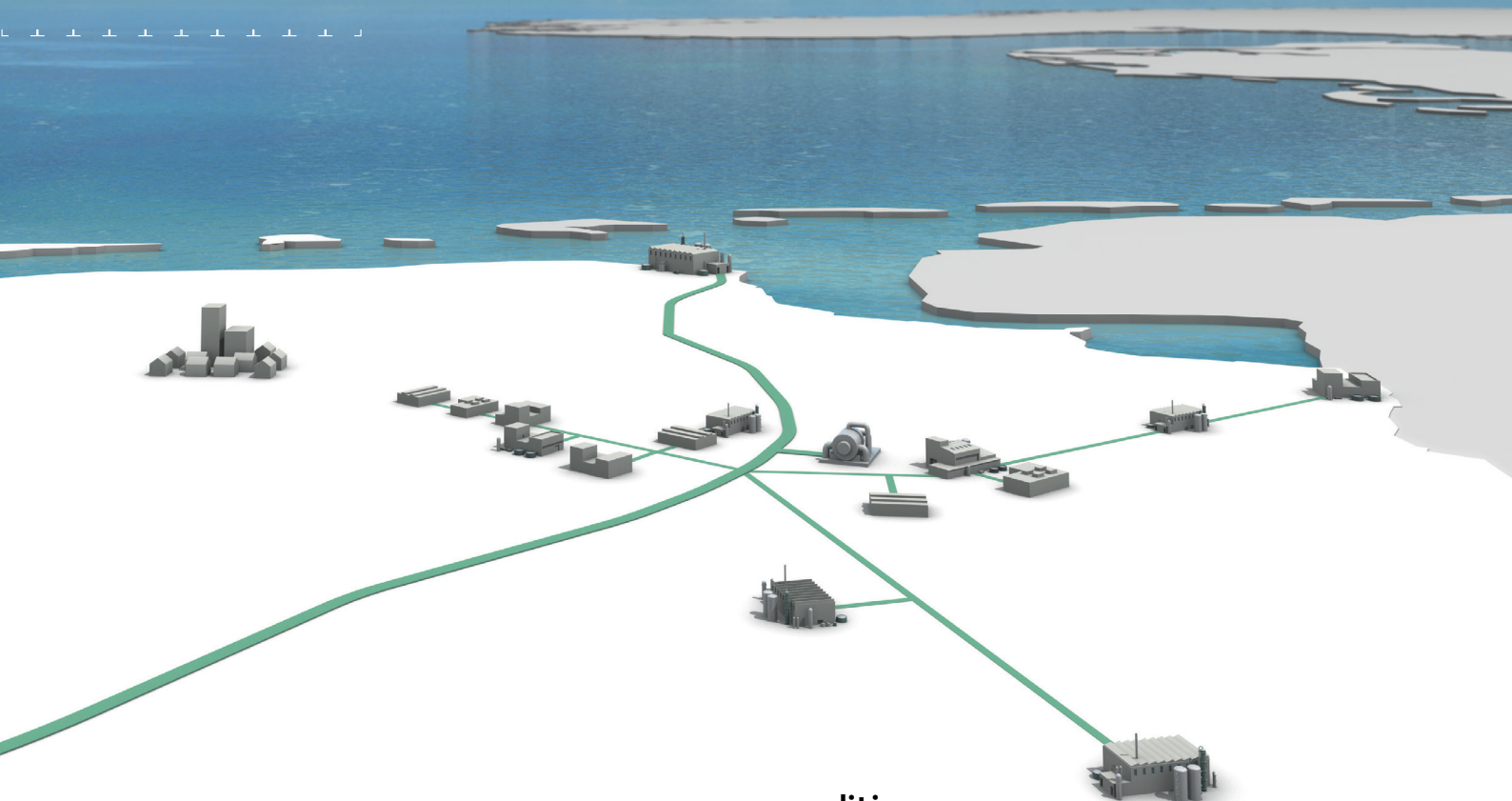


Een eerste verkenning naar de waterstofperspectieven voor het Industriecluster Oost-Groningen (IC-OG)

Pre-feasibility studie door New Energy Coalition



Een eerste verkenning naar de waterstofperspectieven voor het Industriecluster Oost-Groningen (IC-OG)

Pre-feasibility studie door New Energy Coalition



Auteurs: Catrinus Jepma* en Jeffrey Paays**
Groningen, 3 oktober 2024

* Emeritus hoogleraar RUG; senior advisor NEC

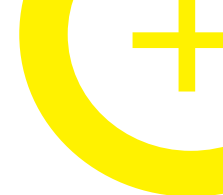
** Energy analyst NEC

De auteurs danken alle betrokkenen uit het IC-OG, Equinor, RWE, ENGIE, Enexis, NorthGrid en EBN voor hun data, betrokkenheid en nuttige commentaar.



Inhoudsopgave

Management Samenvatting	6
1. Inleiding	10
1.1 Aanleiding en urgentie	10
1.2 Scope en afbakening	12
1.3 Methodologie	14
1.4 Opzet studie	15
2. Aanbodperspectieven van blauwe en groene waterstof in de regio	16
2.1 Rol van productie Eemshaven inclusief combinatie blauw/groen	16
2.2 Rol van decentrale productie	16
2.3 Alternatieve opties van energieaanbod	17
2.4 Aanbodcondities	18
3. Vraagperspectief van koolstof-arme en koolstof neutrale waterstof in Noord-Nederland	20
3.1 Positie van de verschillende bedrijven in de regio (Cluster 5 en 6)	20
3.2 Vraagontwikkeling afhankelijk van opstart en uitrolprocessen	21
3.3 Mogelijke acceptabele condities van waterstofflevering (prijs, volume, opschaling, enz.) per ontwikkelfase	22
3.4 Diverse kostencomponenten aan de vraagzijde, inclusief in verband met testen en netwerkaansluiting	24
3.5 Flexibiliteitsdiensten en de vraag naar waterstof	25
3.6 Synergie-effecten en opschaling en verdere uitrol naar andere waterstoftoepassingen	26
4. Het model, de berekenings-methode en de waarden van de base case 2030-2050	28
5. Waterstoftransport, tracé studie en de diverse transport- en opslagopties	32
5.1 Kosten van waterstofnetwerk en individuele aansluitingen per tracé	32



5.2	Kosten van transport in de opstartfase	34
5.3	Relatie tussen transport- en opslagkosten per afnemer en totale (regionale) afname per tracé	35
6.	Totstandkoming van een regionale waterstofwaardeketen en gevoeligheidsanalyse	38
7.	Het ontstaan van een regionale waterstofdeal en de betekenis vanuit maatschappelijke perspectief	44
7.1	Effect op behoud en uitbreiding van industriële activiteit en werkgelegenheid in de regio	44
7.2	Effect op vergroening, betaalbaarheid en leveringszekerheid van de regionale energievoorziening	46
8.	Private en publieke ondersteuning voor de totstandkoming van een regionaal waterstofcluster	48
8.1	Vereiste ondersteuning voor het matchen van vraag en aanbod en de rol van de aggregator	48
8.2	De rol van de aggregator en de diverse risico's	49
8.3	Onrendabele top	50
8.4	Risico's en de mogelijke rol van een aggregator	50
8.5	Vereiste ondersteuning voor de tijdige totstandkoming van het vereiste transport en opslagsysteem	56
8.6	Vereiste ondersteuning voor een verdere regionale toepassing van waterstof buiten Cluster 5 en 6 afname	57
9.	Roadmap waterstofdeal	58
9.1	Vereiste acties en milestones in de tijd	59
10.	Conclusie	62
	Bijlagen	66



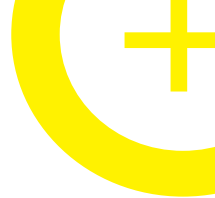
Management Samenvatting¹

Een aantal samenvallende omstandigheden leidt ertoe dat er goede redenen zijn om voor de Cluster 6 bedrijven in Oost-Groningen serieus te overwegen om aan te sluiten op een te ontwikkelen regionaal waterstofnet voor de afname van waterstof.

1. De belangrijkste negen Cluster 6 bedrijven uit de regio, Nedmag, Royal Avebe, Strating, SmurfitKappa, Kisuma, Eska, Solidus, PQ Silicas en Wellness Pet Company NL, hebben zich al geruime tijd in een cluster verenigd onder de naam Industriecluster Oost-Groningen (IC-OG). Deze bedrijven zijn over het algemeen relatief energie-intensief en zoeken actief naar groene vormen van energievoorziening. Van oudsher zijn deze bedrijven sterk gericht op duurzame productie en innovatie. Het is dus logisch dat zij het snel duurder wordende aardgas zo snel mogelijk willen vervangen door groene alternatieven: daardoor kunnen zij qua duurzaamheid voorop blijven lopen. Dit is niet alleen van belang voor hun eigen groei en ontwikkeling, maar draagt ook bij aan een dynamisch klimaat voor nieuwe innovatieve initiatieven in de regio. Omdat de geschatte collectieve werkgelegenheid op basis van de cluster activiteiten uitkomt op **ca. 10.000 banen** is deze sterke gerichtheid op duurzaamheid en klimaatneutraliteit ook de beste garantie van een voorspoedige regionale ontwikkeling ook wat betreft arbeidsmarktperspectieven.
2. **Elektrificatie²** is, niet voor elk bedrijf technisch mogelijk en voor andere bedrijven is volledige elektrificatie **problematisch** vanwege netcongestie en de sterk gestegen netwerktarieven. Bovendien: vereist overschakelen van aardgas op elektriciteit meestal meer CAPEX dan op waterstof; vallen de OPEX-kosten van elektriciteit op termijn volgens de op de PBL Klimaat en Energie Verkenning gebaseerde projecties van Hynetwork Services hoger uit

1 Het is belangrijk te vermelden dat de in dit rapport getrokken conclusies sterk lijken te sporen met het in ontwikkeling zijnde advies namens de nationale regisseur van Cluster 6, Barbara Huneman, aan het Ministerie KGG.

2 Voor een kritische analyse van de effecten van elektrificatie op het concurrentievermogen van de Nederlandse industrie, zie E-bridge in opdracht van EZK (2024). <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2024/04/03/e-bridge-report-electricity-cost-assessment-for-large-industry-in-the-netherlands-belgium-germany-and-france-full-report>



dan die van waterstof; en biedt elektrificatie waarschijnlijk niet de mogelijkheden om te komen tot een regionale casus met een erkende pilotstatus, waar die er mogelijk wel kan komen voor de regionale waterstof optie. In andere gevallen kan men mogelijk toch kiezen voor elektrificatie, maar kan het hebben van de optie om waterstof via het net af te nemen toch interessant zijn met het oog op de onvoorspelbare toekomstige kosten en beschikbaarheid van elektriciteit.

3. In ons land wordt vanuit Eemshaven een **nationaal waterstofhogedruk transportnet** uitgerold dat onder andere loopt via de regio Oost-Groningen. Dit net is naar verwachting vóór 2030 operationeel. Tegen die tijd is naar verwachting ook de **grootschalige opslagfaciliteit** in de regio, Zuidwending, beschikbaar, waardoor net-balancing en stabiele levering in de regio min of meer gegarandeerd is.
4. Vanuit bovengenoemd hogedruknet komt een **aansluitpunt bij Veendam**. Daardoor is het **relatief eenvoudig om een distributienet hierop aan te sluiten** dat de verschillende Cluster 6 bedrijven in de regio van blauwe en groene waterstof in de gewenste combinatie kan voorzien.
5. Waarschijnlijk is nog vóór 2030 er in de regio een serieuze **productiecapaciteit ontwikkeld van zowel groene als blauwe waterstof**, waarvan de waterstof voor de afnemers in de regio beschikbaar is.
6. De **regio Groningen** is bezig zich in de volle breedte te ontwikkelen tot een **toonaangevende waterstofregio**. Daarmee kan zij het aardgastijdperk achter zich laten en overschakelen van fossiel naar groen. Een investeringsplan richting 2040 van meer dan EUR 30 miljard onderstreept dit met een sterke ontwikkeling van het Eemshavengebied rond waterstof en waterstofdragers, welke uitstraalt naar de rest van de regio en dus ook de Cluster 6 bedrijven.
7. Door het Rijk zijn aan Groningen en Noord-Drenthe vanwege de aardbevingsperikelen **langjarige middelen** beschikbaar gesteld via het **programma Nij Begun** om de regio een nieuw elan te geven in het transitieproces.

Daarmee wil het Rijk een deel van de 'ereschuld'³ aan de regio inlossen. Voor zover deze middelen inzetbaar zijn om ervoor te zorgen dat het regionale bedrijfsleven kan meeprofiteren van de verwachte grootschalige energieontwikkelingen rondom Eemshaven, kan dit helpen om de gewenste overgang snel en effectief te maken.

8. De nationale overheid gaat na of **regionale waterstofclusters** kunnen worden ontwikkeld en in een recente studie hierover (Hyregions, 2024) is de regio Oost-Groningen aangemerkt als het **enige kandidaatgebied** in het Noordelijke deel van Nederland.

Kortom, een overstap van Cluster 6 bedrijven in Oost-Groningen van aardgas naar waterstof is een serieus te overwegen optie, mits bedrijven daarbij voldoende kunnen worden ondersteund:

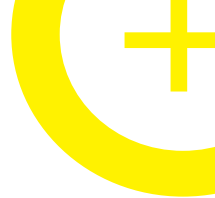
- bij het **afdekken van de onrendabele top** samenhangend met het voorlopig duurder zijn van de waterstofoptie ten opzichte van continuering aardgas;
- bij het afdekken van de kosten **in verband met de aanleg van het nieuwe ca. 90 km waterstofdistributienet**;
- bij het afdekken van **kosten in verband met de interne technische aanpassingen** in de bedrijven.

Daarnaast is het belangrijk dat bedrijven de handelingsvrijheid behouden om andere verduurzamingsopties te onderzoeken en in te zetten.

Uitgaande van een eenvoudig scenario waarin alleen blauwe waterstof wordt ingezet, alle aardgas per 2030 door waterstof wordt vervangen, vraagt het afdekken van de onrendabele top voor IC-OG over de periode 2030 – 2044 een ondersteuning in de orde van cumulatief EUR 250 miljoen als een globale midden-schatting. Daarbij zal de jaarlijkse onrendabele top in de eerste jaren het hoogste zijn. Mochten de waterstofprijzen structureel tegenvallen of juist meevallen, dan werkt dit natuurlijk door in de omvang van de onrendabele top (voor een gedetailleerde gevoeligheidsanalyse, zie het rapport onder 6).

Als een combinatie van blauwe en groene waterstof wordt gebruikt, geldt globaal dat elke 10% bijmenging met groene waterstof dit bedrag van cumulatief ca. EUR 250 miljoen verhoogt met ca. EUR 8 miljoen per jaar.

3 Deze betiteling is meermalen vanuit het Rijk gehanteerd om het commitment aan te geven.



Volledige inzet van groene waterstof resulteert aldus in een onrendabele top van cumulatief (2030-2048) ca. EUR 330 miljoen. De kosten van de aanleg van het regionale distributienet kunnen geschat worden op EUR 40 tot 80 miljoen eenmalig⁴; en de aanpassingskosten van de bedrijven ruwweg EUR 40 tot 60 miljoen eenmalig met een ruime marge van plus of minus 40%. Let wel, alle bovengenoemde getallen dienen te worden beschouwd als eerste ruwe schattingen omdat deze studie een pre-feasibility betreft.

Een overschakeling op waterstof kan dus een succesvolle operatie zijn die vóór 2030 kan zijn voltooid, maar dat vraagt dan wel **snelheid**, omdat het overgangs- en leertraject deze tijd ook wel nodig heeft. Over de mogelijkheden dat bovengenoemde bedragen op één of andere manier beschikbaar kunnen komen zal ook snel meer duidelijkheid moeten komen. Daarbij lijkt het met het oog op de doorlooptijd het meest logisch dat als eerste wordt begonnen met het ontwikkelen van het regionale distributienet. **Gezamenlijkheid** is een tweede factor die de operatie ondersteunt doordat de kosten van het distributienet en allerlei aanpassingskosten en subsidiemodaliteiten dan over een groter volume kunnen worden verdeeld. Een derde factor is **soepelheid** in het op elkaar aansluiten van alle belangen en stakeholders, het opzetten van de vereiste ondersteuning qua financiële middelen, maar ook qua vergunningstrajecten, afhandeling van staatssteunregels en dergelijke.

Bij succes kan het Industriecluster Oost-Groningen één van de eerste regionale waterstofclusters in de eerste Hydrogen Valley van Europa worden. Op die manier kan dit cluster met haar sterke drive om in vergroening en innovatie voorop te lopen, ook op dit punt een belangrijke functie vervullen in het verbeteren van het vestigingsklimaat en de brede welvaart in de regio.

*"Waterstof als heilige graal kenden we,
maar nu komt die optie ook economisch
binnen handbereik."*

Geert Jan Strating - Strating Gevelsteenmeesters

4 Dit betreffen de CAPEX kosten in verband met de aanleg en dus niet de OPEX kosten die gemoeid zijn met: onderhoud, afschrijving, beheer, financiering, winstmarge, e.d. De OPEX kosten worden geacht in de transportkosten te worden versleuteld, al dan niet op basis van gereguleerde tarieven.



