

VAN ONZICHTBARE NAAR MEER ZICHTBARE HAND?

**WATERSTOF EN ELEKTRICITEIT: NAAR EEN NIEUWE
RUGGENGRAAT VAN HET ENERGIESYSTEEM**



CLINGENDAEL
INTERNATIONAL
ENERGY
PROGRAMME

| CIEP

CIEP is affiliated to the Netherlands Institute of International Relations 'Clingendael'. CIEP acts as an independent forum for governments, non-governmental organizations, the private sector, media, politicians and all others interested in changes and developments in the energy sector.

CIEP organizes lectures, seminars, conferences and roundtable discussions. In addition, CIEP members of staff lecture in a variety of courses and training programmes. CIEP's research, training and activities focus on two themes:

- European energy market developments and policy-making;
- Geopolitics of energy and climate policy-making and energy markets

CIEP is endorsed by the Dutch Ministry of Economic Affairs and Climate, the Dutch Ministry of Foreign Affairs, BP Europe SE- BP Nederland, Coöperatieve Centrale Raiffeisen-Boerenleenbank B.A. ('Rabobank'), ENGIE Energie Nederland N.V., Neptune Energy Netherlands B.V., Eneco Holding N.V., EBN B.V., Esso Nederland B.V., GasTerra B.V., N.V. Nederlandse Gasunie, Heerema Marine Contractors Nederland B.V., ING Commercial Banking, Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V., Vattenfall N.V., TenneT TSO B.V., ONE-Dyas B.V., Havenbedrijf Rotterdam N.V., RWE Generation NL B.V., Shell Nederland B.V., Equinor ASA, Total E&P Nederland B.V., Koninklijke Vopak N.V., Uniper Benelux and Wintershall Nederland B.V.

CIEP Energy Papers are published on the CIEP website: www.clingendaelenergy.com/publications

TITEL

Van onzichtbare naar meer zichtbare hand?

ONDERTITEL

Waterstof en elektriciteit: naar een nieuwe ruggengraat van het energiesysteem

AUTEURS

Coby van der Linde en Jabbe van Leeuwen

COPYRIGHT

© 2019 Clingendael International Energy Programme (CIEP)

NUMMER

2019 | 02

ONTWERP

Studio Maartje de Sonnaville

UITGEGEVEN DOOR

Clingendael International Energy Programme (CIEP)

ADRES

Clingendael 12, 2597 VH The Hague, The Netherlands
P.O. Box 93080, 2509 AB The Hague, The Netherlands

TELEFOONNUMMER

+31 70 374 67 00

EMAIL

ciep@clingendaenergy.com

WEBSITE

www.clingendaenergy.com

VAN ONZICHTBARE NAAR MEER ZICHTBARE HAND?

WATERSTOF EN ELEKTRICITEIT: NAAR EEN NIEUWE
RUGGENGRAAT VAN HET ENERGIESYSTEEM

INHOUDSOPGAVE

1	SAMENVATTING	9
2	INLEIDING	13
3	SYSTEEMFUNCTIE VAN ENERGIEDRAGERS EN -BRONNEN	17
	WAT IS EEN SYSTEEMFUNCTIE/DEFINITIE	18
	HUIDIGE ENERGIESYSTEEM	20
	ENERGIEDRAGERS MET SYSTEEMFUNCTIE IN DE ENERGIETRANSITIE	21
4	(MOGELIJKE) ROL VOOR WATERSTOF	23
	RELATIE TOT ELEKTRICITEITSSECTOR	24
	RELATIE TOT INDUSTRIE	26
	RELATIE TOT GEBOUWDE OMGEVING	28
	RELATIE TOT VERVOER	29
	INTERNATIONAAL PERSPECTIEF	30
	HUIDIGE WATERSTOFMARKT	32
	ONTWIKKELINGEN IN BUURLANDEN	36
5	START VAN DE INDUSTRIËLE TRANSITIE: EEN HEFBOOM VOOR ONTWIKKELING VAN DE WATERSTOFMARKT NA 2030?	39
	VAN NU NAAR 2030 NAAR 2050	39
	DE ROL VAN DE 'HEFFING'	42
6	HUIDIGE MARKTORDENING, REGELGEVING EN EERSTE STAPPEN TOT 2030	45
	ONZICHTBARE OF ZICHTBARE HAND	49
	COÖRDINATIE MECHANISMEN	52
	STAPPEN TOT 2030	53
	INFRASTRUCTUUR	55
7	CONCLUSIE	59

1 SAMENVATTING

Het klimaatakkoord van 28 juni 2019 is het begin van een volgende fase in het energie- en klimaatbeleid. Het akkoord biedt richting op veel terreinen maar nog geen antwoord op de uitvoering en instrumentatie in bepaalde sectoren. Het energiesysteem van Nederland gaat veranderen. Daarbij spelen de maatschappelijke kosten en het publieke belang om een goed functionerend, toegankelijk, betrouwbaar en betaalbare energievoorziening te organiseren.

