orde van grootte van de kosten om deze infrastructuur te ontwikkelen. De belangrijkste observaties die uit een inventarisatie van deze studies naar voren komen zijn:

- Voor het halen van de 2030 CO₂-reductiedoelstelling van de industrie wordt - in tegenstelling tot de ons omringende landen - zwaar ingezet op CCS¹¹. Dit is te verklaren uit het feit dat wat betreft het transport naar en opslag in ondergrondse velden van CO₂ Nederland een comparatief voordeel heeft omdat grote CO₂-bronnen aan de kust liggen en er veel opslagcapaciteit is in het Nederlandse deel van het continentaal plat. Studies wijzen uit dat voor grotere volumes CO₂ (meer dan 2,5 Mt) de transport- en opslagkosten slechts rond de €9 per ton CO₂ bedragen. Dit maakt het aantrekkelijk om te komen tot een nationaal CO₂-netwerk waarop de industrieclusters worden aangesloten. Grotere volumes kunnen dan ook gerealiseerd worden door CO₂ vanuit het Ruhrgebied te transporteren naar Rotterdam en de Eemshaven, om vandaar per schip of pijpleiding verder vervoerd te worden naar offshore opslaglocaties in Nederland, het Verenigd Koninkrijk of Noorwegen. Energie Beheer Nederland B.V., met als enige aandeelhouder de Nederlandse overheid, en Gasunie lijken de relevante partijen voor de CO₂ infrastructuur gezien hun huidige rol in het lopende Porthos project.

¹¹ Bij de industrieclusters leeft wel duidelijk het besef dat opslaan van CO₂ een tijdelijke maatregel is en dat na 2030 het accent zal verschuiven naar het gebruik van CO₂ (CCU).

- De inzet van waterstof wordt gezien als één van de belangrijkste opties voor het verduurzamen van de energiehuishouding. Waterstof kan gebruikt worden in de industrie, maar ook in de transportsector en in de gebouwde omgeving. Nu wordt in de industrie waterstof gebaseerd op aardgas (grijze waterstof waarbij CO₂-emissies ontstaan) en gebruikt voor de productie van hoge temperatuur warmte, met name in de chemische industrie en de raffinaderijen en als feedstock voor ammoniak/kunstmestproductie. Het huidige gebruik van waterstof in Nederland is ongeveer 98 PJ waarvan circa 80% geproduceerd wordt uit aardgas (TNO en Berenschot, 2017). Deze vraag kan op termijn potentieel stijgen naar 1700 PJ, waarvan 1350PJ voor hoge temperatuur warmte. Een nationaal waterstofnetwerk is dan essentieel voor het goed kunnen managen van de binnenlandse vraag en het binnenlandse en buitenlandse aanbod van waterstof. Hiervoor kan het bestaande aardgasnetwerk gebruikt worden mits 1) er op het juiste moment capaciteit vrijkomt door wegvallende laagcalorische aardgasvraag onder andere door de conversie van laagcalorische grootverbruikers naar hoogcalorisch gas; en 2) het volume waterstof groot genoeg is om de noodzakelijke investeringen te rechtvaardigen die nodig zijn om het aardgasnetwerk geschikt te maken voor transport van waterstof. De NIB studie (Noordelijke Innovation Board, 2017) betoogt dat om groene waterstof concurrerend te maken met grijze waterstof de kosten voor waterstof productie moeten dalen tot ongeveer € 2-3 per kg waterstof. Dit betekent dat volume gemaakt moet worden en dat daarom eerst de belangrijke waterstofmarkten (chemie en petrochemie) in Geleen, Rotterdam, Antwerpen, Terneuzen en het Ruhrgebied bediend moeten worden.
- Het gebruik van lage temperatuur restwarmte kan volgens het PBL op termijn een substantieel deel (ongeveer 25%) voorzien van de nationale energievraag. De realisatie van dit potentieel is echter lastig vanwege de onzekerheden met betrekking tot de toekomstige vraag en aanbod van warmte en onduidelijkheden met betrekking tot de taken en verantwoordelijkheden bij de uitrol van warmtenetten. Dit maakt de ontwikkeling van nieuwe warmtenetten risicovol en individuele partijen zullen dan ook niet snel geneigd zijn initiatieven te nemen waardoor een coördinerende rol van de lokale overheid noodzakelijk is. Voor het gebruik van hoge temperatuur restwarmte geleverd door de industrie zijn er minder coördinatie problemen. De industrie beheert ook het warmtenet, en aantal afnemers is beperkt. Echter, de onderlinge afhankelijkheid van producent en afnemer is groter.
- De vraag naar elektriciteit door de industrie kan de komende decennia sterk stijgen. Het landelijke elektriciteitsnetwerk moet daarom aangepast worden aan de nieuwe vraagprofielen van de industrie en andere sectoren. Er zitten wel grenzen aan de capaciteitsuitbreiding van het elektriciteitsnetwerk. Verzwaring van trafostations en bestaande tracé lukt wellicht nog maar het aanleggen van nieuwe (bovengrondse) hoogspanningstracé is moeilijk en kost veel tijd. Dit is ook een belangrijke reden om te kijken naar de mogelijkheid om groene stroom om te zetten naar waterstof en als waterstof te transporteren. De aanpassingen die nodig zijn op het industrieterrein vallen onder verantwoordelijkheid van de industrie. Alles buiten het bedrijfsterrein is de verantwoordelijkheid van de regionale en landelijke netbeheerders die in samenspraak met de