1 Inleiding

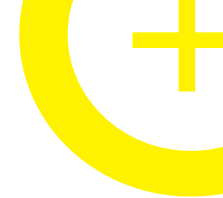
1.1 Aanleiding en urgentie

Vanwege de aardbevingsproblematiek in Groningen en Noord-Drenthe is er nationaal en regionaal de sterke wens om de regio een 'nieuw begin' te geven en daarmee de nationale 'ereschuld' in te lossen. Dit raakt de bevolking in het gebied, maar ook het regionale bedrijfsleven. Vandaar dat het samenhangende en veelomvattende plan 'Nieuwe Energie voor Groningen' is ontwikkeld om het energiesysteem in de regio snel en innovatief te vergroenen en om de regio te doen uitgroeien tot, zoals het door de EU al in 2019 werd betiteld, de eerste Hydrogen Valley van Europa.

Deze studie onderzoekt voor het IC-OG vooral hoe een omschakeling van aardgasgebruik naar de inzet van waterstof met succes kan worden vormgegeven. Omdat dit een veelomvattende en tijdrovende operatie betreft, is er weinig tijd te verliezen om ervoor te zorgen dat deze bedrijven, zodra waterstofleveranties technisch en economisch mogelijk zijn namelijk nog voor 2030, er klaar voor zijn om ook daadwerkelijk op het waterstofnet te worden aangesloten.

Waterstoflevering aan de IC-OG bedrijven is enerzijds vóór 2030 al mogelijk door de verwachte komst van enkele grote producenten van waterstof in de omgeving Eemshaven. Anderzijds wordt dit mogelijk door de aanleg van een nationaal hogedruk waterstofleidingensysteem door Hynetwork Services (de zogenoemde backbone). Deze backbone is naar verwachting voor wat betreft het gedeelte relevant voor deze studie, namelijk het tracé Eemshaven-Veendam, vóór 2030 (en mogelijk al vanaf begin 2029)⁵ operationeel. Hierdoor is – mits een aansluitend distributienet tijdig wordt aangelegd - voor IC-OG de optie ontstaan om hun productieproces te vergroenen via vervanging van de huidige aardgasafname door koolstofarme blauwe en/of groene waterstof. Eventuele leveringen vóór 2030 vereisen wel een voorbereiding in verband met een aansluitend netwerk en aanpassingen in de bedrijfsprocessen en dergelijke, waarmee eigenlijk per heden (2024) al moet worden begonnen. Vandaar dat in deze studie bij wijze van een pre-feasibility studie nu al wordt nagegaan onder

⁵ Zie ook Hynetwork Services, Conceptvoorstel aanpassing uitrolplan Consultatie, 3 juli 2023.



welke voorwaarden genoemde bedrijven als ze dat willen op het waterstofsysteem kunnen worden aangesloten, en wat dit betekent qua voorbereidingen, kosten, planning, regelgeving, enz.

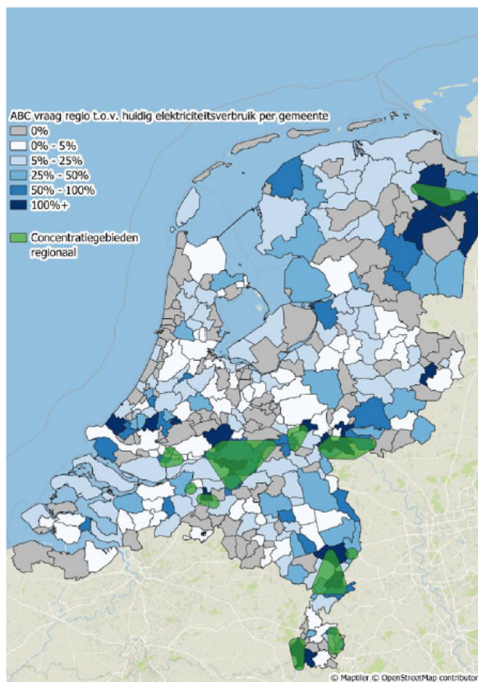
Kortom, aardgas zal onontkoombaar moeten worden vervangen door groenere alternatieven. Dit is echter gecompliceerd, allereerst omdat de mogelijkheden om aardgas op korte termijn door dezelfde moleculen, groengas, te vervangen ernstig beperkt zijn doordat – vanwege de aangekondigde bijmengverplichting voor de gebouwde omgeving – groengas voor grootschalige industriële afname niet meer of alleen op de vrije markt tegen zeer hoge kosten beschikbaar is. Ook is koolstofarme waterstof nog niet beschikbaar vóór 2030 en blijft de betaalbaarheid van groene waterstof tot dan waarschijnlijk voor alle afnemers een serieus knelpunt.

De optie voor de bedrijven om, daar waar dit technisch mogelijk is, aardgas massaal te vervangen door electriciteit is evenzeer lastig omdat dit in de IC-OG regio bij maximale collectieve inzet van elektrificatie een meer dan verdubbeling van de elektriciteitsvraag in de regio zou betekenen (zie figuur 1)⁶. Bij de nu al aanwezige netcongestieproblematiek in de regio is dit dus een gecompliceerde optie. Een eventuele netverzwaring die dit mogelijk zou maken, kan bovendien te lang op zich laten wachten voor sommige bedrijven die sneller willen vergroenen. Op dit moment geldt voor de IC-OG regio volgens de meest recente opgave van TENNET dat er een tekort is aan transportcapaciteit en dat de netbeheerder “de mogelijkheden onderzoekt voor de toepassing van congestiemanagement” (zie capaciteitskaart TENNET⁷).

6 In feite is het effect van elektrificatie in de regio op een toename van het collectieve elektriciteitsgebruik in de IC-OG regio zelfs het sterkst van alle 11 door RVO in hun Hyregionsstudie aangemerkte potentiële waterstofregio's.

7 <https://capaciteitskaart.netbeheernederland.nl/>

Figuur 1: **toename elektriciteitsgebruik als aardgasvraag maximaal wordt ingevuld door middel van elektrificatie**



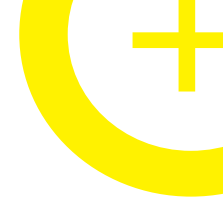
De figuur geeft een illustratie van de impact van de eventuele elektrificatie van de potentiële waterstofvraag van grootverbruikers ten opzichte van de huidige elektriciteitsvraag in een gemeente.

1.2 Scope en afbakening

De analyse beperkt zich qua potentiële afnemers (IC-OG) en aanbieders (Equinor, Engie en RWE) van waterstof tot de relevante spelers in de regio Noord- en Oost-Groningen. Het spreekt voor zich dat zowel aan de aanbod- als vraagkant toekomstige uitbreidingen van partijen denkbaar is, maar in deze eerste pre-feasibility studie is met het oog op de overzichtelijkheid voor de genoemde begrenzing gekozen.

Wel wordt er in de dimensionering van een aan te leggen regionaal waterstof distributienetwerk een zekere over-dimensionering ingecalculeerd, (met name voor de variant waarin sprake is van een stalen leiding van 30 cm) om deze extra capaciteit te kunnen accommoderen, maar alleen voor zover deze zonder noemenswaardige extra kosten toepasbaar is. Ook is ten aanzien van het regionale net verondersteld dat dit wordt uitgerold vanuit één aansluitingspunt op de backbone, namelijk te Veendam/Zuidwending⁸.

⁸ Het is overigens denkbaar dat een vestiging van Avebe elders op de backbone wordt aangesloten, maar van deze optie is verder geabstraheerd.



Voor wat betreft de gehanteerde periode veronderstelt de studie dat de koolstofarme (blauwe) en groene waterstof per 2030 al in voldoende mate beschikbaar is om in de potentiële vraag van IC-OG te voorzien. In de periode tussen heden (2024) en 2030 is verondersteld dat sprake is van een aanpassingsperiode waarin op technisch niveau wordt geëxperimenteerd met de introductie van waterstof bij IC-OG bedrijven. De waterstof kan in die periode uit decentrale bronnen door middel van tube trailers en eventueel zelfs particuliere 'dedicated' pijpleidingen worden aangevoerd.

In de berekeningen van de netto contante waarde van de kostengegevens en voor de bepaling van break-even punten is een tijdshorizon tot aan 2050 gehanteerd. Dit is enerzijds omdat de EU in 2050 net-zero wil zijn voor wat betreft de uitstoot van broeikasgassen; anderzijds is de gehanteerde periode van ruim 25 jaar ruwweg in lijn met de termijn die gewoonlijk gehanteerd wordt voor investeringsbeslissingen⁹. De te onderzoeken waterstofoptie zal in de studie qua kosten en overige condities worden vergeleken met de hypothetische optie waarbij de bedrijven hun huidige energiemix richting 2050 voortzetten. Dit betekent veelal dat aardgas blijft worden gebruikt, maar dat door de regelgeving de afnemers geconfronteerd worden met toenemende kosten per ton CO₂ conform de emissierechten van het EU-ETS en de nationale CO₂-heffing. Het is overigens de vraag of regelgeving een dergelijk scenario richting 2050 over de hele periode zal toestaan gezien de sterke roep om 'van het aardgas af' te raken.

Het accent in de studie ligt op enerzijds de private afweging van de kant van de individuele afnemers; anderzijds op de afweging rond de introductie van waterstof in de regio vanuit maatschappelijk perspectief. Voor beide afwegingen is van belang op welke schaal waarvoor wordt gekozen. Als, om een voorbeeld te geven, alle bedrijven voor wie dat technisch mogelijk is zouden kiezen voor een elektrificatie, kunnen zij collectief mogelijk in de problemen komen door de veroorzaakte netcongestie. Als daarentegen alle bedrijven zouden kiezen voor de waterstofoptie kunnen de condities door het volume dusdanig aantrekkelijk worden dat alle partijen daar voordeel bij hebben. Bij de afweging van individuele bedrijven moet dus eigenlijk de eventuele opstelling van de andere bedrijven worden meegenomen omdat dit kan doorwerken in de resultaten.

Voor wat betreft de private afweging ligt het accent op de gekwantificeerde kostenberekeningen, dus de betaalbaarheid van de in te voeden energie.

9 De genoemde 25 jaar betreft de analyseperiode en staat dus los van de terugverdienperiode waarvoor gewoonlijk een veel kortere periode van 10 jaar of minder wordt gehanteerd voor het type investeringen waar het in deze studie om gaat.

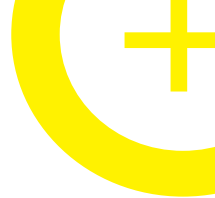
De beide andere aspecten van de energievoorziening, de vergroening en de leveringszekerheid, zullen op kwalitatieve wijze in de beschouwing worden betrokken. Dit wil niet zeggen dat deze aspecten niet uiteindelijk doorslaggevend kunnen zijn. Immers, risico's om achter te blijven in vergroening en vervolgens door beleid te worden ingehaald met als gevolg overhaaste aanpassingen, faillissement of de noodzaak naar elders te moeten vertrekken, kunnen zwaar wegen. Datzelfde geldt voor risico's qua leveringszekerheid, bijvoorbeeld dat onbetrouwbare energielevering of sterk fluctuerende energieprijzen fors negatief doorwerken in de rentabiliteit.

Voor wat betreft de maatschappelijke afweging rond een bredere regionale toepassing van waterstof, zullen enkele aspecten, zoals de lokale regionale werkgelegenheid, kansen op innovatie en het regionale vestigingsklimaat, worden besproken in het besef dat de introductie van waterstof in de regio mede bepaald zal worden op basis van lokale en mogelijk nationale politieke overwegingen, zoals het inlossen van de 'ereschuld' vanwege de aardbevingsproblematiek.

De analyse concentreert zich dus in essentie op de vraag in welke mate de waterstofoptie voor het IC-OG respectievelijk een deelgroep ervan met een duidelijke interesse in waterstofleverantie, extra kosten met zich meebrengt ten opzichte van de huidige wijze van energievoorziening op basis van aardgas. Hierdoor kan ook duidelijker worden nagegaan wat het effect kan zijn van eventuele CAPEX- en OPEX-subsidies voor waterstofafname. Daarmee vallen typische optimaliseringsberekeningen rond de balancerings van een regionale waterstofmarkt of van de mix per bedrijf van blauwe waterstof, groene waterstof en eventueel aardgas al dan niet met deel elektrificatie, buiten de scope van dit onderzoek. Deze issues staan centraal in het voorgenomen vervolgonderzoek rond flexibiliteitsopties.

1.3 Methodologie

De verschillende berekeningen zijn gedaan op basis van een zeer uitgebreid spreadsheetmodel dat specifiek voor dit onderzoek is opgesteld. Voor details van het model (opbouw, samenhang, detaillering, databronnen, enz.) zie opmerking bijlage 2. Het model bevat technische en economische data per individueel bedrijf en uiteraard data omtrent de geprojecteerde prijzen en kosten van energiedragers en de bijbehorende beleidsvariabelen. Uiteraard worden in de verschillende berekeningen de technische begrenzings gerespecteerd die voor de verschillende bedrijven gelden in de sfeer van technische onmogelijkheden om te elektrificeren (bijvoorbeeld vanwege



vereiste hoge temperaturen) of onmogelijkheden om op waterstof over te schakelen (bijvoorbeeld voor bepaalde krachtwerktuigen).

Het model berekent de netto contante waarde van de extra energiekosten van vergroening door, waar deze zich voordoen, deze te disconteren naar 2025, waarbij de gewogen gemiddelde kapitaalkostenvoet als disconteringsfactor wordt gehanteerd. De CAPEX kosten, die zich in de beginperiode concentreren worden op dezelfde wijze gediscoteerd.

De berekeningen met het spreadsheetmodel zijn onderworpen aan een uitgebreide gevoeligheidsanalyse met als doel niet alleen aan te geven welke veranderingen in veronderstelde parameterwaarden het sterkst doorwerken in de eindresultaten, maar ook een indicatie te geven van de vereiste compensatie om tot een per saldo hanteerbare business case voor het IC-OG cluster te komen.

1.4 Opzet studie

De opzet van de studie is als volgt:

- Hoofdstuk 2:** Aanbodperspectieven van blauwe en groene waterstof in de regio.
- Hoofdstuk 3:** Vraagperspectief van koolstofarme en koolstofneutrale waterstof in Noord-Nederland.
- Hoofdstuk 4:** Het model en de berekeningsmethode.
- Hoofdstuk 5:** Waterstoftransport, tracé studie en de diverse transport- en opslagopties.
- Hoofdstuk 6:** Totstandkoming van een regionale waterstofwaardeketen en gevoeligheidsanalyse.
- Hoofdstuk 7:** Het ontstaan van een regionale waterstofdeal en de betekenis vanuit maatschappelijke perspectief.
- Hoofdstuk 8:** Private en publieke ondersteuning voor de totstandkoming van een regionaal waterstofcluster.
- Hoofdstuk 9:** Roadmap waterstofdeal.
- Hoofdstuk 10:** Conclusie.



2

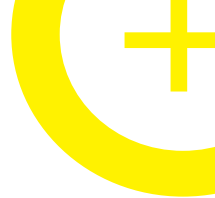
Aanbodperspectieven van blauwe en groene waterstof in de regio

2.1 Rol van productie Eemshaven inclusief combinatie blauw/groen

In de Eemshaven is reeds sprake van een forse concentratie van energiebedrijven zodanig dat circa 30% van alle in ons land afgenomen stroom inmiddels vanuit de Eemshaven loopt. Twee van de energiebedrijven die zich in Eemshaven hebben gevestigd, RWE en ENGIE, hebben inmiddels publiekelijk verklaard om dit of volgend jaar tot een 'Final Investment Decision' (FID) te komen over investeringen in elektrolyzers voor de productie van groene waterstof (capaciteit respectievelijk 50 en 100MW). Daarnaast heeft Equinor een vergelijkbare boodschap afgegeven voor wat betreft een investering in Eemshaven in een ATR-fabriek die in staat is jaarlijks 210.000 ton blauwe waterstof te produceren op basis van aardgas in combinatie met CCS met opslag onder de Noordzee nabij Noorwegen. Indien deze productiecapaciteit tot ontwikkeling komt op basis van de in dit stadium voorziene tijdsschalen, zal per 2030 (en voor groene waterstof wellicht zelfs eerder) koolstofarme en/of groene waterstof in de backbone worden ingevoerd en via een nieuw regionaal distributienet voor de IC-OG bedrijven beschikbaar zijn. Naast de productie van waterstof te Eemshaven is het ook denkbaar dat in de komende jaren bovendien sprake is van invoer van waterstof in het havengebied en/of van decentrale productie in de regio. Van de laatstgenoemde alternatieve of aanvullende bronnen van regionaal aanbod zal in deze studie verder worden geabstraheerd.

2.2 Rol van decentrale productie

In de regio worden een redelijk groot aantal, thans 18, initiatieven uitgevoerd¹⁰, voorbereid dan wel overwogen om (afgezien van Equinor) met behulp van elektrolyzers variërend van één of enkele MW's (bijvoorbeeld Holthausen, Groningen; H2 Hollandia, Nieuw-Buinen; EMMHY, Emmen; Vepa, Emmen; initiatieven van GETEC en EURUS, te samen 50MW bij Nedmag



Veendam¹¹), of richting 100MW (VoltH2, Delfzijl; H2eron, Delfzijl; Oosterhorn Hydrogen; Djewels, Delfzijl; Eemshydrogen, Eemshaven; Energiepark Eemshaven; Hycarb, Delfzijl, Oranjewind, onderdeel van Hollandse Kust West tender) tot eventueel GW-schaal (NortH2, Eemshaven; H2M, Eemshaven; HyNetherlands, Eemshaven; Lhyfe, Delfzijl) in de toekomst groene en blauwe waterstof te produceren. Een groot aantal van deze productielocaties is erop gericht om de waterstof in de regio toe te passen of verder te verwerken. In dat geval kan men spreken van decentrale productie. Voor de meeste grootschalige productie-eenheden geldt echter dat deze in hoofdzaak produceren voor de markt en dus naar verwachting gebruik zullen maken van de backbone voor transport naar verder weg gelegen regio's.