Aan de hand van het functioneren van het huidige energiesysteem worden in dit paper de systeemrollen van verschillende energiedragers geanalyseerd. In het toekomstige systeem, met naar verwachting andere klimaatneutrale energiedragers, zullen deze systeemrollen ook vervuld moeten worden. Hierbij hoort een analyse van de voorwaarden die nodig zijn om de voorgestelde energiesysteemaanpassingen ook op termijn sociaaleconomisch haalbaar te maken. Verder moet worden nagedacht over de mogelijkheden van nieuwe markten en toepassingen.

Een belangrijke vraag is of bestaande deelnemers aan de energiemarkt (private en publieke partijen) in staat zijn om het nieuwe energiesysteem gestalte te geven of dat er, vooral in de beginfase, behoefte is aan coördinerende instituties die nieuwe vraag en aanbod bij elkaar kan brengen. De omslag in het energiesysteem vergt flinke investeringen in de infrastructuur. Deze lopen vooruit op de veranderingen in de energiedragers en ontwikkeling van nieuwe waardeketens. Het volgen van de logica van de volgorde van de stappen zal voor een belangrijk gedeelte bepalend zijn voor het succes van de energietransitie. Tegelijkertijd zal om de maatschappelijke kosten te beheersen een goede inschatting moeten gemaakt van de soort en omvang van de infrastructuur. Daarbij is een visie nodig op de soort van oplossingsrichtingen die gezocht worden. De een promoot verregaande elektrificatie terwijl anderen wijzen op de behoefte aan schone moleculen. De realiteit zal zijn dat beide nodig zijn en dat een (kosten) afweging moet worden gemaakt waar en hoe elektrificatie en waar schone moleculen het best kunnen worden ingezet. Daarbij is het mogelijk dat elektriciteit een belangrijke bron wordt voor schone moleculen, zodat elektrificatie een nog complexer begrip wordt. De schone moleculen zijn in dit geval waterstof, het onderwerp van dit paper.

In de huidige marktomstandigheden met relatief lage olie- en aardgasprijzen en een gestegen maar nog steeds lage CO₂-emissieprijs in vergelijking met de kosten van het vermijden van CO₂-emissies is de inzet van veel klimaatneutrale energiedragers niet concurrerend. Overheidsinterventie is nodig om de onrendabele top te financieren en een ontwikkeling op gang te brengen, maar verder denkt de overheid zoveel mogelijk gebruik te kunnen maken van de kracht van de markt. Dat betekent samenwerking en coördinatie van ondernemingen om nieuwe waardeketens te ontwikkelen. Al tijdens de onderhandelingen aan de klimaattafels bleek onduidelijkheid over de toepassing van het mededingingsrecht op de besprekingen tot de nodige hobbels te leiden. In de huidige marktordening is samenwerking tussen ondernemingen om een nieuwe waardeketen tot ontwikkeling te brengen wel mogelijk in fase van onderzoek en ontwikkeling, maar moeilijker wordt het als het gaat om de concretere coördinatie van de uitrol. Dit is vooral relevant voor de industrie, die een relatief grote opdracht in emissiereductie voor 2030 heeft gekregen. Het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat zou de regelgeving kunnen aanpassen of samen met de Autoriteit Consument en Markt (ACM) kunnen bezien hoe binnen de bestaande regelgeving dergelijke samenwerking in het ontwikkelen van een nieuwe waardeketen kan worden gerealiseerd. Daarbij zou gedacht kunnen worden aan afspraken voor een bepaalde periode, bijvoorbeeld tot 2030. Ondernemingen zullen juridische duidelijkheid willen over wat ze wel en niet mogen van de toezichthouder.

Ketenafhankelijkheid speelt ook een grote rol in het kunnen realiseren van de CO₂-reducties achter de poort en ook daar moeten met de overheid en de toezichthouder goede afspraken over komen. De voorgenoemde CO₂-heffing zorgt voor aansprakelijkheidskwesties indien dit niet goed wordt belegd. Het toezicht op de energiemarkt op basis van de huidige wet- en regelgeving moet derhalve worden onderzocht en kritisch worden bekeken op eventuele remmende factoren in de periode tot 2030. Het Ministerie, en zou meteen ook kunnen nadenken over wanneer een stimuleringsregime kan eindigen of bepaalde uitzonderingen kunnen vervallen.