eindgebruikers het toekomstige elektriciteitsnetwerk moeten gaan ontwikkelen.

- Om de juiste randvoorwaarden te scheppen voor een energie-infrastructuur die aansluit op de energietransitie is nu de nieuwe Energiewet 1.0 in voorbereiding. In deze nieuwe wet worden de bestaande Elektriciteitswet, en Gaswet samengevoegd. Daarnaast wordt gewerkt aan de nieuwe Warmtewet 2.0, waarin de bevoegdheden van de gemeenten en de rollen van publieke en private partijen duidelijker moeten worden. Ook de bescherming van de consument is een belangrijk aandachtspunt waarbij, wat betreft de tarieven voor warmte, gekeken wordt naar alternatieven voor de referentie aan de gasprijs. De concept wetstekst voor beide nieuwe wetten wordt naar verwachting eind 2019 in internetconsultatie aangeboden waarna, na behandeling in het parlement, de wet op 1 januari 2022 in werking kan treden.
- Het is opmerkelijk dat de som van de CO₂-reductiedoelen voor 2030 van de vijf industrieclusters (22,6 MtCO₂-eq) ruim 63% hoger is dan de nationale reductiedoelstelling voor de sectorindustrie geformuleerd in het klimaatakkoord (14,3 MtCO₂-eq). Voor een deel kan dit verklaart worden uit het feit dat de reductiedoelen van de industrieclusters betreft zowel bestaand beleid als nieuwe reductiemaatregelen.

De inventarisatie van de behoefte van de vijf industrieclusters aan nieuwe energie-infrastructuur was met name gericht op de vier vragen die in de inleiding zijn geformuleerd. De conclusies zijn dan ook de antwoorden op deze vragen:

1. *Welke nieuwe energie-infrastructuur is absoluut noodzakelijk om de industriële decarbonisatiedoelen te halen?*

Voor de sector industrie is het doel om in 2050 te komen tot een klimaat neutrale sector. Om dit doel te bereiken hebben de vijf industrieclusters ieder een clusterklimaatplan opgesteld waarbij naast verdere verbeteringen in het efficiënt gebruik van energie de nadruk ligt op elektrificatie van productieprocessen, CC(U)S, waterstof als energiedrager en het beter benutten van restwarmte. De energie-infrastructuur die absoluut noodzakelijk is voor het halen van dit doel en voor een belangrijk deel omstreeks 2030 beschikbaar moet zijn bestaat uit de volgende componenten:

- Een nationaal open waterstofnetwerk dat de vijf industrieclusters verbindt met een capaciteit die kan oplopen tot 1,5 miljoen ton H₂ per jaar, beheerd door Gasunie/EBN om toekomstige vraag en aanbod van waterstof goed te kunnen managen. Het huidige gasnetwerk kan hier met aanpassingen voor gebruikt worden.
- Een nationaal open CO₂-netwerk beheerd door de overheid/ een publieke organisatie met een maximale capaciteit van 30 MtCO₂ per jaar om de CCS-optie beschikbaar te maken voor de vijf industrieclusters.
- Realiseren van 'wind op zee' aansluitingen en het versterken van nationaal en regionaal elektriciteitsnetwerk, inclusief flexibiliteitsvoorzieningen zoals opslagcapaciteit om pieken op te kunnen vangen, om grote hoeveelheden tot wel 330 TWh elektriciteit te kunnen transporteren naar de clusters. Het beheer ligt bij TenneT, GTS en de regionale netbeheerders. Er is een

reeks aan mogelijke technologieopties beschikbaar om te voorzien in de verwachte grotere flexibiliteitsvraag: o.a. vraagresponse, interconnecties met buitenlandse netwerken en opslag in de vorm van warmte, waterstof en elektriciteit.

- Er is een groot potentieel voor het gebruik van restwarmte in de gebouwde omgeving en daarvoor moeten warmtenetten verder uitgerold worden. Tot nu toe wordt dit met name door commerciële partijen aangestuurd maar een grotere rol door de regionale overheid lijkt gewenst om te kunnen komen tot meer open warmtenetten.

2. *Wat zijn de investeringskosten van deze nieuwe energie-infrastructuur?*

Het is nog niet mogelijk om een accurate schatting te kunnen geven van de investeringen die nodig zijn voor de nieuwe energie-infrastructuur. Daarvoor moet eerst duidelijker worden hoe de industrie de CO₂-reductiedoelen concreet wil gaan realiseren en welke infrastructuur daarvoor precies nodig is. Op basis van de plannen gepresenteerd in het voorlopig klimaatakkoord en de schattingen gepresenteerd in de verschillende studies komt een eerste orde van grootte schatting van de totale investeringen tot 2030 voor energie-infrastructuur nodig voor de industriële decarbonisatie uit op €12,8 - €18,8 miljard. Deze investeringen zijn als volgt opgebouwd:

- De investeringskosten van een waterstofinfrastructuur omvatten de transmissiepijpleidingen naar de industrieclusters, de haveninfrastructuur voor een waterstof terminal, opslagfaciliteiten en een waterstof handelsplatform. De totale kosten tot 2030 worden door NIB geschat op €0.7 - €2.0 miljard.
- De totale investeringskosten tot 2030 voor een CO₂-infrastructuur voor het transport en de opslag van maximaal 30 Mton CO₂ per jaar worden door Gasunie/EBN geschat op €1.9 – €3.5 miljard. In deze berekening is Chemelot nog niet aangesloten en zijn de financieringskosten en kosten gemaakt voor risicoafdekking niet meegenomen, dus de werkelijke kosten kunnen beduidend hoger zijn.
- De additionele investeringskosten voor de aanpassingen van het elektriciteitsnetwerk tot 2030 worden door PBL (PBL, 2019) geraamd op €6,8 miljard voor aansluiten van offshore windparken aan het landelijk net, €1,9 miljard voor het distributienetwerk en €1,2 – 2,2 miljard voor het transmissienetwerk. Totale investeringskosten worden dan geschat op €9.9 tot 10.9 miljard.
- De kosten van aanleg/uitbreiding lokale/regionale warmtenetten zijn zeer locatie specifiek. Een indicatie van de kosten kan gegeven worden door aanleg van 2.5 km leiding van Shell Pernis naar warmtenet Rotterdam voor €16 miljoen en uitbreiding van het warmtenet Rotterdam naar Leiden over een afstand van 40 km voor €118 miljoen. Volgens PBL (PBL, 2019) liggen de totale investeringskosten voor warmtenetten tot 2030 in de range €0,3 - €2,4 miljard.