Het lijkt niet onwaarschijnlijk dat in de testfase voor waterstoftoepassingen bij enkele IC-OG bedrijven een directe koppeling wordt gelegd met nog nader te bepalen decentrale units voor de toelevering van waterstof.

2.3 Alternatieve opties van energieaanbod

Om de energievoorziening te vergroenen is vanuit het perspectief van de IC-OG productielocaties de economisch en technische vermoedelijk meest fundamentele keuze die tussen de inzet van elektronen of moleculen. Soms is deze keuze mogelijk, maar voor sommige bedrijven is de inzet van moleculen onontkoombaar gezien de vereiste temperaturen voor de productie (waarbij in de praktijk wel als ballpark

10 Zie de HyRegions waterstofkaart, 2024 (<https://waterstofkaart.missieh2.nl/nl/>). In deze studie is binnen een cirkel van 50 kilometer rond Veendam onderzocht welke 18 waterstofproductielocaties konden worden gelokaliseerd. Zie ook Investeringsplan Waterstof Noord-Nederland 2024. (<https://www.hynorth.nl/nieuws/aanzienlijke-groei-van-45-van-kansrijke-initiatieven-in-noord-nederland>).

11 Deze elektrolysecapaciteit die wordt opgesteld vlakbij de Nedmag locatie, wordt vanaf 2026 en 2027 voor Nedmag ingezet om de introductie van waterstof stapsgewijs uit te testen.

getal de grens van 400 graden Celsius wordt gehanteerd). Kiest men voor elektrificatie, dan betekent vergroening de inzet van groene stroom. Kiest men voor moleculen, dan betekent vergroening de inzet van groene of blauwe waterstof of van groen gas op basis van biomassa dan wel vergelijkbare synthese.

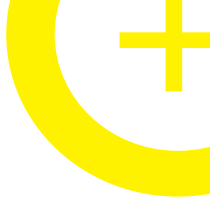
Voor veel locaties kan het interessant zijn meerdere opties open te houden om binnen het technisch en economisch haalbare de energiemix te kunnen variëren en zo de energievoorziening te optimaliseren afhankelijk van de verschillende prijsprofielen per energiedrager. Op die manier kunnen bedrijven in feite flexibilitiediensten aanbieden en dus de vergoeding daarvoor incasseren. Ook biedt de optie voorlopig aardgas en waterstof te kunnen mengen mogelijkheden tot een gefaseerde vergroening en daarmee kostenbesparingen.

2.4 Aanbodcondities

Doordat de levering van blauwe en groene waterstof aan het IC-OG cluster nog niet aan de orde is, is het lastig om nu al duidelijkheid te geven over de uiteindelijke aanbodcondities in termen van prijs per kilogram, druk, kwaliteit, beschikbaarheid van leidingverbindingen en dergelijke. Ondanks dat circuleren al wel officieuze schattingen van de prijzen waartegen de waterstof te zijner tijd kunnen worden aangeboden, waarbij voor blauwe waterstof ranges van 3,75 – 4,5 EUR/kg worden gehanteerd en, althans volgens een recent TNO/NLHydrogen rapport¹², voor groene waterstof van ruwweg boven het dubbele daarvan (zelfs inclusief subsidie).

Wat betreft de druk waarop de waterstof kan worden aangeleverd hanteert HNS een ontwerpdruk van 66.2 bar(g) met een operationele druk van 30 – 50 bar voor het hogedruk transportnet (HTL). Voor het regionale transportleidingnet (RTL) voor waterstof zijn de drukken nog niet gespecificeerd maar wordt bijvoorbeeld voor de Kickstarter (de waterstofleiding tussen Eemshaven en Delfzijl) een drukrange van 8 – 16 bar (begindruk 16 bar) gehanteerd. De bestaande regionale distributieleidingen (8 bar) kunnen op korte termijn nog niet vrij gemaakt worden voor transport van waterstof. Daardoor zal voor het regionale distributienet naar de IC-OG bedrijven een nieuw netwerk aangelegd moeten worden.

12 TNO/NLHydrogen, Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands, juni 2024.



Daar wordt net zoals bij de Kickstarter, uitgegaan van een drukrange van 8 – 16 bar.
Kwaliteit: Voorlopig wordt er, conform een recente (juni 2024) Kamerbrief van minister Jetten, voor transport via de backbone een minimale kwaliteitseis met betrekking tot de zuiverheid van 99.5% aangehouden voor waterstof.



3

Vraagperspectief van koolstof- arme en koolstof neutrale waterstof in Noord-Nederland

3.1 Positie van de verschillende bedrijven in de regio (Cluster 5 en 6)

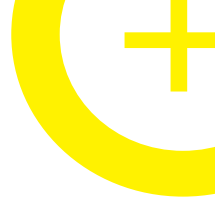
In de regio's Groningen en Drenthe tezamen kunnen een aantal industriële clusters worden onderscheiden met de volgende aardgasafname in 2023:

- Cluster 5 gebied Eemshaven-Delfzijl heeft een jaarlijkse afname van aardgas van circa 540 miljoen m³.
- Het Getec-cluster in Drenthe heeft een jaarlijkse afname van circa 85 miljoen m³,
- de Suikerunie in Groningen heeft een afname van 85 miljoen m³,
- Het IC-OG heeft een jaarlijkse afname van ongeveer 215 miljoen m³,
- de overige Cluster 6 bedrijven in Groningen en Drenthe verbruiken samen ca. 90 miljoen m³.

De totale aardgas afname van de industriële bedrijven in Groningen en Drenthe komt jaarlijks uit op een volume in de orde van 1 bcm. Dit correspondeert met een jaarlijkse CO₂ uitstoot van circa 1,9 Mton. Uit dit alles kan worden afgeleid dat de aardgasafname evenals de CO₂ uitstoot van IC-OG ruim 20% uitmaakt van dat van de totale regionale industrie van Groningen en Drenthe tezamen.

Let wel in de genoemde data zijn niet de aardgasafname van de energieproducenten RWE, ENGIE en Attero opgenomen, omdat deze bedrijven geacht worden zich te beperken tot energieconversie en dus niet behoren tot de categorie industriële afnemers.

De positie van de IC-OG bedrijven is uiteraard gevoelig voor de verwachte snelle toename van de CO₂ beprijzing. Immers de relevante hoogte van de CO₂ kosten ook voor deze bedrijven wordt bepaald door de vastgestelde som van de fluctuerende EU-emissieprijzen en de eveneens fluctuerende in het klimaatakkoord afgesproken Nationale CO₂-heffing. Deze heffing is op 1 januari 2021 ingegaan. Het doel ervan is om te borgen dat het doel van het Klimaatakkoord, namelijk dat de industrie in 2030 haar jaarlijkse CO₂ uitstoot ten opzichte van 1990 met 14,3 Mton CO₂ heeft verminderd, wordt behaald.



De heffing loopt in de tijd op basis van indexering op. Daarbij is bepaald dat vanaf 2024 de verhoging van de som van de EU-emissieprijs en CO₂-heffing jaarlijks EUR 12,69 bedraagt. Hierdoor zullen bij ongewijzigd beleid de uiteindelijke CO₂-kosten (in 2024 EUR 74,17) in 2030 zijn opgelopen tot EUR 150,31 per ton. Het is realistisch te veronderstellen dat ook daarna de jaarlijkse verhogingen op deze wijze worden doorgezet. Deze ontwikkeling is dus ook voor de IC-OG bedrijven een extra prikkel om te proberen snel 'van het aardgas af' te raken.

3.2 Vraagontwikkeling afhankelijk van opstart en uitrolprocessen

Voor alle IC-OG vestigingen in de regio lijkt het interessant om de mogelijkheid te hebben te kunnen aansluiten op een regionaal waterstofnet, gesteld dat dit net tegen relatief gunstige voorwaarden CO₂-neutrale of -arme energie kan leveren. Bovendien, hoe sneller zo'n net er ligt, hoe sneller de bedrijven hun drive om snel te verduurzamen kunnen omzetten in daden. Zelfs als vestigingen de voorkeur geven aan elektrificatie op onderdelen, dan nog kan een dergelijke aansluiting interessant zijn, omdat immers niemand kan voorspellen hoe de waterstofprijzen zich in de toekomst gaan ontwikkelen ten opzichte van de prijzen van elektriciteit. Dit zelfde geldt voor de leveringszekerheid van beide energiedragers.

Het hebben van verschillende opties is voor de vestigingen dus een asset in zichzelf. Vandaar het idee om zo snel mogelijk voor de regio een dergelijk waterstofnet te ontwikkelen.

Deze keuzemogelijkheid geldt niet voor alle vestigingen in gelijke mate. Zoals eerder vermeld moeten enkele van de IC-OG bedrijven vanwege te behalen hoge temperaturen hoe dan ook bij vergroening overschakelen op groene moleculen. In theorie zou dit kunnen door aanvoer van groen gas op basis van biomassa of anderszins via vergelijkbare groene syngassen. Door de recente bijmengverplichting per 2026 van groene gassen in het aardgas voor de gebouwde omgeving, is de vraag op termijn naar groen gas en gerelateerde certificaten al zo toegenomen,

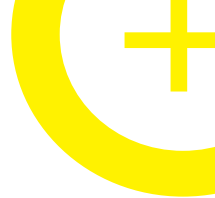
dat deze optie voor de industriële toepassingen inmiddels financieel onhaalbaar is geworden. Dit betekent dat voldoende groene moleculen in de toekomst eigenlijk alleen kunnen worden verkregen via de blauwe of groene waterstofroute.

Bedrijven die op technische gronden vastzitten aan waterstof als toekomstige groene energiebron, zullen over het algemeen tijd nodig hebben om van aardgas naar waterstof over te schakelen, omdat dit aanpassingen in de bedrijfsprocessen (boilers, branders, leidingen, enzovoort) vraagt, maar ook omdat andere gassamenstellingen gevolgen kunnen hebben voor de productkwaliteit. Een bekend voorbeeld is de verandering van kleur en gespikkeldheid van bakstenen als gevolg van het overschakelen van aardgas naar waterstof. Om die reden zal men vaak bij wijze van een langdurig testproces productieprocessen geleidelijk willen aanpassen. Dit impliceert, voorafgaand aan een eventuele volledige overschakeling op waterstof als energiebron, een langdurig testtraject waarbij ook de aanlevering van de waterstof bij geleidelijk oplopende bijmengpercentages via maatwerk zal moeten worden geregeld. Deze overgangperiode, minimaal tot aan 2029, biedt ook de tijd om alle verdere faciliteiten te kunnen regelen.

Dezelfde overgangperiode biedt daarnaast de ruimte om meer ervaring te krijgen met zaken zoals vergunningstrajecten, veiligheidsprocedures en – trainingen, congestie op het elektriciteitsnet of de ontwikkeling van nieuwe technische toepassingen zoals flexibele branders en boilers die kunnen functioneren op verschillende brandstofmengsels.

3.3 Mogelijke acceptabele condities van waterstoflevering (prijs, volume, opschaling, enz.) per ontwikkelfase

Vaak wordt aangenomen dat een eventuele overschakeling op waterstof alleen acceptabel is als de prijs ervan niet wezenlijk hoger uitvalt dan gebruik van aardgas, rekening houdend met de daaraan gekoppelde penalty vanwege de CO₂ uitstoot. Zolang er geen verplichting is om 'van het aardgas af te gaan', is dit een redelijke aanname. Ondanks dat zullen bedrijven toch tijdig willen anticiperen op toekomstige situaties waarin aardgas aanzienlijk duurder wordt of zelfs niet meer mag. Hierdoor is er geen eenduidig prijsniveau voor aardgas en waterstof waarbij een afnemer al dan niet zal besluiten op waterstof over te schakelen.



Bij lange-termijn beslissingen rond de eigen energievoorziening richting waterstof zal men een beeld willen hebben van de prijzen en andere condities waarmee men wordt geconfronteerd bij het overschakelen naar waterstof. Om die reden is in het kader van deze studie een uitgebreid spreadsheetprogramma ontwikkeld met daarin projecties van alle relevante kostencomponenten. Hierin zijn de beschikbare kostengegevens en -ranges verwerkt van de productie, het transport, de opslag en de verschillende toepassingen van waterstof, maar ook elektriciteit, zodanig dat gemakkelijk allerlei gevoeligheidsanalyses kunnen worden toegepast.

De eventueel af te nemen volumes waterstof per bedrijf kunnen eenvoudig worden bepaald door de conversie van kubieke meters aardgas naar kilo's waterstof. De daarbij te hanteren conversiefactor kan enigszins variëren afhankelijk van de betreffende volumina, maar daarvan is in deze studie verder geabstraheerd. Als wordt uitgegaan van de heroïsche veronderstelling dat alle huidige aardgasafname wordt vervangen door de afname van waterstof¹³, zou de totale theoretische waterstofafname van het IC-OG cluster uitkomen op circa 56.000 ton per jaar (vergelijk het verwachte jaarlijkse productievolume blauwe waterstof van Equinor van 210.000 ton per jaar en circa 15.000 tot 20.000 ton per jaar groene waterstof van RWE en Engie tezamen¹⁴). Zouden in een minimum scenario bijvoorbeeld alleen typisch bedrijven die onder hoge temperaturen produceren en dus gassen nodig hebben, zoals Nedmag en Strating, overschakelen op waterstof, dan zou de afname in de regio ongeveer 10.000 ton per jaar bedragen¹⁵. In de werkelijkheid zal de afname dus tussen de 10.000 en 56.000 ton per jaar inliggen, ook doordat het realistisch is te veronderstellen dat de bedrijven soms deels en stapsgewijs zullen overstappen op waterstof, maar deels ook zullen elektrificeren.

13 Dit is een vergaande veronderstelling, omdat het aannemelijk is dat sommige van de bedrijven in meer of mindere mate hun huidige aardgasverbruik zullen vervangen door elektrificatie of voorlopig inzetten op het bijmengen van aardgas met waterstof, enz.

14 Dit getal zal in de praktijk waarschijnlijk lager uitvallen doordat een deel van de groene waterstof in Delfzijl wordt afgezet.

15 Voor het geval alle bedrijven zouden beslissen om in 2030 alleen 15% waterstof bij te mengen, een technisch vrij eenvoudig door te voeren optie, en voor het overige te blijven draaien op aardgas resulteert een waterstofafname van ca. 8.300 ton per jaar. Zouden alle technisch eenvoudige bijmengpercentages voor het cluster worden toegepast, dan zou een afname resulteren van 15.200 ton per jaar (berekening IC-OG).

3.4 Diverse kostencomponenten aan de vraagzijde, inclusief in verband met testen en netwerkaansluiting

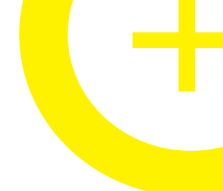
Aan de vraagzijde vormen de kosten van de energie voor het productieproces vaak een belangrijke kostencomponent. De mate waarin verschilt uiteraard per bedrijf, maar voor de meer energie-intensieve bedrijven van het IC-OG cluster kan dit percentage oplopen naar ongeveer 35%. Ter vergelijking, in een TNO-studie van 2021 is voor de gehele zoutverwerkende industrie berekend dat de energiekosten circa 40% van de kostprijs van het eindproduct uitmaken.

De energiekosten per bedrijf kunnen uiteraard in de loop van de tijd sterk fluctueren, maar gewoonlijk zijn deze fluctuaties ruwweg vergelijkbaar ongeacht de energiedrager vanwege de arbitrage op de energiemarkt. Dit betreft echter niet de component in de energieprijzen die is gerelateerd aan de sterk oplopende CO₂-penalty's. Hierdoor zullen de kosten van het gebruik van aardgas steeds meer stijgen ten opzichte van het gebruik van duurzame alternatieven zoals groene en blauwe waterstof (de blauwe waterstof van Equinor wordt overigens gekenmerkt door een 95% emissiereductie van CO₂ en is daardoor qua CO₂ uitstoot vrijwel identiek aan groene waterstof).

De bovengenoemde energiekosten kunnen, ongeacht hoe precies vormgegeven, alle worden beschouwd als OPEX kosten, dus variërend in de tijd en continue. Daarnaast vergen aanpassingen in de energievoorziening CAPEX kosten, dus eenmalige kosten om een al dan niet additionele alternatieve energievoorziening mogelijk te maken. Dit betreft in hoofdzaak kosten die gemoeid zijn met de nieuwe energieaanvoer enerzijds, en die welke gekoppeld zijn aan de aanpassingen in het productieproces, met name bij de ketels en de branders, anderzijds.

Voor wat betreft de CAPEX kosten in verband met de aansluiting op het waterstofnet als zodanig, gelden de aansluitkosten op het publieke net (de zogenaamde publieke transport- en netwerkkosten) en daarnaast mogelijk de private kosten verbonden aan de aansluiting van het bedrijf op dat publieke net. Deze laatstgenoemde kosten variëren uiteraard afhankelijk van de specifieke bedrijfssituatie.

Naast bovengenoemde kosten in verband met het aansluiten op nieuwe vormen van energie, zijn er ook nog de kosten in verband met het uittesten van de doorwerking van nieuwe energievormen in het totale bedrijfsproces. Wanneer bijvoorbeeld bedrijven overschakelen van aardgas op waterstof, kan dit gevolgen hebben voor het productieproces en daarmee eigenschappen van het eindproduct. Dit geldt uiteraard ook bij het overschakelen van aardgas naar



stroom. Om de voorziene overgang naar andere energiedragers goed en bovendien veilig te doen verlopen is dus vaak een langdurig pilot- en testproces nodig, wat als zodanig leidt tot extra kosten, die in de totaalberekening van de optimale energievoorziening ook moet worden meegenomen. Deze eenmalige kosten zijn voor het totale IC-OG cluster 'over de duim' en op basis van vertrouwelijke informatie geschat op cumulatief ruwweg EUR 40 tot 60 miljoen¹⁶ met een ruime marge van zo'n 40%; het is logisch dat de bedrijven die fungeren als pioniers ook voor deze additionele kosten op zoek gaan naar compensatie.