Door gebruik te maken van kennis en inzichten uit het verleden over marktontwikkeling van nieuwe energietechnologieën en de verschillende ontwikkelingsfasen van nieuwe markten kan zowel op het gebied van toezicht als op het gebied van overheidssteun beter greep worden verkregen op welke dingen te doen in welke fase van de marktontwikkeling. Welke rol kan de overheid in de beginfase op zich nemen en welke de markt? Wanneer laat de overheid los en welk raamwerk hebben we nodig voor energiedragers die fundamenteel anders werken?

Een ander vraagstuk is hoe en wie in de verschillende fasen van verandering zorg moet en kan dragen voor de systeemstabiliteit en hoe de systeembaten en -lasten worden verdeeld naarmate er meer nieuwe energiedragers en netwerken worden geïntroduceerd. Tot nu toe zijn de systeemkosten vooral gedragen door de netwerkbedrijven en elektriciteitsbedrijven met regelbaar vermogen, maar in de toekomst zal, ook door de verbreding van de energietransitie naar de rest van de energie-economie, opnieuw over moeten worden nagedacht. Al bij de presentatie van het conceptvoorstel voor een klimaatakkoord in december 2018 ontstond er rumoer rondom de financiering van onrendabele top van de industrie. Uiteindelijk heeft dat geleid tot het opnemen van een heffing voor de industrie over niet-gerealiseerde CO₂-emissiereductie in 2030 in het klimaatakkoord van 28 juni 2019.

De wijze van uitvoering van de heffing zal een belangrijke invloed hebben op de effectiviteit van de maatregel om bedrijven te stimuleren te investeren in CO₂-emissie reductie. Daarbij zou er rekening moeten houden met het effect op het investeringsgedrag van ondernemingen indien men vooraf moet betalen in plaats van reserveren op de balans. Het gemak van de overheid in de uitvoering mag de effectiviteit van de maatregel niet in de weg staan, vooral omdat pas in 2031 kan worden vastgesteld wat de omvang van de eventuele heffing voor een onderneming is.

De opdracht CO₂-emissies in de industrie, elektriciteitssector, mobiliteit en bebouwde omgeving flink te hebben verminderd in 2030 enerzijds en het vooruitzicht om op termijn, na 2030, ook substantiële volumes waterstof te produceren met groene stroom lijken een pad te effenen voor een nieuwe ruggengraat voor het Nederlandse energiesysteem. Deze ruggengraat zal bestaan uit elektriciteit en waterstof, aangevuld met andere energiedragers die lokaal efficiënter kunnen worden ingezet ((rest)warmte en groen aardgas). Dit pad vergt echter tussenstappen omdat de uiteindelijk benodigde volumes groot zijn en zowel de uitrol van Wind-op-zee (WOZ) als de schaalvergroting van elektrolyse tijd en investeringen vergen. Bovendien kan niet alle energievraag worden geëlektrificeerd en kan waterstof een belangrijke functie vervullen in het balanceren van vraag en aanbod en als grondstof. De productie van waterstof met WOZ zal waarschijnlijk onvoldoende zijn om in de toekomst aan alle vraag te voldoen, zodat de beschikbaarheid van waterstofproductie op basis van aardgas met CCUS en importfaciliteiten een belangrijke aanvulling zijn. Hoewel veel discussies gaan over de kosten van energietransitie is het ook van belang te kijken naar de waarde van nieuwe energiedragers in het energiesysteem. Ook hier zou meer studie moeten worden verricht om tot de juiste afwegingen te komen welke energiedrager het best aan welke soort energievraag kan voldoen zodat alternatieven ook voldoende kunnen concurreren.

Het hergebruik van aardgasinfrastructuur is ook van belang voor de toekomstige inrichting van de markt. Echter tot 2030 zal de waterstofmarkt nog voornamelijk een business-to-businessmarkt blijven zodat snelle aanpassingen niet nodig zijn. Wel lijken er ontwikkelingen op gang te komen die erop wijzen dat waterstof in de EU gelijk aan de aardgasmarkt zal worden gereguleerd. Daarvoor is het nu nog veel te vroeg. Wel is het goed om na te denken over de toekomstige inrichting en soort van partijen die actief worden in deze markt. In Nederland zijn energie-infrastructuurbedrijven bij wet eigendom van de overheid. De investeringen in infrastructuur ten behoeve van de energietransitie lijken, door gebrek aan informatie over de omvang en timing van de veranderingen en de lange levensduur van de kapitaalgoederen, risicovoller dan het exploiteren van een bestaande aardgas- en elektriciteitsnet. Dit kan consequenties hebben voor de tarifieringsafspraken en andere reguleringsafspraken. Er zal in ieder geval studie naar moeten worden gedaan of het huidige reguleringsregime past bij de veranderingen in het energiesysteem en eventuele evolutie van de taak en rollen van de netwerkbedrijven in het nieuwe systeem.