3. *Hoe is de taakverdeling tussen de industrie en de overheid bij het ontwikkelen van deze infrastructuur?*

Bij de ontwikkeling van de nieuwe energie-infrastructuur is er een belangrijke taak weggelegd voor de overheid om te komen tot 'open' netwerken, toegankelijk voor meerdere vraag- en aanbodbronnen onder heldere criteria. Investerings in zo'n open access infrastructuur zijn voor marktpartijen weinig aantrekkelijk vanwege de onzekerheden met betrekking tot toekomstige vraag en aanbod van energiedragers. De overheid kan deze onzekerheden wegnemen door op te treden als beheerder van de infrastructuur wat nu ook de praktijk is voor gas en elektriciteit. Partijen als Gasunie en EBN voor waterstof en CO₂ en TenneT en de regionale netbeheerders (met name Enexis, Liander en Stedin) voor het elektriciteitsnetwerk kunnen deze taak uitstekend vervullen. Enige aanpassingen in de wet- en regelgeving zijn noodzakelijk om deze taken goed uit te kunnen voeren.

4. *Welke ruimtelijke, technische, economische of institutionele knelpunten zijn er?*

Verschillende knelpunten moeten nog opgelost worden voordat een grootschalige uitrol van de energie-infrastructuur kan plaatsvinden.

- *Maatschappelijk draagvlak*: voor de energiedragers waterstof, CO₂ en warmte zijn er duidelijk imago issues waardoor het maatschappelijk draagvlak voor deze technologieën nog broos is. Het is belangrijk om proactief te zijn en de belangrijkste stakeholders vanaf het begin te informeren en bij het proces te betrekken om de acceptatiegraad van nieuwe technologieën te verhogen.
 - Bij waterstof is de perceptie of het wel/niet veilig is (brandbaar, ruikt niet, van grootschalig industrieel gebruik naar kleinschalig gebruik in het publieke domein)
 - Bij CCS betreft het vooral de twijfel bij het grote publiek dat CCS een onmisbare component is van de energietransitie. Deze twijfels, zoals aangegeven door de CCS routekaart, komen voort uit aspecten als 'end of pipe' maatregel, ondergrondse opslag (noodzakelijk industriële transformatie verplaatsen naar de toekomst), CCS is gekoppeld aan het fossiele systeem en CCS is nog geen bewezen technologie.
 - Bij warmtenetten speelt met name de consumentenbescherming een rol omdat het bij de exploitanten van warmtenetten vaak om monopolisten gaat en consumenten niet of heel moeilijk kunnen overschakelen naar een andere optie.
- *Wet- en regelgeving* zijn nog niet (altijd) afgestemd op deze nieuwe technologieën wat een grote uitrol kan belemmeren:
 - Waterstof is geen gas in de zin van de gaswet dus netbeheerders kunnen nu niet overgaan op waterstof, ook niet met pilotprojecten. De veiligheidseisen voor waterstof zijn veel hoger dan voor gas (gebaseerd op grootschalig industrieel gebruik) wat toekomstig gebruik van het aardgasnetwerk kan belemmeren.

- De regelgeving om toekomstige flexibiliteit in het elektriciteitsnet te waarborgen lijkt nog onvoldoende. Voor bepaalde flexopties, zoals opslag en P2G projecten moet een kader worden ontwikkeld.
 - Rollen en bevoegdheden van de regionale overheid, netbeheerders en andere stakeholders bij warmtenetten zijn nog niet uitgekristalliseerd. Per 1 januari 2019 is er een nieuw artikel 17c in de elektriciteitswet in werking getreden (n.a.v. de wet voortgang energietransitie, ook bekend als de wet VET, van 9 april 2018) waarin ook ruimte wordt geboden voor netbeheerders om een aantal nieuwe taken op te pakken. Alliander heeft recentelijk 2 pilot projecten aangekondigd.
- *Technische knelpunten:* CCS en productie van groene waterstof zijn nieuwe technologieën die nog niet op grote schaal worden toegepast. Verschillende pilotprojecten zijn al gestart om de technische knelpunten te onderzoeken en de veiligheidseisen vast te stellen.
- *Economische rendabiliteit:* Waterstof, CCS en warmtenetten zijn op dit moment nog (zeer) dure decarbonisatie-opties en zijn daarom voor private investeerders nog weinig interessant. Er zijn technologische doorbraken nodig om te komen tot grootschalige toepassing en schaalvoordelen waardoor de kosten kunnen dalen.