3.5 Flexibiliteitsdiensten en de vraag naar waterstof

Een aspect van de energierekening van bedrijven, dat in de toekomst mogelijk aan betekenis gaat toenemen met de uitbreiding van 'intermittent' opwekcapaciteit, is of bedrijven in staat zijn flexibiliteitsdiensten te bieden dan wel bijdragen aan het flexibiliteitsprobleem. Door het grillige karakter van wind en stroom wordt het op de elektriciteitsmarkt lastiger om vraag en aanbod zodanig te matchen dat het elektriciteitsnet in balans blijft. Hierdoor ontstaan grilliger patronen in de elektriciteitsprijzen en zelfs regelmatig negatieve prijzen, hetgeen de optie biedt aan afnemers om tegen een bonus energie af te nemen. Naar de mate dat bedrijven in staat zijn om hun afname, of eventueel toelevering, van stroom flexibeler te variëren, dalen daarmee de energiekosten. Bedrijven die in principe baseload willen produceren, maar daarbij in staat zijn te switchen tussen de elektrische en moleculaire energietoevoer, kunnen aldus functioneren als bron van flexibiliteit en daarmee hun totale energiekosten beperken. Doordat brander-technologieën die genoemde flexibiliteit mogelijk maken steeds meer beschikbaar komen, is het van belang dat bedrijven dit soort opties in hun lange termijnstrategie meenemen¹⁷.

Hoe meer opties qua energievoorziening een bedrijf heeft en hoe makkelijker en sneller men kan switchen, hoe meer men als flexibiliteitsprovider kan verdienen¹⁸.

16 Hierin zijn overigens niet alle eventuele kosten die verband houden met 'denoxen' meegenomen.

17 Het is natuurlijk interessant om te speculeren op een individuele flexibiliteitsbonus, maar tegelijkertijd is het van belang te beseffen dat deze bonus kan verdampen wanneer het aanbieden van flexibiliteitsdiensten algemeen wordt toegepast.

18 Voor een recent literatuuroverzicht van wat waterstof kan betekenen om flexibiliteitsdiensten te bieden voor het elektriciteitsnet, zie Menéndez-Agudin, et al., 2022; voor een recente analyse van de mogelijkheden van Demand Side Response van Nederlandse bedrijven en die van omringende landen, zie TenetT, 2021; en voor een informatiesysteem omtrent deze optie, zie TenneT en Guidehouse, 2022.

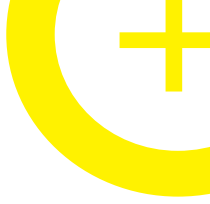
Het kan voor bedrijven dus in sommige gevallen¹⁹ interessant zijn om toegang tot de aardgas- en stroomvoorziening zo lang mogelijk te behouden, terwijl men voor de baseload toch overschakelt op waterstof. Zodra de prijzen van de aardgasoptie of van stroom (soms negatieve prijzen) voldoende aantrekkelijk zijn, kan men op die energiedragers tijdelijk overstappen en omgekeerd. Waterstof kan, wil men die flexibiliteit hebben, niet via de bestaande aardgasleiding worden aangevoerd, en het productieproces moet de verschillende energiedragers aankunnen.

Eigen conversie- en opslagfaciliteiten van energie, zoals eigen elektrolyse- of batterij-capaciteit, kan dus een interessante optie zijn in de portefeuille van mogelijkheden om flexibiliteitsdiensten te leveren. Goedkope electriciteit kan dan worden opgeslagen voor gebruik later en omzetting via elektrolyse biedt dan daarnaast de mogelijkheid electriciteit vooral in te zetten op momenten dat de prijs daarvan laag of zelfs negatief is. In dit rapport staat de vraag centraal hoe de toepassing van waterstofleveranties aan het IC-OG zich qua private en maatschappelijke kosten, vergroening en leveringszekerheid verhoudt tot het continueren van de aardgasoptie. Omdat bij de toepassing van waterstof ook het effect van eventuele flexibiliteitsdiensten zoals opslag en een variërende energiemix van belang is, zal hiertoe door HyXchange, TNO, Berenschot en NEC een separate op IC-OG toegespitste studie worden uitgevoerd (gereed voorjaar 2025).

3.6 Synergie-effecten en opschaling en verdere uitrol naar andere waterstoftoepassingen

De publieke CAPEX kosten die samenhangen met het aansluiten van een reeks bedrijven op bijvoorbeeld het waterstofnet, zullen over het algemeen schaalgevoelig zijn: hoe meer bedrijven een aansluiting zoeken en hoe groter het volume te leveren waterstof, hoe meer de vaste kosten kunnen worden verdund per afnemer. In deze studie is verondersteld dat als het net gereguleerd is de eventuele risico's als gevolg van tegenvallend netgebruik voor rekening en risico van de overheid of aggregator komen.

¹⁹ Of een duaal energiesysteem – op elektronen en moleculen – rendabel is, hangt van de situatie in het bedrijf af. Voor de meeste bedrijven lijkt dit geen serieuze optie te zijn.





4

Het model, de berekeningsmethode en de waarden van de base case 2030-2050

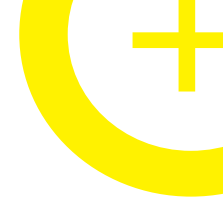
Voor het IC-OG cluster is allereerst als base case projectie voor het totaal van de vestigingen nagegaan hoeveel de collectieve energiekosten verschillen als men per 2030 de geprojecteerde afname van aardgas zou vervangen door blauwe waterstof. Bij het bepalen van de omvang van de onrendabele top in de base case is de gediscoteerde waarde gehanteerd van de 'zuivere' compensatiekosten, dit wil zeggen zonder de kosten in verband met de risico's voor de aggregator zijnde de entiteit verantwoordelijk voor het afdekken van de marktrisico's. (Voor een uitvoerige toelichting hierop, zie 8.4.)

In de diverse projecties op basis van het model zijn de tijdreeksen gehanteerd voor aardgas, blauwe waterstof en de hoogtes van de CO₂ kosten (inclusief de CO₂-heffingen die de Nederlandse overheid toepast boven op de ETS prijs) zoals gebruikt door Hynetwork Services²⁰. De aanpassingen die vervolgens op deze tijdsreeksen zijn toegepast zijn gebaseerd op de specifieke situatie die voor het IC-OG gebied gelden:

- Dit betreft allereerst de praktijk dat bedrijven aardgas via TTF-termijncontracten inkopen en daardoor tegen lagere prijzen dan de PBL-niveaus. Voor 2030 betreft het verschil EUR 14 per MWh; voor 2034 EUR 10 per MWh. Om die reden is, als conservatieve aanname, verondersteld dat het prijsniveau waartegen de bedrijven aardgas kunnen inkopen duurzaam EUR 10 per MWh onder dat van de PBL-projecties ligt.
- Daarnaast is voor wat betreft de prijzen van de blauwe waterstof aangesloten bij de door het Trinomics²¹ rapport genoemde prijzen, die op dit moment ongeveer EUR 0,72 per kg hoger liggen dan de PBL-niveaus (2025: EUR 3,03/kg). Verondersteld is dat dit verschil over de gehele periode van

20 Hynetwork Services is het dochterbedrijf van Gasunie dat verantwoordelijk is voor het waterstofnetwerk. Zij gebruiken deze data ook voor hun publieke H₂ calculator.

21 Trinomic rapport Assessment of policy instruments for hydrogen in the Netherlands | Rapport | Rijksoverheid.nl.



blijvende aard is. Deze zelfde verhoging is ook toegepast op de gebruikte PBL reeks voor groene waterstof.

- Ten aanzien van de CO₂ kosten in geval van het gebruik van aardgas is verondersteld dat de toename ervan zoals deze in ons land beleidsmatig is ingezet tot 2030, zich doorzet over de beschouwde periode²². Daarbij is van belang op te merken dat verondersteld is dat bedrijven geen aardgas meer zullen afnemen, zodra de blauwe waterstof goedkoper is dan aardgas. In de basisvariant van het model is dat het geval in 2044. In andere varianten kan dit jaar aanzienlijk eerder liggen.

Tenslotte is verondersteld dat de bedrijven jaarlijks 1% energie-efficiënter kunnen worden, en hun energieafname navenant daalt. Dit percentage is ruwweg in lijn met de historische trend voor de totale economie.

Hieronder is in figuur 2 voor de base case projectie weergegeven hoe de kosten van het gebruik van aardgas zich verhouden tot die van het gebruik van blauwe waterstof. Uit de figuur blijkt allereerst dat de kosten van blauwe waterstof tot het midden van de jaren 2040 weliswaar hoger uitvallen dan die van aardgas, maar ook dat het prijsverschil vanaf het begin in 2030 (ca. EUR 30/MWh) vrij snel afneemt tot ongeveer EUR 10/MWh in 2040. Rond 2044 wordt de waterstofvariant goedkoper dan de aardgas variant. De reden is dat de CO₂ kosten dan zover zijn gestegen dat de totale CCS kosten per ton CO₂ worden overschreden. Uiteraard kan dit ook eerder het geval zijn als de CCS-kosten blijken sneller lager uit te vallen en dit volledig in de prijs van blauwe waterstof wordt doorberekend.

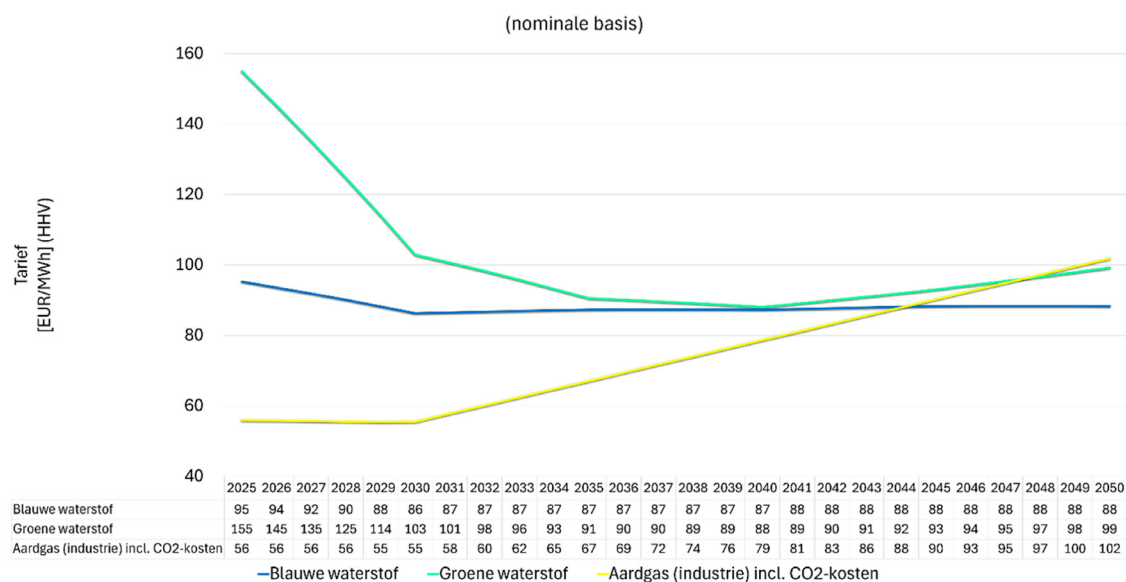
Stel dat men uitgaat van deze gegevens en ook van de gedachte dat de IC-OG

22 In deze studie is geabstraheerd van de verhoging van de industriële CO₂-heffing voor grootverbruikers naar veel hogere niveaus (EUR 216/tCO₂) dan de genoemde EUR 150/tCO₂. Deze verhoging zal bovendien door het in juli 2024 aangetreden kabinet Schoof worden teruggedraaid.

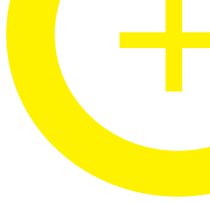
ondernemers alleen op blauwe waterstof willen overschakelen als deze niet duurder is dan wat ze zouden betalen voor aardgas inclusief de CO₂ kosten²³. Wat zou in dat geval dan de totale compensatie moeten zijn over de onrendabele top om aan deze voorwaarde te kunnen voldoen **voor het theoretische geval dat alle IC-OG aardgasafname wordt vervangen door waterstof?** Deze onrendabele top, berekend op basis van de netto contante waarde van het onrendabele gedeelte over 2030-2044 blijkt uit te komen op EUR 432 miljoen (zie hierna ook hoofdstuk 6 voor een gevoeligheidsanalyse). Let wel, dit bedrag dekt dus ook de risicopremie vanwege de onzekerheden (waarop de aggregator vanuit haar primaire taak zich kan richten); zonder deze komt de onrendabele top uit op ca. EUR 253 miljoen. In de base case in deze studie is van dit laatstgenoemde getal uitgegaan.

Voor zover IC-OG bedrijven besluiten te vergroenen door elektrificering in plaats van door over te schakelen op blauwe waterstof, of voor zover bedrijven besluiten na 2030 langer door te gaan met de inname van aardgas of mengsels van aardgas en waterstof, valt het bovengenoemde bedrag uiteraard lager uit. De mate waarin dit het geval zal zijn is nog onzeker, maar zou men dit deel schatten op x %, dan daalt de onrendabele top ruwweg evenredig.

Figuur 2: **Prijsprojecties aardgas en blauwe waterstof 2025 – 2050**²¹



Bron: H2 Calculator, h2calculator.com met in acht name van de in de tekst genoemde aanpassingen.



23 Het betreft prijzen vanaf backbone en omvat dus niet kosten in verband met transport en opslag of eventuele interne aanpassingskosten.



5

Waterstoftransport, tracé studie en de diverse transport- en opslagopties

5.1 Kosten van waterstofnetwerk en individuele aansluitingen per tracé

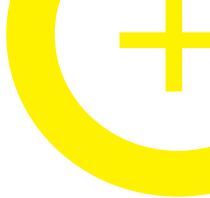
In het waterstofproject rond het IC-OG is verondersteld dat het qua kosten en timing haalbaar is dat de bedrijven op basis van één aansluiting op het nationale waterstofhogedruknet (backbone) van Hynetwork Services (HNS, de H₂ TSO aangewezen door EZK), per 2029 via een regionaal distributienet op het waterstofnet kunnen worden aangesloten. Daartoe is, vanuit de gedachte dat mogelijk alle negen IC-OG bedrijven en hun veertien aansluitpunten op het waterstofnet worden aangesloten, een tracéstudie verricht die alle genoemde aansluitpunten verbindt met een nieuw aan te leggen regionaal waterstofdistributienet (zie figuur 3)²⁴.

Voor de meeste bedrijven is naar verwachting het aangeboden drukniveau voldoende voor de bedrijfsvoering. Waar dat niet zo is (met name AVEBE dat drukniveaus richting 23 bar zegt nodig te hebben), zal een aanpassing aan de installatie nodig zijn, bijvoorbeeld door het toevoegen van een compressor.

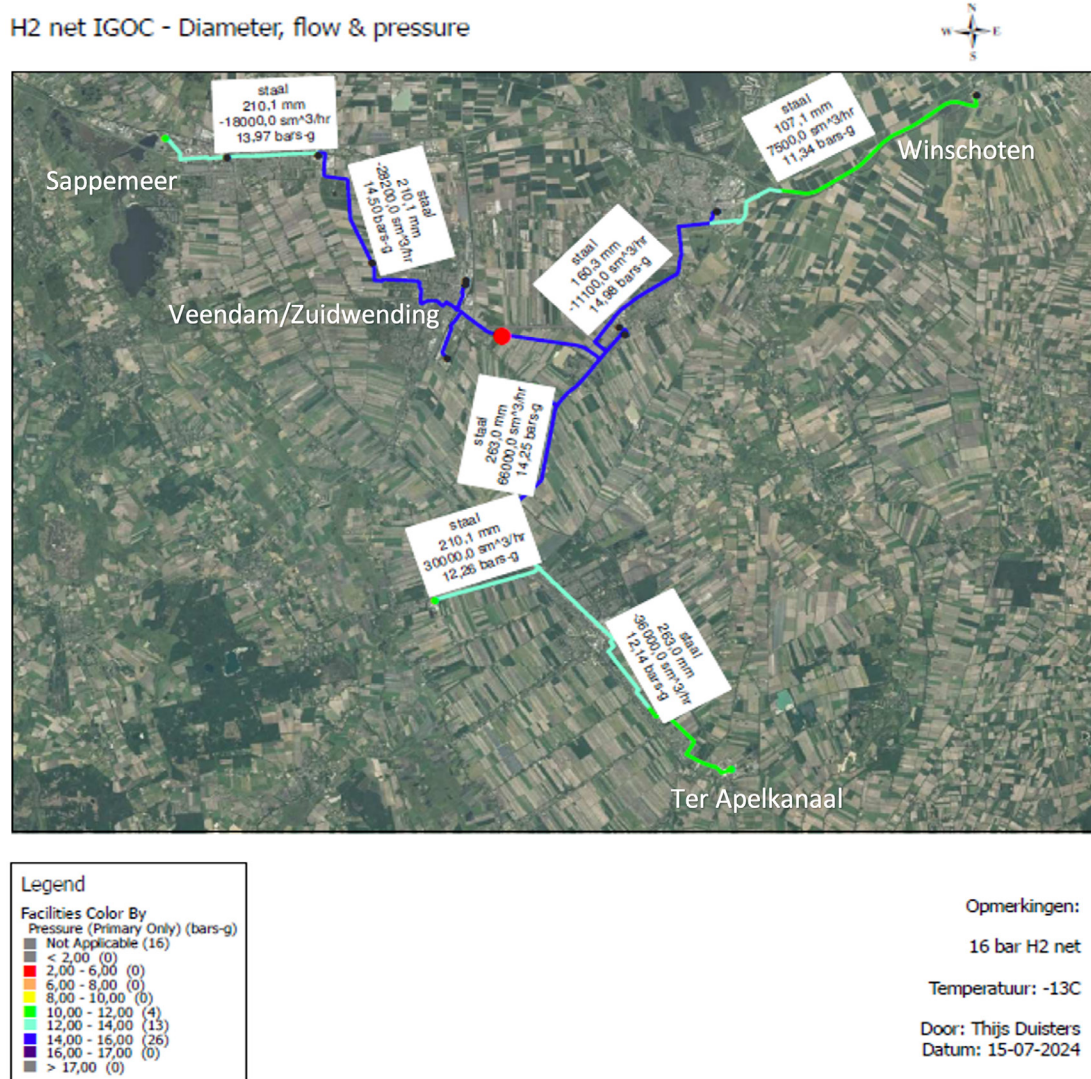
De aanlegkosten van het genoemde netwerk, dat een totale lengte heeft van ca. 90 km, worden inclusief de aansluiting op de backbone in een eerste zeer ruwe en voorlopige schatting geschat op circa 60 miljoen euro. Bij een veronderstelde afschrijvingstermijn van 30 jaar zoals deze door netbeheerders wordt gehanteerd²⁵, betekent dit een jaarlijkse afschrijving van EUR 2 miljoen. Zou de aanleg van het net op basis van projectfinanciering plaats vinden, dan is de afschrijvingstermijn uiteraard veel korter, zeg 10 jaar, en zou jaarlijkse afschrijving navenant hoger uitkomen. Naast de genoemde aanlegkosten, welke een CAPEX-karakter hebben, zijn er uiteraard de jaarlijkse OPEX kosten die samenhangen met onderhoud en dergelijke.

24 Voor een kostenberekening van het geprojecteerde net, zie bijlage 3.

25 Gasunie hanteert zelfs een afschrijvingstermijn van 55 jaar.



Figuur 3: PrijsTracéstudie Enexis waterstofnetwerk IC-OG



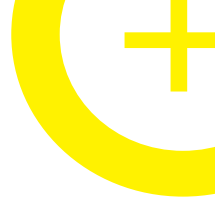
In de berekening van de transportkosten is hierboven verondersteld dat een nieuw leidingenstelsel specifiek voor waterstoftransport wordt aangelegd en dus geen bestaande aardgasinfrastructuur wordt benut. De laatstgenoemde optie is namelijk in dit geval niet aanwezig. Het voordeel van deze aanpak is dat het bedrijven in staat stelt zelf naar believen waterstof en aardgas te mengen. Dit kan niet alleen voor de bedrijven heel interessant zijn vanuit economisch perspectief, maar ook cruciaal met het oog op het interne conversieproces.

Voor waterstof mogen leidingen overigens van kunststof zijn, waardoor de kosten wellicht lager kunnen uitkomen dan bij stalen leidingen. Kunststofleidingen wegen minder, vereisen minder laswerk en kunnen mede daardoor sneller worden aangelegd dan hun alternatieven. Ook heeft kunststof geen last van beïnvloeding door elektrische spanningen en kunnen invoedpunten voor waterstof relatief gemakkelijk worden aangebracht. Echter, op dit moment is nog geen ideale kunststofleiding gevonden die de genoemde voordelen combineert met de gewenste diameter, drukniveau en kwaliteit.

Dus, als voor kunststofleidingen zou worden gekozen, zoals in het Kickstarter project, zal het vanwege de standaard kleinere diameters van 15 cm nodig zijn meerdere waterstofleidingen naast elkaar te leggen. In plaats van één stalen leiding van 30 cm, zullen dan voor een vergelijkbare transportcapaciteit 4 leidingen van 15 cm nodig zijn. Hierdoor ontstaat wel de optie dat verschillende niveaus van zuiverheid kunnen worden toegepast, bijvoorbeeld een hoger niveau voor de mobiliteit en grondstofgebruik en een lager niveau voor de industriële verbranding. Echter, bij de ICOG-bedrijven wordt de waterstof voor verbranding gebruikt.

5.2 Kosten van transport in de opstartfase

Omdat de overschakeling van aardgas naar waterstof als energiebron technisch complex kan zijn doordat diverse apparatuur moet worden aangepast of vervangen, zullen alle bedrijven die voor deze overschakeling kiezen een overgangperiode doormaken waarin wordt uitgetest hoe het aardgas door waterstof te vervangen. De ervaring uit het cluster leert dat dit een proces van 3 tot 5 jaar kan beslaan gedurende welke periode bijvoorbeeld via pilots of door stapsgewijze bijmenging geëxperimenteerd wordt met waterstof gedreven processen. In deze opstartfase zal men dus over vaak beperkte volumina waterstof moeten kunnen beschikken.



Omdat in de opstartfase bij afwezigheid van de backbone de waterstof dan wel op basis van eigen kleinschalige productie (kleine elektrolyser op eigen terrein of in nabijheid), dan wel door aanvoer met tubetrailers beschikbaar moet komen, liggen de kosten per kuub transport uiteraard aanzienlijk (meer dan 10x, zie bijvoorbeeld Hyregions, 2024) hoger dan in geval van leidingaansluiting. Los daarvan kan in de opstartfase ook sprake zijn van een gefaseerde uitrol van het net, waarbij successievelijk verder gelegen worden toegevoegd (zie hierover ook 8.4).


5.3 Relatie tussen transport- en opslagkosten per afnemer en totale (regionale) afname per tracé

Vooralsnog is onduidelijk welke partijen de kosten in verband met de waterstofnetaansluitingen zullen dragen. Het is denkbaar dat hiervoor regionale subsidies beschikbaar komen. Het is ook denkbaar dat op termijn de transport- en opslagkosten uitgezonderd de individuele aansluitkosten via gesocialiseerde tarieven over de totale nationale groep waterstofafnemers worden uitgesmeerd. Als deze kosten (in een niet gereguleerd regime) toch neerslaan bij de afnemers, de IC-OG bedrijven, dan hebben deze bedrijven er individueel en collectief belang bij dat zoveel mogelijk bedrijven uit het cluster kiezen voor waterstof. Overigens zijn de bovengenoemde aansluitkosten, vergeleken met de totale energiekosten en de interne kosten in verband met de omschakeling, gering, de genoemde EUR 1,5 miljoen gemiddeld per jaar. Vergelijkt men deze kosten bijvoorbeeld met de huidige jaarlijkse aardgas (inclusief ETS) kosten van alleen al een bedrijf als Nedmag, namelijk circa 26 miljoen euro, dan is duidelijk dat de aansluitkosten van het cluster op het distributienet waterstof relatief gering zijn.

Wie betaalt hoeveel voor het transport van waterstof?

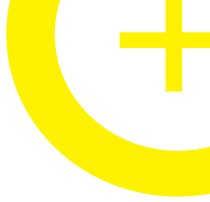
Het is uiteindelijk een politieke vraag of en hoe de kosten in verband met een waterstofnetaansluiting voor bedrijven worden afgerekend. Het is op dit moment nog onduidelijk of de regionale netbeheerders de wettelijke taak van KGG toegewezen krijgen om waterstof te mogen distribueren. Als de netbeheerders deze taak niet krijgen, kunnen ook commerciële partijen deze taak op zich nemen. Deze keuze heeft vanzelfsprekend grote gevolgen voor de betaalbaarheid van dit netwerk. Een gereguleerd netwerk zal langere afschrijvingstermijnen kunnen hanteren en gemakkelijker risico's kunnen afdekken in overleg met KGG.

Ook doordat de IC-OG waterstofcasus mogelijk een specifieke pilot status kan gaan krijgen, is op voorhand niet te zeggen waar de kosten in verband met het waterstofnet zullen neerslaan. Ook lijkt het logisch dat de aanleg van het regionale distributienet voor waterstof als pilot kan rekenen op publieke ondersteuning omdat



dit het gebruik van waterstof in de regio bevordert en er in dit geval ook nog toe bijdraagt dat werkgelegenheid behouden blijft en allerlei duurzame initiatieven in de regio (H2 Hollandia, Nieuw-Buinen en H2-Agri, Stadskanaal, Hystock, Corre-Energy, GZI Emmen, enz.) worden geactiveerd.

Wel is van belang dat de theoretische aansluitkosten per afnamelocatie zullen afhangen van het uiteindelijke aantal afnemers. In de Hyregions studie van RVO (p. 44) is ervanuit gegaan dat minimaal 100 ton waterstof per kilometer per jaar moet worden getransporteerd om de transportkosten beneden het niveau van EUR 0,50 per kilo te kunnen houden. Voor het geprojecteerde 88 km distributienet voor het IC-OG cluster betekent dit dat als alle huidige aardgasafname van het cluster wordt vervangen door waterstof, dus sprake is van een jaarlijks waterstofvolume van circa 56.000 ton, de transportkosten zullen dalen naar circa EUR 0,08/kg waterstof. Omgekeerd betekent dit dat de bovengenoemde EUR 0,50/kg pas opwaarts wordt overschreden als minder dan circa 10.000 ton waterstof jaarlijks door het cluster zou worden afgenomen.





Totstandkoming van een regionale waterstofwaardeketen en gevoeligheidsanalyse

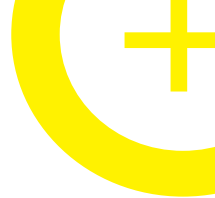
Een aantal factoren zal naar verwachting in belangrijke mate doorwerken in de economische resultaten van het cluster en zijn om die reden onderworpen aan een gevoeligheidsanalyse. Op die manier wordt duidelijk hoe veranderende veronderstellingen kunnen uitwerken. Op basis van een bepaling van de belangrijkste waardedrijvers van het cluster met behulp van het spreadsheetmodel, zijn een aantal gevoeligheden geselecteerd voor nadere analyse.

Daarbij is als algemene notie het volgende van belang om te melden. Bij het bepalen van de onrendabele top voor de verschillende scenario's in de gevoeligheidsanalyse is steeds verondersteld dat alle IC-OG bedrijven per 2030 hun totale aardgasopname volledig vervangen door waterstof. Deze aannames zijn te beschouwen als extremen. Immers niet alle bedrijven zullen hun aardgasafname per 2030 al volledig vervangen door waterstof; dit kan ook later. Doordat het waterstofnet separaat is van het aardgasnet, kunnen zij naar believen kiezen voor bijmengscenario's of eventueel deels ook elektrificatie. Naar de mate dat de waterstofinzet om die reden voor het IC-OG geringer is dan in de berekeningen verondersteld, zal dus ook de absolute waarde van de onrendabele top geringer uitvallen. Hiervoor zijn geen separate scenario's ontwikkeld. De weergegeven omvang van de onrendabele top is daardoor steeds een maximale waarde.

De gevoeligheid van de onrendabele top

De gevoeligheid van de onrendabele top op de volledige vervanging van aardgas door waterstof door het complete cluster (gedisconteerd over 2025 - 2050) is onderzocht voor:

1. De CO₂ kosten per 2030 zijn beleidsmatig bepaald op EUR 150 per ton CO₂ en zullen daarna zeer waarschijnlijk doorstijgen. In het basisscenario is verondersteld dat dit tot 2050 het geval is. Het is echter ook mogelijk dat deze stijging zich niet zo lang zal doorzetten, om wat voor reden dan ook. Vandaar dat de omvang van de onrendabele top ook is berekend onder de veronderstelling dat de jaarlijkse verhoging die tot 2030 wordt gehanteerd van EUR 12,7 per ton CO₂ slechts wordt doorgezet tot 2035.



Het belangrijkste resultaat van deze (gecombineerde) gevoeligheidsanalyse voor de omvang van de onrendabele top is als volgt:

- Als de reële CO₂ kosten jaarlijks met EUR 12,7 per ton CO₂ stijgen tot slechts 2035, stijgt de onrendabele top naar ca. EUR 368 miljoen. De eenvoudige reden is dat in deze scenario's het aardgas op termijn goedkoper blijft dan in het basisscenario bij een gelijkblijvende veronderstelde kostprijs van de blauwe waterstof. Doordat in dit scenario er slechts geringe prikkels zijn om in de energietransitie door te zetten, en dus het risico bestaat dat bedrijven te lang bij aardgas 'blijven hangen', is het de vraag hoe realistisch dit scenario is.
2. Het deel van de waterstof opname dat groen is. Vooralsnog is blauwe waterstof goedkoper dan groene, maar tegelijkertijd wordt Europees beleid voorbereid voor de industrie, nader in te vullen door de lidstaten, waarbij grijze waterstof per 2030 voor minstens 42% moet worden vervangen door RED III conforme en dus groene waterstof; dit percentage wordt richting 2035 nog verhoogt tot minstens 60%. Hierdoor kan het nodig zijn een deel van de blauwe waterstof te vervangen door groen. De vraag is hoe gevoelig de onrendabele top is voor het bijmengen vanaf 2030 van de blauwe waterstof met de voorlopig nog duurdere groene waterstof. Daartoe is achtereenvolgens verondersteld dat 10%, 20%, 42% oplopend naar 60%, en 100% groene waterstof de blauwe waterstof vanaf 2030 vervangt. De PBL-prijs van de groene waterstof is daarbij met eenzelfde percentage verhoogd als de PBL prijs van blauwe waterstof.

Het resultaat van de gevoeligheidsanalyse geeft aan dat de onrendabele top door vervanging van blauwe waterstof door groene waterstof aanzienlijk kan toenemen.

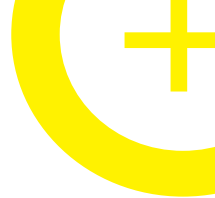
- Bij een 'bijmengpercentage' van 10% stijgt de onrendabele top naar EUR 261 miljoen en bij 20% naar EUR 269 miljoen. De verklaring is dat het model aanneemt dat de groene waterstof over de hele periode tot 2050 duurder is dan aardgas en ook dan blauwe waterstof, en dus de hele periode blijft bijdragen aan de uitbouw van de onrendabele top.

- Een scenario met daarin de Europese percentages rond de groengas bijmengverplichting (42% per 2030 en 60% per 2035) leverden een onrendabele top op van EUR 300 miljoen. Ruwweg verhoogt elke 10% bijmenging met groene waterstof ten opzichte van de base case de onrendabele top met ca. EUR 8 miljoen. Een belangrijke bedenking bij dit resultaat is dat recente studies over projecties van de prijs van groene waterstof, zoals die van TNO²⁶ (2024), veel hogere kostprijzen (tot EUR 12-14 per kg) suggereren dan de gehanteerde PBL-data suggereren. Voor zover dit klopt, kan de onrendabele top uiteraard serieus verder oplopen.
- Bij 100% inzet van groene waterstof resulteert een onrendabele top van ca. EUR 330 miljoen.

3. De actuele prijs van waterstof in de loop van de tijd. In de analyse zijn de prijzen van blauwe en groene waterstof gehanteerd, zoals deze worden gebruikt door Hynetwork Services, omdat deze weer gebaseerd zijn op (een extrapolatie van) de Klimaat en Energie Verkenningen van het Rijk. Het is echter denkbaar dat in de loop van de tijd de feitelijke waterstofprijzen anders uitvallen, bijvoorbeeld doordat de CCS kosten of elektrolysekosten sneller dalen dan verwacht, of juist omgekeerd veel minder snel.

Om die reden zijn vanuit het basisscenario twee scenario's doorgerekend, namelijk een scenario waarin waterstofprijzen tot 2050 20% hoger uitvallen dan verondersteld in het basisscenario, en een scenario waarin omgekeerd 20% lagere prijzen zouden gelden. De onrendabele top bleek in die gevallen EUR 498 miljoen respectievelijk EUR 78 miljoen te bedragen. De gevoeligheid van de onrendabele top voor fluctuerende waterstofprijzen is dus vergeleken met het bedrag in het basisscenario van EUR 253 miljoen, vrij aanzienlijk, vooral bij tegenvallende waterstofprijzen. De verklaring is dat bij hogere waterstofprijzen waterstof tot 2050 duurder blijft dan aardgas. Een dergelijk scenario is daardoor beleidsmatig minder waarschijnlijk. Omgekeerd, bij lagere waterstofprijzen, wordt waterstof al in 2036 goedkoper dan aardgas, zodat de onrendabele top zich daarna niet verder opbouwt. Hierdoor blijft de onrendabele top in dat geval aanzienlijk kleiner dan in de base case.

26 <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/rapporten/2024/05/30/bijlage-1-tno-2024-r10766-evaluation-of-the-levelised-cost-of-hydrogen-based-on-proposed-electrolyser-projects-in-the-netherlands-definitief>



4. De mate waarin de risico's rond een compensatieregime voor de onrendabele top worden afgedekt. Als op één of andere wijze door een overheid garanties worden afgegeven voor het geheel of ten dele compenseren van de onrendabele top voor het vanaf 2030 inzetten van waterstof (ter vervanging van aardgas), ontstaan daarbij risico's voor die overheid doordat niet zeker is hoe lang en dus hoeveel middelen hiervoor moeten worden gereserveerd. De compensatie bestaat dus analytisch gezien uit twee componenten, de zuivere compensatie en de risicopremie in verband met onzekerheid. Als beide componenten voor rekening van één en dezelfde entiteit komen, kan de som van beide volstaan. Als echter de componenten bij verschillende entiteiten in rekening worden gebracht, kan het zin hebben beide te scheiden. Vandaar dat beide in de gevoeligheidsanalyse zijn onderscheiden.