5 References

- CE Delft. (2017). *Net voor de Toekomst; een vooruitblik op de energievoorziening in 2050. Scenario "Regie Nationaal", november 2017.*
- CE Delft. (2018). *Figuur 44 in: Net voor de Toekomst; een vooruitblik op de energievoorziening in 2050.*
- CE Delft. (2018). *Ontwikkelingsstrategie Energietransitie NZKG. Kansen en acties, nu en later. oktober 2018.*
- CE Delft en ECN/TNO. (2019). *Rapportage systeemstudie energie-infrastructuur Noord-Holland 2020-2050: CE Delft en ECN/TNO, juni 2019.*
- Chemelot. (2017). *Chemelot Milieuverslag 2017.*
- Chemelot. (2018). *Wij hebben meer dan een plan!; Naar een klimaatneutraal Chemelot in 2050; inzet voor het klimaatakkoord, mei 2018.*
- De Gemeynt et al. (sd). *Routekaart CCS, CO₂-afvang en -opslag, een ongemakkelijk maar onmisbaar onderdeel van de energietransitie. De Gemeynt, CE Delft en Margriet Kuijper Consultancy, maart 2018.*
- Delft, C. (2018). *Roadmap towards a climate neutral industry in the Delta region.*
- Deltares en CE Delft. (2018). *Verkenning warmtelozingen en duurzaam hergebruik restwarmte. Maart 2018.*
- Dutch Data Center Association. (2018). *Datacenter Restwarmte & Innovatie 2018.*
- ENSOC.nl. (2018). *ENSOC, energy society online; december 2018.*
- Gasunie and TenneT. (2019). *Infrastructure Outlook 2050; A joint study by Gasunie and TenneT on integrated energy infrastructure in the Netherlands and Germany.*
- Gasunie en EBN. (2017). *Transport en opslag van CO₂ in Nederland. Verkennende studie door Gasunie en EBN in opdracht van Ministerie van Economische Zaken.*
- Industrietafel Noord-Nederland. (2019). *Noord Nederland geeft gas op CO₂-reductie: Rapportage fase 1 Industrietafel Noord-Nederland Delfzijl-Eemshaven-Emmen.*
- Ministerie van Economische Zaken en DNV.GL. (2017). *Verkenning waterstofinfrastructuur, november 2017.*
- Noordelijke Innovation Board. (2017). *The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands.*
- NZKG, k. I. (2018). *Industrie in het Noordzeekanaalgebied: Vliegwielen voor een duurzame metropool; Transitieprogramma van klimaat Tafel Industrie NZKG; Noordzee-kanaalgebied: Vliegwielen voor een duurzame toekomst.*
- PBL. (2017). *Toekomstbeeld klimaat neutrale warmtenetten in Nederland.*
- PBL. (2019). *Effecten ontwerp klimaatakkoord, Planbureau voor de Leefomgeving, 28 mei 2019.*
- Planbureau en Bibliotheek van Zeeland. (2017). *Economische Atlas Zeeland 2017.*
- Porter, M. (1990). *Competitive Advantage of Nations.*
- Projectbureau NZKG. (2018). *Uitvoeringsprogramma Noordzeekanaalgebied 2018.*
- Rotterdam-Moerdijk, W. I. (2018). *In drie stappen naar een duurzaam industriecluster Rotterdam-Moerdijk in 2050; bijdrage van de werkgroep industriecluster Rotterdam-Moerdijk aan het hoofdlijnenpakket voor het klimaatakkoord.*
- TNO. (2018). *CO₂ transport and offshore storage facilities needed to meet emission reduction requirements, November 2018.*
- TNO en Berenschot. (2017). *CO₂-vrije waterstofproductie uit gas.*

Topsector Energie. (2018). *Contouren van een Routekaart Waterstof. TKI Nieuw Gas, Topsector Energie, maart 2018.*

Van Wijk, A. (2017). *The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands.* Noordelijke Innovation Board.