In het midden-scenario (blauwe waterstofkostencurve snijdt aardgas plus CO₂-kostencurve in 2044) resulteerde gediscoteerde compensatiebedragen zonder en met in acht name van de kosten in verband met risico's van respectievelijk EUR 253 en 432 miljoen. In deze studie is bij de specificatie van de base case van de onrendabele top uitgegaan van het eerstgenoemde getal, EUR 253 miljoen. Voor overwegingen rond het afdekken van genoemde risico's, zie ook 8.2 hierna.

5. De kosten in verband met de aanleg en het gebruik van het regionale distributienet. De kosten van de aanleg van dit net zijn met een vrij grote onzekerheidsmarge (geschat 40%) omgeven; ditzelfde geldt voor de mate waarin de kosten van dit net op de afnemers zullen worden afgewenteld.

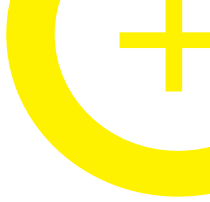
De totale kosten van het net zijn echter, ongeacht de precieze omvang ervan, vrij gering vergeleken met die van de onrendabele top, zeker wanneer men zoals voor dit soort gereguleerde infrastructuur gebruikelijk, afschrijvingstermijnen van 30 jaar hanteert. Voor de afnemers zijn uiteindelijk vooral de transporttarieven die zij moeten betalen van belang. Betreft dit gereguleerde tarieven dan zullen deze lager uitvallen dan wanneer het net op projectbasis en ongereguleerd is aangelegd. Meestal zal in een gereguleerde situatie het risico rond de vraag of sprake is van voldoende netgebruik door de overheid worden gedragen, zodat de gebruikers daar verder weinig van merken. Kortom de belangrijkste gevoeligheid voor de afnemers lijkt te zijn of voor de netdiensten al dan niet gereguleerde tarieven gelden. Bij regulering zullen de transportkosten dus per saldo weinig veranderen doordat in feite het transportkostenregime geldt zoals dat voor de vervangen transportdiensten voor aardgas ook al gold.

De bovenstaande gevoeligheidsanalyse is hieronder in een overzichtelijke tabel samengevat (tabel 1).

Tabel 1: **Overzicht gevoeligheidsanalyse ORT**

Casus	wRT (MEUR) cumulatief	Periode ORT
Base case	254	2030-2044b
CO ₂ -kosten aardgas stijgen slechts tot 2035	368	2030-2050b
10% groen bijmengen	261	2030-2044b/2048g
42% (tot 2035) en 60% daarna groen bijmengen	300	2030-2044b/2048g
100% groene waterstof	330	2030-2048g
Waterstofprijzen 20% hoger dan base case	498	2030-2050b
Waterstofprijzen 20% lager dan base case	78	2030-2036b
Kosten marktrisico's volledig voor rekening afnemers	432	2030-2044b

b = blauwe waterstof; g = groene waterstof





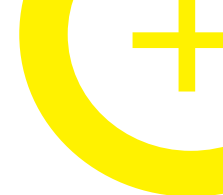
Het ontstaan van een regionale waterstofdeal en de betekenis vanuit maatschappelijke perspectief

7.1 Effect op behoud en uitbreiding van industriële activiteit en werkgelegenheid in de regio

De oplopende energieprijzen en recentelijk ook de energiecrisis die is ontstaan door het conflict rond Oekraïne hebben, zoals ook elders, ook sporen achtergelaten in de energie-intensieve industrie van het aardbevingsgebied (Groningen en Noord-Drenthe). Bedrijven zoals Aldel, vestiging Hyzon Motors, NEG, zijn inmiddels failliet gegaan of gesloten (Solidus Hoogkerk); belangrijke verwachte investeringen in bijvoorbeeld de groene waterstofeconomie, zoals van een North2, zijn voorlopig on-hold gezet. Van de fossiele sector is bijvoorbeeld de in de regio gevestigde NAM al gesloten, gaat Gasterra over twee jaar sluiten en is de capaciteit van Gasunie behoorlijk gereduceerd. Kortom, sommige onderdelen van de energiesector en de energie-intensieve industrie in de regio hebben het lastig. Tegelijkertijd zijn er ook tal van fitte en dynamische spelers in de regio die actief inzetten op versnelde vergroening en innovatie en de regio daarmee een nieuw elan en perspectief bieden. De vaak energie-intensieve IC-OG bedrijven behoren tot deze laatste categorie en sommige ervan kunnen worden gezien als regionale 'parels van bedrijvigheid'.

De waterstofeconomie in de ruimste zin des woords lijkt dit nieuwe perspectief te kunnen bieden, geïllustreerd door het feit dat de regio vijf jaar geleden is uitgeroepen tot de eerste Europese Hydrogen Valley, maar ook door het feit dat de grootste Europese energiebedrijven uit de omringende landen, Equinor, Vattenfall, RWE en ENGIE hebben aangegeven in de regio forse waterstofinvesteringen te willen doen. Dit perspectief werkt ook door in tal van andere initiatieven rond waterstof, zoals voor wat betreft de productie aangegeven in 2.2, maar ook in de regionale toepassingen van waterstof in de industrie, het transport en de gebouwde omgeving.

Met de verwachte komst van Equinor maar ook door de waterstofinitiatieven van ENGIE en RWE te Eemshaven als spelers en leveranciers van grote volumes koolstofarme en groene waterstof in de regio, wordt het genoemde elan en perspectief stevig versterkt, maar neemt ondertussen de maatschappelijke druk vanuit de regio ook toe om ervoor te zorgen dat de grote investeringen



ook vruchten afwerpen in de regio zelf en niet door doorvoer qua effect aan de regio voorbijgaan. De notie dat het IC-OG als samenhangend cluster toegang krijgt tot serieuze volumes van in eigen regio geproduceerde waterstof versterkt het profiel van de regio als waterstofgebied.

Het is opvallend dat bij het nemen van beslissingen over energie infrastructuur een maatschappelijke kostenafweging op basis van alle opties van het energiesysteem vaak ontbreekt. In situaties waarin er capaciteitstekorten ontstaan of dreigen te ontstaan in het elektriciteitsnet, wordt vaak aangenomen dat dergelijke problemen uiteindelijk alleen kunnen worden opgelost – afgezien van wat korte-termijn oplossingen zoals het activeren van demand-side flexibiliteit en dergelijke – door middel van een verzwaring van het elektriciteitsnet. Een alternatieve oplossing, zoals het introduceren van bijvoorbeeld waterstof leveranties, wordt vaak niet overwogen, laat staan dat goed wordt doorgerekend welke van beide opties, net verzwaring dan wel waterstof levering, uiteindelijk de laagste maatschappelijke kosten en of hoogste leveringszekerheid genereert. Voor een studie die aantoont dat de combinatie elektrolyser- en batterij-capaciteit per saldo lagere maatschappelijke energiekosten opleveren in een geval van aanbodcongestie op het stroomnet, zie HyDelta 2 D4.2, 2023²⁷

In de situatie van het IC-OG lijkt zich de vrij unieke situatie te gaan voordoen dat de waterstof-optie voorhanden ligt voor alle bedrijven die zich in het clustergebied en ook het omringende gebied bevinden. Immers enkele bedrijven in de regio zullen in het kader van de vergroening van het productieproces om technische redenen (de vereiste temperaturen) met grote waarschijnlijkheid gebruik willen en ook moeten maken van toekomstige waterstofleveranties ter vervanging van het gebruik van aardgas. Uitbreiding van de waterstofleveranties naar andere bedrijven in de regio is daardoor relatief eenvoudig en tegen overzienbare kosten te realiseren. Om die reden leent de IC-OG casus zich er bij uitstek toe om te

27 HyDelta 2.0 D4.2: Cost-benefit analysis of various short-term supply-side E-grid flexibility options in local areas in comparison to conventional grid-expansion techniques, 2023.

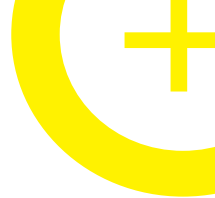
bepalen hoe de maatschappelijke kosten, mate en snelheid van vergroening en de leveringszekerheid van de optie van netverzwaring zich verhouden tot de optie van de waterstofleveranties. Enexis geeft in hun overzicht van de investeringsplannen voor de periode 2024-2033 heel gedetailleerd aan waar welke knelpunten voor afname en opwek in het elektriciteitsnet wordt verwacht en wat men van plan is daaraan te doen (bijlage 1), maar gaat daarbij uit van een voortzetting van de huidige energieprofielen (en dus niet van het hypothetische geval van massale elektrificering van IC-OG).

7.2 Effect op vergroening, betaalbaarheid en leveringszekerheid van de regionale energievoorziening

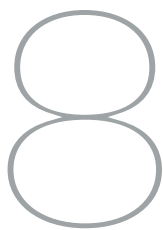
Een belangrijk potentieel voordeel van een waterstofroute van IC-OG bedrijven is de snelheid waarmee dit kan worden toegepast. Bij de huidige planning is het mogelijk dat vanaf 2029 de bedrijven van het cluster over de volumes waterstof kunnen beschikken die zij wensen. Dit veronderstelt dat dan zowel de backbone als het distributienet er liggen, dat het aanbod van waterstof er is, dat de vereiste ondersteuning is vastgesteld, en dat de bedrijven hun interne processen op waterstof tijdig hebben voorbereid en ingericht. Dit alles in ruim 5 jaar te realiseren is ambitieus, maar bij doelgericht handelen niet onmogelijk.

Een belangrijk ander voordeel van de waterstofroute voor de regionale industrie is dat issues rond leveringszekerheid zoals te verwachten rond het stroomnet niet waarschijnlijk zijn. De verwachting is immers dat waterstof volcontinu kan worden geleverd²⁸. Omdat volgens opgave van Equinor in hun ATR-proces minimaal 95% van de koolstof uit het aardgas kan worden afgevangen en opgeslagen, is de beschikbare waterstof qua CO₂-footprint van vergelijkbare kwaliteit als waterstof uit hernieuwbare energie met behulp van elektrolyse. De genoemde waterstof mag niet groen worden genoemd omdat die kwalificatie gereserveerd is voor waterstof uit hernieuwbare bronnen; voor de CO₂-footprint kan blauw echter gelijkwaardig zijn aan groen.

28 Overigens zal de intermittency van de stroomlevering aan elektrolysers en daarmee die van de levering van groene waterstof aanzienlijk minder problematisch zijn, zodra, zoals de bedoeling is, na 2035 de groene stroom ook van de 'koperen plaat' kan worden afgenomen. Hierdoor ontstaan meer elektrolyse-draaiuren en dus een kostendaling voor groene waterstof.



De betaalbaarheid van de waterstof hangt uiteraard af van de beschikbare ondersteuning. Het wegnemen van de kosten van de onrendabele top zou natuurlijk een zeer belangrijke ondersteuning zijn van de betaalbaarheid van de waterstof. Een snelle collectieve overschakeling op waterstof heeft daarnaast het voordeel dat men niet te lang 'blijft hangen' in het gebruik van aardgas en daardoor wordt onderworpen aan de snel stijgende CO₂-heffing.



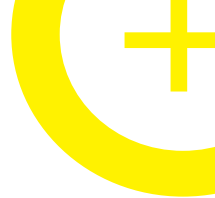
Private en publieke ondersteuning voor de totstandkoming van een regionaal waterstofcluster

8.1 Vereiste ondersteuning voor het matchen van vraag en aanbod en de rol van de aggregator

Binnen de EU worden op diverse plaatsen systemen ontwikkeld en toegepast om de waterstofmarkt in Europa van de grond te krijgen door de kloof tussen aanbod- en vraagprijzen met subsidies te overbruggen. Vooral voor de introductie van groene waterstof zijn de kostprijzen nog zodanig (ruwweg en afhankelijk van subsidies richting EUR 10 per kg) dat afnemers zonder dwang niet bereid en in staat zijn deze te betalen. Omdat voortzetting van aardgasgebruik bij de huidige niveaus van CO₂-penalty's (< EUR 100 per ton CO₂) een equivalent kostenniveau impliceren van rond de EUR 2 tot 3 per kg, willen bedrijven de groene waterstof vaak nog niet toepassen, ook omdat de extra kosten niet kunnen worden doorberekend.

Met de komst van een grootschalig aanbod van blauwe waterstof kan dit beeld veranderen doordat deze waterstof naar verwachting op afzienbare termijn al kan worden aangeboden tegen minder dan EUR 4 per kg. De 42% verplichte toepassing van groene waterstof in de industrie per 2030, voorziet echter nog niet in de mogelijkheid dat dit percentage ook kan worden ingevuld met zo goed als koolstof neutrale blauwe waterstof.

Hoe dan ook, het gat tussen wat de aanbieder vraagt en de vrager maximaal kan bieden voor waterstof zal met compensatie worden gedicht. Binnen Europa lijkt er de voorkeur voor te bestaan de omvang van het gat op basis van wederzijdse tenders (dus aan zowel de vraag- als de aanbodkant) te bepalen om windfall opbrengsten te minimaliseren. Het H2Global concept dat hiervan uitgaat is inmiddels op nationale schaal in Duitsland al operationeel en wordt ondersteund door de Europese Commissie. Inmiddels is bekend dat dit concept ook regionaal kan worden toegepast en zelfs dat de H2Global organisatie een dergelijke toepassing voor het IC-OG cluster bereid is te ondersteunen. Daarmee verschilt Europa van de benadering in de VS waar men heeft gekozen voor een meer generieke OPEX-compensatie per kg. Doordat de contracttermijn van de waterstofafname (meestal lange-termijn) en die van de waterstofaankoop (typisch korte-termijn) verschilt, ontstaat er een risico van



mismatch tussen vraag- en aanbodvolume. Vandaar dat er een aggregator in het proces wordt aangewezen, waarvan het de primaire taak is om dit soort risico's te dragen. Marktpartijen kunnen dit risico namelijk niet dragen.

Voor wat betreft de leveranties van waterstof aan het IC-OG cluster is een betrouwbare en neutrale aggregator die ook de steun heeft van de subsidiërende overheid, zoals EBN, dus cruciaal. De aggregator kan naast haar primaire taak om marktrisico's af te dekken, ook de opdracht krijgen om eventuele risico's van niet-levering of insolventie af te dekken. Of daarnaast de aggregator ook een rol kan gaan spelen bij de toewijzing van eventuele compensatiemiddelen, dan wel dit wordt overgelaten aan gespecialiseerde uitvoeringsorganisaties zoals RVO, is nog niet duidelijk. Het is daarnaast nog onduidelijk, of, mocht rond het IC-OG cluster sprake zijn van een erkende pilot, men kan en mag kiezen tussen een Europese en VS-benadering van de subsidiering. De Europese benadering voorkomt windfall gains zoveel mogelijk, maar is bewerkelijk en gecompliceerd, zeker voor eerste pilots; de VS-benadering is eenvoudig en snel toe te passen, maar daardoor wellicht ook wat 'slordiger' in haar effect.

8.2 De rol van de aggregator en de diverse risico's

Zoals gezegd is de betaalbereidheid voor waterstof in de komende jaren lager dan de kosten voor het produceren ervan (ruwweg tussen EUR 10 en 12 per kg voor groene waterstof). Aanvullend daaraan zijn ombouwkosten voor de gebruikers van waterstof hoog. Om dit terug te verdienen zouden de inkoopkosten voor waterstof zelfs aanmerkelijk lager moeten zijn. Het verschil tussen dit gewenste kostenniveau en de daadwerkelijke kosten wordt ook wel de Onrendabele Top (ORT) genoemd. Blauwe waterstof kan deze ORT verlagen, maar deze zal – zeker met de verplichting van de REDIII – blijven bestaan. Deze ORT zal met een vorm van subsidie moeten worden gedicht. Het gaat dan om een geldstroom van de overheid die sowieso zal plaatsvinden als het project volgens plan wordt uitgevoerd.

Echter, ook als er subsidies zijn toegekend blijven er marktrisico's verbonden aan het overstappen naar waterstof, zowel aan de productie als de vraagzijde. Deze risico's

ontstaan bijvoorbeeld doordat de contractduur bij inkoop verschilt van die bij verkoop van waterstof. Hiervoor zijn maatregelen nodig waarbij de overheid geen kosten maar risico's absorbeert.

In paragraaf 8.3 zal nader ingegaan worden op de eerste vorm van steun. In paragraaf 8.4 op de tweede vorm, waarbij de oplossing van een aggregator aan bod komt.

8.3 Onrendabele top

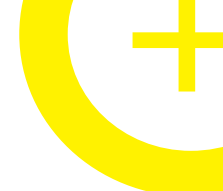
Het meest gebruikelijke instrument om de onrendabele top te compenseren zijn overheidssubsidies. Dit kunnen CAPEX-subsidies zijn, waarbij de overheid een gedeelte van de investeringen (al dan niet direct) voor haar rekening neemt. Voorbeelden daarvan zijn te vinden in innovatiesubsidies en demonstratiesubsidies (zoals de DEI+). Het kunnen ook exploitatiesubsidies zijn, waarbij subsidie wordt uitgekeerd als er daadwerkelijk geproduceerd wordt (zoals de SDE++).

Zoals hiervoor is aangegeven is de ondersteuning van de onrendabele top voor een serieuze aanloopperiode, bijvoorbeeld minimaal 10 jaar, een basisconditie voor tot stand brengen van een regionaal waterstofcluster op redelijk korte termijn. Ondersteuning in verband met de kosten van het aan te leggen waterstofnetwerk en eventueel de interne aanpassingsprocessen kan dit van geval tot geval versterken.

Mocht sprake zijn van het wegnemen van risico's die ontstaan door het gat tussen vraag- en aanbodprijs, oftewel de onrendabele top, dan is het belangrijk dat dit proces wordt uitgevoerd door een betrouwbare en neutrale aggregator die ook de steun heeft van de subsidiërende overheid. EBN lijkt hiertoe de meest logische kandidaat.

8.4 Risico's en de mogelijke rol van een aggregator

Plannen lopen echter zelden zoals verwacht. Dat brengt ons op risico's. Zelfs als de ORT met subsidies is aangevuld blijven deze in het geval van waterstofproductie- en gebruik aanwezig. Eén van de uitdagingen bij het ontwikkelen van een duurzame waterstofmarkt is dat de ontwikkeling van het aanbod en de vraag in de toekomst nog onzeker is. De onzekerheid wordt vergroot door de grote invloed van regelgeving en beleid op de toekomstige volumes en prijzen en het feit dat die regelgeving nog niet uitontwikkeld en dus ook onzeker is. Investeerders hebben onvoldoende vertrouwen dat de overheid de huidige plannen om zal zetten in de benodigde regelgeving, het



benodigde beleid en de daarmee samenhangende financiële instrumenten met daarbij behorende budgetten. Dit maakt dat aan zowel de aanbod als de vraagkant investeringen uitblijven in afwachting van wederzijdse commitment. Hiervoor kan een 'aggregator' worden ingezet.

8.4.1 Wat is een aggregator?

In dit document wordt een aggregator gedefinieerd als een partij die risico's afdekt in verband met de totstandkoming van een waterstofmarkt. Hierbij gaat zij lange-termijn inkoopcontracten aan om aanbod te stimuleren en koopt voor lange termijn een gegarandeerd volume in, tegen vaste of in ieder geval voorspelbare prijzen. Deze volumes worden – al dan niet tegelijkertijd, al dan niet voor dezelfde looptijd – verkocht aan afnemers.

In veel gevallen is de betalingsbereidheid voor groene en koolstofarme (blauwe) waterstof lager dan de productiekosten voor. In deze gevallen kan een aggregator eventueel ook een rol in subsidieverstrekking spelen. Dit betekent dat een aggregator, met behulp van de overheid, het verschil tussen de verkoop en inkoopprijs (de 'onrendabele top') bijpast. Dit is echter geen inherent onderdeel van de aggregatorrol. Voor het kanaliseren van subsidies zijn ook andere mogelijkheden. Daarnaast moet een aggregator om deze rol te kunnen spelen hiervoor (extra) financiële middelen toegewezen krijgen van een overheidspartij.

8.4.2 Hoe kan het bestaan van een aggregator de markt helpen ontwikkelen?

Een aggregator kan op de volgende manieren helpen om een waterstofmarkt te helpen ontwikkelen:

- **Afnamerisico overnemen** – Door voor lange termijn en tegen een vaste (of in ieder geval goed voorspelbare) prijs waterstof af te nemen, neemt de aggregator het afnamerisico weg van de waterstofproducent. Dit maakt het voor investeerders in productie makkelijker om kapitaal aan te trekken en een investeringsbeslissing te nemen. Er is naar verwachting voldoende beschikbaar investeringskapitaal als deze risico's door een aggregator worden weggenomen.
- **Portfolio-effect helpt om risico's te verlagen** – Door het samenbrengen van verschillende bronnen van vraag en aanbod wordt het relatieve risico op overschotten of tekorten kleiner. Dit is omdat overschotten en tekorten in een grote portfolio vaker tegen elkaar wegvallen.
- **Regulatory risk wordt verplaatst naar de aggregator** – Onzekerheid over toekomstig overheidsbeleid en wet- en regelgeving vormen een zwaarwegend risico bij investeringen in waterstof. Door het volume- en prijsrisico op zich te nemen neemt de aggregator dit risico voor een groot gedeelte op zich. Ervan

uitgaande dat de aggregator nauw verbonden zal zijn aan de overheid, zal de samenhang tussen regelgeving en de risicodragende portfolio beter geborgd zijn.

- **Kapitaalkosten omlaag** – Doordat het afname- en prijsrisico door de aggregator uit het project wordt weggenomen, wordt het projectrisico lager en gaan de kapitaalkosten die nodig zijn voor investeringen aan de productiekant omlaag. Een aggregator kan helpen bij het verlagen van de kosten van de energietransitie, omdat het de kosten van kapitaal verlaagt (de zogenaamde WACC, of 'Weighted Average Cost of Capital'). Ongeveer een kwart van de kosten van een waterstofproject voor import bestaat uit rente en return on equity. Deze kosten zijn direct afhankelijk van de hoogte van de WACC. De WACC is afhankelijk van de basisrente (de rente die verkregen wordt over zeer lage risico investeringen) en de risk premium, die toeneemt naarmate het risico van de investering groter wordt. Aangezien een aggregator het risico aanzienlijk vermindert door afname en daarmee cashflow voor lange termijn te garanderen, neemt ook de WACC af en daarmee de totale kosten van het leveren van waterstof. Dit effect wordt versterkt omdat de hefboom (hoeveelheid vreemd ten opzichte van eigen vermogen) kan worden vergroot als er meer zekerheid in het project zit. Omdat vreemd vermogen goedkoper is dan eigen vermogen verlaagt ook dit de WACC.
- **Kosten omlaag voor elektrolyzers** – Ook producenten van elektrolyzers wachten met investeren in grootschalige productiecapaciteit totdat ze zeker zijn van afname van de elektrolyzers. De eerste investeringsbeslissingen voor groene waterstof leiden tot een afname van de onzekerheid voor deze partijen.
- **Investeringszekerheid voor wind** – Meer zekerheid voor investeerders in wind (ze kunnen minimumprijs voor stroom afspreken op basis van voorspelbare prijs voor groene waterstof) – daarmee gaan hun investeringskosten omlaag
- **Standaardisatie** – Doordat er een grote partij leidend wordt in het afsluiten van contracten, kan er een versnelde standaardisatie van deze contracten optreden. Dit zal transactiekosten, verhandelbaarheid en rechtszekerheid ten goede komen. Daar hoort ook het 'commoditiseren' van waterstof bij, waarbij er een standaard, verhandelbaar energieproduct ontstaat.
- **Prijssignalen** – Een veiling zal prijssignalen geven voor (potentiële) producenten en afnemers. Dit maakt het gemakkelijk om in te schatten of er een haalbare business case is voor het instappen in de

waterstofeconomie.

- **Full service contracting** – Industrieel gebruik van waterstof heeft een (bijna) vlak profiel, terwijl de productie van groene waterstof een onregelmatig en (lange termijn) onvoorspelbaar profiel heeft. Een aggregator kan intermitterende profielen inkopen en in baseload verkopen (of andersom). De aggregator kan balanceren met opslag en op termijn met korte termijn in- en verkoop. De aggregator zal daarmee profielrisico dragen, en de zekerheid van de andere partijen vergroten.
- **Productvorming** – Een aggregator kan ook verschillende commodities combineren tot een enkel product. Een voorbeeld is het aanbieden van een blend van koolstofarme (blauwe) waterstof en groene waterstof, waarbij de aangeboden blend altijd aan de vastgesteld bijmengverplichting voor groene waterstof voldoet. Dit kan door verschillende soorten waterstof in te kopen (inclusief certificaten) en deze in de juiste hoeveelheden aan de verschillende klanten door te leveren.

8.4.3 Andere overwegingen

- **Kredietwaardigheid** – Een voorwaarde is dat de inkopende partij voldoende kredietwaardig is om de investeerders te overtuigen dat deze gedurende de inkoopperiode aan de betalingsverplichtingen kan voldoen.
- **Staatssteun en concurrentievervalsing** – De inkoop moet niet leiden tot ongeoorloofde staatssteun en/of concurrentievervalsing. Er zijn indicaties dat het communautaire recht een dergelijk instrument onder (procedurele) voorwaarden toestaat²⁹.
- **Internationaal speelveld** – Een eventueel instrument moet in cohesie met andere lidstaat- en EU-instrumenten worden opgezet. Een voorbeeld hiervan is H2Global (zie box 2 hieronder).
- **Certificering en regulering** – Alhoewel een aggregator een gedeelte van de regulatory risk rond certificaten en andere regels kan ondervangen door slimme garanties, is het tegelijkertijd voor het ontwikkelen van de markt belangrijk dat de regels rond certificering zo snel mogelijk duidelijk worden en EU breed op dezelfde wijze van toepassing zijn.

29 H2G_RSD_Legal-Analysis-of-Variants-for-Financing-PtX-CfD-Windows.pdf
(h2-global.de) (page 44)

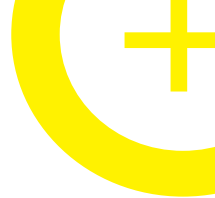
- **Aanhouden overschotten** – Er is een aantal redenen waarom het aan te raden is voor de aggregator om relatief korte termijn verkoopcontracten te sluiten:
 - Lange termijn budgetneutraliteit – Het is inherent aan een aggregator dat deze vertrouwen heeft in de toekomstige groei van de duurzame waterstofmarkt. Daarmee is het vertrouwen er ook dat de vraag en daarmee de prijs zal stijgen. Bij een portfolio met overschotten ('long position') betekent dit dat de waarde van de ingekochte waterstof op lange termijn stijgt. Dit leidt op de lange termijn tot lagere kosten voor de ondersteunende partijen.
 - Prijssignalen – Een regelmatige verkoop van overschotten kan een jaarlijks prijssignaal geven van de betaalbereidheid van inkopers. Voor nieuwkomers is dat belangrijk om in te schatten welke investeringen zij kunnen doen.
 - Inkopers houden van relatief kortere contracten – Het is gebruikelijk voor bedrijven om voor periodes van vijf tot maximaal tien jaar in te kopen. Bedrijven houden graag hierin het ritme van hun concurrentie aan, om te voorkomen dat ze bij prijsverlagingen in de markt met een hogere (vaste) inkoopprijs te maken krijgen.



H2-Global

H2Global is een Duits initiatief, waarbij een bedrijf (Hydrogen Intermediary Company GmbH), gesteund door de overheid, lange termijn waterstof inkoop en dit op iets kortere termijn verkoopt. Het eventuele verschil wordt aangevuld vanuit de overheid. H2Global richt zich nu nog vooral op import, vooral van (groene) ammonia³⁰. Nederland werkt binnen H2Global samen met Duitsland voor de inkoop van waterstof.

H2Global lijkt niet gericht te zijn op de inkoop van binnenlandse (EU) waterstof. Het lijkt niet alsof blauwe waterstof een product is dat ze inkopen. Een Nederlandse aggregator zou zich kunnen richten op Nederlandse productie en blauwe waterstof als product kunnen opnemen. Ook zou het leverpunt van een Nederlandse veiling op de Title Transfer Facility in Nederland zijn, wat de centrale rol van Nederland als gasland kan bestendigen.



HyXchange

Een aantal Nederlandse partijen werkt samen richting de ontwikkeling van een beurs voor waterstof in Nederland. Voor het ontwikkelen van een aggregator rol is een beurs niet strikt noodzakelijk, aangezien veilingen zonder een beurs zeker mogelijk zijn. Het ontwikkelen van een beurs is echter belangrijk om tot een volwassen markt te komen:

- Exit bij volwassen markt – Een beurs faciliteert het uitfaseren van de aggregatorrol (deze is van tijdelijke aard). In een volwassen waterstofmarkt is er voldoende stabiliteit om investeringszekerheid te geven. De aggregator kan de beurs stimuleren door overschotten daar aan te bieden en tekorten (proberen) in te kopen. Daarmee fungeert de aggregator als een market maker, die te allen tijde een bid-offer spread heeft staan. Dit geeft prijssignalen en wakkert liquiditeit aan.
- Leveringspunt – Een beurs in een exit/entry systeem gaat waarschijnlijk samen met een (virtueel) leveringspunt. Dit kan helpen bij het standaardiseren van contracten.

Het is goed om de rol van een beurs en een aggregator goed te onderscheiden. De aggregator wordt hierboven beschreven. Een (energie)beurs is een veiling die plaatsvindt om (meestal) voor de volgende dag vraag en aanbod bij elkaar te brengen. Elke handelaar kan aangeven welke hoeveelheid energie ze voor welke prijs zouden willen kopen of verkopen (een biedladder). Op basis van de gecumuleerde vraag- en aanbodladder komt (per uur) een bepaalde prijs en volume tot stand.

Een aggregator en een beurs kunnen zonder elkaar bestaan. Voor lange termijncontracten zal een aggregator een veiling houden (dit kan niet via de beurs). De aggregator kan ook (waarschijnlijk via veilingen) verkopen. Een beurs kan zonder aggregator bestaan.

Een beurs en een aggregator kunnen elkaar echter wel versterken. Een beurs is niet succesvol zonder actieve marktpartijen. Een aggregator kan voor activiteit op de beurs zorgen zodat deze meer klanten aantrekt en betekenisvolle prijzen oplevert. Dit trekt weer nieuwe klanten aan.

Een beurs is voor de aggregator tegelijkertijd een plek om eventuele overschotten te verkopen.

30 Zie bijvoorbeeld: (Canada, Germany plan hydrogen export auctions with H2Global | Policy | H2 View (h2-view.com))

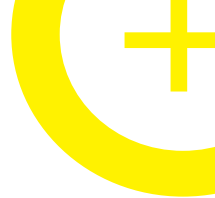
8.4.4 Uitwerken van een rol voor een aggregator bij IC-OG

Om de rol van een aggregator bij het realiseren van een waterstofcluster in Oost-Groningen te bepalen zijn de volgende stappen nodig:

1. Het bepalen van de benodigde subsidie om de ORT te compenseren
2. Het bepalen van de subsidie-instrumenten die deze ORT kunnen compenseren
3. Het verdelen van de risico's tussen de marktpartijen voor zover zij geacht worden deze te kunnen dragen als marktconforme risico's
4. Het benoemen van de overgebleven risico's en waarom deze gezien kunnen worden als onderdeel van het 'transitiefalen', oftewel waarom deze voor een periode door de overheid gedragen moeten worden om tot systeemverandering te komen.

8.5 Vereiste ondersteuning voor de tijdige totstandkoming van het vereiste transport en opslagsysteem

Het transport/opslagsysteem omvat enerzijds het (inter)nationale transmissiesysteem (backbone, 40 bar) en opslagsysteem in zoutcavernes, en anderzijds het distributiesysteem (tot 16 bar). Voor wat betreft de eerste transportcomponent ligt de verantwoordelijkheid bij Hynetwork Services van Gasunie met een duidelijke planning voor wat betreft het traject richting Veendam qua timing (2028). Voor wat betreft de tweede transportcomponent, het distributiesysteem, geldt dat dit door de gehanteerde max. 16 bar druk valt onder de lagedruk vergunningen, waardoor sprake is van een snellere en kortere procedure. Ook hoeft het <16 bar net (nog) niet gereguleerd te zijn, zodat ook private partijen dergelijke netten kunnen opzetten. Een relatief snelle aanleg van een regionaal distributiesysteem met al dan niet gereguleerde tarieven voor waterstof is uitdagend. Het vereist hoe dan ook voldoende tijdige informatie over het gebruik van dat net door vragers en aanbieders. Ook zal voor een dusdanig lang tracé veel flexibiliteit van de vergunningsverleners gevraagd worden. Voor wat betreft de opslag van waterstof in de regio in de zoutcavernes te Zuidwending is de verwachte datum van 'Ready for Operations' Q1 2029.



Om zo snel mogelijk tot een operationeel waterstofnetwerk in de regio te komen, kan natuurlijk ook gedacht worden aan een gefaseerde uitbreiding van het distributienet. Bijvoorbeeld zou men uitgaande van de aansluiting backbone in Veendam het net kunnen uitrollen en de vestigingen successievelijk aansluiten. De eerste aansluiting hoeft dan niet op de laatste te wachten.

8.6 Vereiste ondersteuning voor een verdere regionale toepassing van waterstof buiten Cluster 5 en 6 afname

Deze optie is in de regio wellicht mogelijk maar valt buiten scope van deze studie.



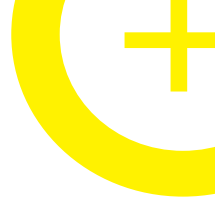
9

Roadmap waterstofdeal

Het plan om het IC-OG nog voor 2030 aan te sluiten op het waterstofnet is niet alleen ambitieus, maar kan ook alleen dan worden gerealiseerd als alle onderdelen van het plan volgens een strakke planning worden ontvouwd en zich geen grote onverwachte showstoppers voordoen. Dit vraagt om een nauwkeurige roadmap met een expliciet kritiek pad; hierna zullen de contouren daarvan als eerste schetsmatige indruk worden weergegeven.

De aspecten die wezenlijk zijn voor de realisering kunnen de volgende zijn.

- a. Planning en design, inclusief het opstellen van feasibility studies, voorbereiden van FEED en FID-fase en bij uitvoering, sturing op de voortgang, monitoring en realisatie
- b. Organiseren van het aanbod van de blauwe en de groene waterstof
- c. Het ontwikkelen en introduceren van het distributienet inclusief aansluitingspunten, vergunningen, tracébeplanning, aanbesteding, enz.
- d. Het organiseren de vraag naar waterstof en participatie, inclusief afname contracten
- e. Het voorbereiden van de afnemers op de afname van waterstof ter vervanging van aardgas of eventueel andere energiedragers
- f. Het vaststellen van de rol van de aggregator bij het verbinden van aanbod met vraag, inclusief de omvang en wijze van het afdekken van risico's
- g. Het organiseren van de publieke ondersteuning in financiële zin en qua regelgeving
- h. Het realiseren van voldoende publieke ondersteuning om showstoppers van die zijde te voorkomen, inclusief het organiseren van stakeholderoverleg e.d.
- i. Het organiseren van een breder gebruik van het transportnet en overige verbindingen met andere stakeholders
- j. Overige



Hierna zal per aspect worden gereflecteerd over activiteiten, vereisten en vooral timing, uitgaande van een scenario waarin per 2030 sprake is van een daadwerkelijk functionerend regionaal waterstof transportsysteem, aanbod, afname, sturing en dergelijke. Het systeem maakt het mogelijk dat alle IC-OG bedrijven waterstof afnemen en staat daarnaast open voor verdere toepassing en uitbreiding in de regio.

9.1 Vereiste acties en milestones in de tijd

- a. Tekenen Letter of Intent (WMG Q4 2024); Organiseren funding projectorganisatie (Q1 2025); instellen projectorganisatie (Q2 2025); gereedmaken overall feasibility studie (Q4 2025); voorbereiden FEED ten aanzien van commitment van alle partijen (Q1 2026); voorbereiden FID (Q2 2026); beoogde FID (Q2 2026); begin uitvoeringsactiviteiten (Q1 2027).

Minimaal vereist: funding projectorganisatie en tijdig een breed commitment vanuit consortium.

- b. FID opstellen productiecapaciteit blauwe en groene waterstof (2024-2026); opstellen productiecapaciteit en uittesten (2026-2028); productie waterstof (vanaf 2029).

Minimaal vereist: positieve FIDs t.a.v. productie en bereidheid via aggregator aan IC-OG bedrijven te leveren.

- c. Gereedmaken feasibility study (Q2 2025); organiseren van de financiering van de aanleg (Q4 2025); finale tracébeplanning en engineering (Q1 2026); FEED/FID (Q4 2026); uitvoering (2027-2029).

Minimaal vereist: financiële ondersteuning die een acceptabele business case mogelijk maakt; positieve FID t.a.v. aanleg distributienet; tijdige (uiterlijk gereed 2029) aanleg en aansluiting van het net.

- d. Vaststellen van de vraagbehoefte per bedrijf (Q2 2025); opstellen afnamecontracten (Q1 2026); FID (Q2 2026).

Minimaal vereist: langjarig commitment vanuit IC-OG omtrent voldoende substantiële afname van waterstof op basis van solide contracten.

- e. Bedrijven inrichten voor opname waterstof (2027-2029).

Minimaal vereist: voldoende financiële ondersteuning voor bedrijven om de overgang naar waterstof voor te bereiden; voltooiing voorbereiding per uiterlijk 2029

- f. Bepalen van de rol van de aggregator en aanwijzen van organisatie (Q3 2025); inrichten juridisch kader en mandaat aggregator (Q3 2026); installatie aggregator (Q1 2027).

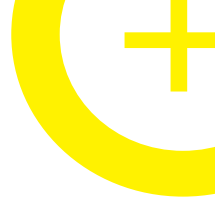
Minimaal vereist: mandaat en juridische afdekking van aggregator om de geoormerkte risico's op zich te kunnen nemen.

- g. Organiseren van subsidies voor ondersteuning afnemers bij de voorbereiding van overschakeling op waterstof en voor de uitrol van het distributienet (Q4 2024-Q1 2025); organiseren financiële afdekking onrendabele top (Q2-Q4 2025); organiseren vergunningstrajecten, regelgeving en dergelijke voor toepassing van waterstof (2026).

Minimaal vereist: zie e v.w.b. de technische voorbereiding; v.w.b. onrendabele top, een solide langjarig commitment om de onrendabele top over 2030-2040 in voldoende mate af te dekken; v.w.b. regelgeving, afgifte van alle vereiste vergunningen.

- h. Organiseren overleg tussen de direct betrokken stakeholders (Q1 2025-Q1 2026); organiseren overleg tussen consortium en bestuurlijke organisaties (2025); organiseren overleg tussen consortium en regionale stakeholders (2026); organiseren bredere publieke participatie (2028).

Minimaal vereist: volledig commitment van alle betrokken stakeholders om het plan uit te voeren; voldoende steun vanuit het regionale en nationale bestuur; geen showstoppers vanuit de regionale of lokale bevolking.



-
- i. Organiseren deelname aan het project inclusief gebruikmaking van het distributienet door andere partijen (2025); het organiseren van een breder consortium rond het plan inclusief het opstellen van een samenwerkingsovereenkomst en dergelijke (2026).

Minimaal vereist: voldoende brede interesse om tot een overeenkomst te komen.



10 Conclusie³¹

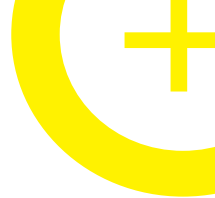
Sinds enige jaren heeft een groep van negen ambitieuze Cluster-6 bedrijven met vestigingen in Oost-Groningen zich verenigd in het zogenoemde Industriecluster Oost-Groningen. Deze bedrijven die qua productieprofiel onderling vrij sterk verschillen nemen gezamenlijk jaarlijks ongeveer 215 miljoen m³ aardgas af in het kader van hun moleculaire energievereiste. Dit aardgas is echter niet koolstofneutraal, zodat de bedrijven vanuit hun traditionele houding om qua duurzaamheid voorop te lopen met verschillende intensiteit nagaan hoe ze qua energievoorziening zouden kunnen vergroenen.

Voor sommige bedrijven, namelijk welke vanwege vereiste hoge temperaturen hoe dan ook moleculen nodig hebben, is er eigenlijk maar één optie, namelijk om vroeg of laat over te schakelen op koolstofarme en/of groene waterstof, dat wil zeggen waterstof met een geringe of geheel afwezige koolstofvoetprint. Andere bedrijven uit het cluster hebben naast waterstof ook nog de optie te elektrificeren, maar moeten in sommige gevallen dealen met het risico dat de stroomleveranties niet op korte termijn betrouwbaar beschikbaar zijn vanwege de netcongestie in de regio. Voor alle bedrijven is hoe dan ook de optie om in de toekomst eventueel te kunnen beschikken over waterstof interessant vanuit het oogpunt van kosten en leveringszekerheid.

In de afweging of men individueel en collectief willen overstappen van aardgas op waterstof spelen allereerst de kostenvergelijking een belangrijke rol. Dit betreft niet alleen de kosten voor de commodity en de vraag of er compensatie is zolang bijvoorbeeld de waterstof duurder is dan het aardgas. Het betreft ook de eenmalige kosten in verband met de aanleg van en aansluiting op het waterstofnet (ruwe schatting EUR 40 tot 80 miljoen) en omschakelingskosten in verband met de eventuele interne bedrijfsvoering en energieprocessen (ruwe schatting voor totale IC-OG circa EUR 40 tot 60 miljoen met eveneens forse marges).

Deze studie probeert deze bedrijven enige ondersteuning te geven in de hierbij te maken afwegingen. Dit gebeurt door een getalsmatige analyse van de diverse


31 Het is belangrijk te vermelden dat de in dit rapport getrokken conclusies sterk lijken te sporen met het in ontwikkeling zijnde advies namens de nationale regisseur van Cluster 6, Barbara Huneman, aan het Ministerie KGG.



kostencomponenten en diverse gevoeligheidsanalyses om te bepalen voor welke veronderstellingen de kosten het meest gevoelig zijn. Naast de kosten zullen de bedrijven ook kijken naar de leveringszekerheid, welke voor het geval van elektriciteit vanwege netcongestie – en balancerings-perikelen in de regio de komende jaren problematisch kan worden, en naar de mate van duurzaamheid van energie.

Uit de analyse bleek allereerst dat de bedrijven momenteel jaarlijks zo'n EUR 140 miljoen betalen voor hun aardgas afname (per 2030 wordt dit zo'n EUR 180 miljoen). Mochten zij per 2030 de aardgasafname volledig vervangen door die van blauwe waterstof, dan neemt onder 'medium value' veronderstellingen ten aanzien van aardgas- waterstof- en CO₂-prijzen en dus de base case projectie, de netto contante waarde van dit bedrag over de periode 2030 – 2044 cumulatief toe met circa EUR 253 miljoen ten opzichte van continuering van aardgasgebruik. Een kostenneutrale omschakeling vereist aldus een 'subsidie' van deze omvang. Gevoeligheidsanalyse heeft uitgewezen dat de vereiste compensatie nogal varieert, zoals afhankelijk van: de toevoeging van groene waterstof, de veronderstelde energieprijzen en CO₂ kosten.

Een gunstige omstandigheid voor wat betreft de snelheid waarmee waterstof kan worden geïntroduceerd is overigens dat het aannemelijk is dat Equinor een productie-unit voor vrijwel koolstof-neutrale blauwe waterstof in het Eemshavengebied gaat vestigen die per 2029 kan leveren, en dat Gasunie Hystock voornemens is per 2029 een opslagfaciliteit in de regio (Zuidwending) te openen en dan ook een transmissieleiding voor waterstof operationeel te hebben welke het Eemshavengebied via Oost-Groningen met de regio verbindt. Hierdoor kunnen de eenmalige kosten van een dedicated waterstofleiding tussen de transmissieleiding en de respectievelijke IC-OG bedrijven beperkt blijven tot naar schatting ruim 40 tot 80 miljoen euro met een ballpark-waarde van circa EUR 60 miljoen. Op het totaal aan kosten voor energie betreft dit dus een gering bedrag, zeker als deze CAPEX over 30 jaar kan worden uitgesmeerd. Bovendien zullen zeker in geval van regulering de bedrijven één en ander naar verwachting alleen merken via de transporttarieven. Wel zal de druk waaronder de waterstof wordt aangeboden voor een enkel bedrijf te laag zijn, zodat additionele compressiecapaciteit of vergelijkbare maatregelen zijn vereist. Het feit dat een aparte waterstofleiding wordt ontwikkeld naast de bestaande aardgasleiding vergemakkelijkt voor de bedrijven het overgangsproces doordat men naar believen kan mengen. Het is bovendien denkbaar dat het distributienet voor waterstof gefaseerd wordt uitgerold waardoor

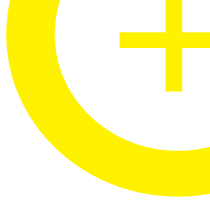


de planningsperiode ook wat kan uitlopen en kan worden gezien wie wanneer op het net wil en kan aansluiten.

Uiteraard is het aan de individuele bedrijven om te bepalen wanneer zij van het aardgas af gaan en vervolgens overschakelen op waterstof dan wel, indien technisch mogelijk, elektrificeren. Daarbij zullen ook de kosten en de timing een rol spelen die samenhangen met het overschakelen op een andere energiedrager, ongeacht of dit waterstof of electriciteit is. Het is denkbaar dat de groep van IC-OG bedrijven die binnen afzienbare tijd besluit over te stappen op waterstof als een bijzondere regionale pilotgroep wordt aangemerkt doordat men als één van de eerste industriële clusters in het land bereid is op waterstof over te stappen. Dit opent mogelijk opties voor financiële en regeltechnische ondersteuning ook voor het omschakelingsproces.

Bedrijven die kiezen voor elektrificering zullen over het algemeen een grotere technische overschakeling moeten maken doordat ze van moleculen switchen naar elektronen. Ook zullen deze bedrijven, zeker als het meerdere zullen zijn, de netto vraag vanuit de regio naar electriciteit sterk doen toenemen zodanig dat de toch al aanwezige regionale netcongestie een nog groter probleem wordt. Al dit soort factoren, de betaalbaarheid, beschikbaarheid en duurzaamheid van de energieconsumptie zullen dan ook in de afweging moeten worden meegenomen.

Zouden alle bedrijven van het IC-OG cluster in 2030 volledig en meteen overschakelen op waterstof, dan zou dit een jaarlijks vraagvolume betekenen van ruim 56.000 ton. Zou daarentegen sprake zijn van een geleidelijke toepassing van waterstof in combinatie met elektrificatie waar mogelijk dan kan de vraag naar waterstof vanuit het cluster terugvallen naar een kwart hiervan als absoluut minimum. Zet men dit af tegen de verwachte jaarproductie van blauwe waterstof van Equinor van 210.000 ton, dan betreft dit ruwweg ca. 7% tot een kwart. Zodra ook andere bedrijven zich melden als potentiële afnemers van waterstof, kunnen deze percentages uiteraard gaan toenemen. Daarnaast kunnen zich in de loop van de tijd meer aanbieders ook van buiten de regio van waterstof gaan aandienen. Dit betreft ook het aanbod van groene waterstof. Het is aan de bedrijven om te bepalen waar en hoe men in de energievraag in de toekomst zal willen voorzien, waarbij ook mengsels van groene en blauwe waterstof waarschijnlijk zijn.



Bijlagen

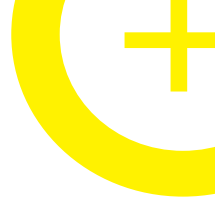
Bijlage 1: Verwachte knelpunten Enexis in elektriciteitsnet in IC-OG gebied

ID knelpunt	Locatie station	Spanningsniveau (kV)	Omschrijving knelpunt	Jaar van optreden		Capaciteitstekort 1 ^o jaar (MW)		Capaciteitstekort 2033 (MW)		Hoogste tekort (MW)		ID investering	Status	IBN jaar	Verwachte maatregel	Toelichting bij niet tijdig oplossen
				Scenario →	KA	ND	KA	ND	KA	ND	KA					
MEE-a	Groningen Midden 2	20kV	Geen	n.v.t.	n.v.t.	0	0	0	0	0	0	NG-GRM2-1	Studie	2035	Zie onderstaande investering	
MEE-o	Groningen Midden 2	20kV	Capaciteitstekort transformator en MS schakelinstallatie	2031	2028	10	12	48	184	66	184	NB-GRM2-1	Studie	2035	Nieuw HS/MS-station stichten	Tekort arbeidscapaciteit en congestie (E)HS-net
SKN-a	Stadskanaal	10/20kV	Capaciteitstekort transformator en MS schakelinstallatie	n.v.t.	n.v.t.	0	0	0	0	0	0	SKN-1	Studie	2026	Zie onderstaande investering	
SKN-o	Stadskanaal	10kV	Capaciteitstekort transformator en MS schakelinstallatie	2025	2023	19	17	0	25	31	64	SKN-1	Studie	2026	HS/MS-transformator verzwaren + MS schakelinstallatie	Tekort arbeidscapaciteit en congestie (E)HS-net
SKN-o	Stadskanaal	10kV	Capaciteitstekort transformator en MS schakelinstallatie									SKN-1	Studie	2027	HS/MS-transformator verzwaren + MS schakelinstallatie	
SKN-o	Musselkanaal											NB-MSK-1 (A-1002967)	Studie	2027	Nieuw HS/MS-station stichten	
VDM-a	Veendam	10/20kV	Capaciteitstekort transformator en MS schakelinstallatie	2026	2025	7	10	0	0	10	7	VDM-1	Studie	2029	Zie onderstaande investering	Tekort arbeidscapaciteit
VDM-o	Veendam	10/20kV	Capaciteitstekort transformator en MS schakelinstallatie	2034	2023	2	14	0	0	2	134	VDM-1	Studie	2029	HS/MS-transformator verzwaren + MS schakelinstallatie	Tekort arbeidscapaciteit en congestie (E)HS-net
VDM-o	Groningen Midden 2											NB-GRM2-1	Studie	2035	Nieuw HS/MS-station stichten	
VDM-o	Veendam	10/20kV										VDM-2	Studie	2029	HS-veld + HS/MS-transformator + MS-schakelinstallatie	

a: afname, o: opwek, HS-net: hoogspanningsnet

Bijlage 2: Details model

De details van het model zijn weergegeven in uitvoerige aparte publicatie welke beschikbaar is via j.paays@newenergycoalition.org.



Bijlage 3: **Kostenberekening tracé-studie**

Globale kosten (+/- 40%)



Tracédeel	Lengte (m)	Kosten EUR/m	Totale kosten
1. Tracé Avebe / Eska Hoogezand en Sappemeer	7.500	800	6.000.000,-
2. Tracé Eska Sappemeer – Nedmag Mining	6.250	450	2.812.500,-
3. Tracé Nedmag Mining/ Nedmag/ Kisuma/ Wellness Pet	8.700	750	6.525.000,-
4. Tracé langs autoweg N366 WOS Veendam – Avebe	27.500	550	15.125.000,-
5. Tracé WOS Veendam – Smurfit Kappa	3.500	500	1.750.000,-
6. Aansluiting Solidus en Strating	3.250	800	2.600.000,-
7. Tracé N366 – Avebe Gasseltenijveen	6.900	600	4.140.000,-
8. Tracé langs autoweg N367 Solidus / PQ	8.100	450	3.645.000,-
9. Tracé langs autoweg A7 PQ / Solidus BN	12.900	450	5.805.000,-
Totaal – 40% lijn		Gem EUR 360/m	EUR 30.456.000,-
Totaal 0 lijn	84.600	Gem EUR 600/m	EUR 50.760.000,-
Totaal + 40% lijn		Gem EUR 840/m	EUR 71.064.000,-

- Er zijn geen kosten van meet en regelapparatuur en bemeting opgenomen.
- Er zijn geen kosten opgenomen voor de aansluiting op het hogedruk gasleidingstelsel van Gasunie.
- Kosten zijn exclusief projectfinanciering, beheer en onderhoud en eigen kosten netbeheerder.

Understanding today.
Improving tomorrow.



Drivers of Change

New Energy Coalition

New Energy Coalition is een voortdurend groeiend netwerk van kennisinstututen, industrie en ondernemingen, overheden en NGO's die samenwerken aan de energietransitie voor een duurzame toekomst. De organisatie verbindt kennis, markt en beleid.

www.newenergycoalition.org