De creatie van een nieuwe markt voor waterstof (buiten de al bestaande industriële markt) voor bijvoorbeeld vervoer en lage temperatuur verwarming in de bebouwde omgeving zou kunnen profiteren van een onderzoek naar het inzetten van de fiscale ruimte die rust op de huidige energiedragers als olieproducten (benzine en diesel) en aardgas voor de bebouwde omgeving. Zou deze ruimte het mogelijk maken om warmte te prijzen op energie-inhoud (en zo ook de problemen van warmtenetten op te lossen) door heffingen en belastingen variabel te maken bovenop de kostprijs en voor alle kleinverbruikers een gelijkwaardige prijs te rekenen voor verwarming zodat lokale technologiekeuzes niet hoeven te leiden tot grote kostenverschillen (althans niet achter de voordeur)? Neemt daarmee het draagvlak toe voor de regionale transitieplannen? En kan er daarmee solidariteit door de tijd heen worden gecreëerd, waarbij de kosten voor de eerste waterstof consumenten worden gesocialiseerd door de aardgas consumenten en de laatste aardgas consumenten door de waterstof consumenten? Is een dergelijk gebruik van de fiscale ruimte ook mogelijk voor vervoer, zodat ook hier enige solidariteit door de tijd heen ontstaat tussen consumenten van verschillende energiedragers tijdens de transitie?

De huidige marktordening kent al op veel terreinen een zichtbare hand van de overheid. Deze hand neemt zich nu voor anders te gaan sturen. In dit paper kijken we vooral naar de periode tot 2030 waarin de grondvesten voor het nieuwe energiesysteem moeten worden gebouwd, terwijl het oude gewoon door moet functioneren en proberen een aantal vragen op te werpen die van belang zijn voor het herinrichten van de marktordening in deze periode.

2 INLEIDING

Op 28 juni 2019 is het klimaatakkoord gepresenteerd. In het klimaatakkoord wordt op de pagina's 91-93 gewag gemaakt van een waterstofprogramma om "een drastische verandering te realiseren van ons energiesysteem en het industrie- en grondstoffensysteem." Op pagina 171-175 van het klimaatakkoord worden verder de mogelijkheden genoemd voor de ontwikkeling van een waterstofeconomie waarbij een rol voor waterstof mogelijk is voor alle energiefuncties (hoge en lage temperatuur warmte, grondstof voor de industriële sector, de elektriciteitssector en vervoer). Daarbij speelt zowel duurzaam geproduceerde waterstof als ook klimaatneutraalgemaakte waterstof een rol tot 2030, waarbij er van uit wordt gegaan dat de productie van duurzaam geproduceerde waterstof na 2030 flink zal toenemen.

In dit paper worden aan de hand van het functioneren van het huidige energiesysteem de systeemrollen van energiedragers geanalyseerd. In het toekomstige systeem, met naar verwachting andere energiedragers, zullen deze systeemrollen ook vervuld moeten worden. Hierbij hoort een analyse van de voorwaarden die nodig zijn om de voorstellen ook op termijn economisch haalbaar te maken door het ontstaan van nieuwe markten en toepassingen.

Technisch zijn er verschillende oplossingsrichtingen voor bijvoorbeeld lage temperatuur warmte voor de bebouwde omgeving, maar de maatschappelijke kosten (inclusief voor de voordeur) en private kosten (achter de voordeur) lopen behoorlijk uiteen. In de roep om meer te elektrificeren wordt vaak niet gerefereerd aan de kosten van transport per eenheid energie en de mogelijkheid om vermeden investeringen door een combinatie van oplossingen mee te nemen in de analyse. Transitie van een bestaand systeem naar een nieuw werpt ook de vraag op in hoeverre de bestaande infrastructuur gebruikt kan worden voor nieuwe energiedragers zodat investeringen elders vermeden kunnen worden en de maatschappelijke kosten lager zijn. In de recente studies over infrastructuur¹ wordt hier wel naar verwezen en oplossingsrichtingen aangedragen. Deze oplossingsrichtingen zorgen wel voor een impliciete keuze voor een bepaalde marktinzichting.

1 <https://www.gasunie.nl/expertise/systeemintegratie/infrastructure-outlook-2050> of https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2019/Infrastructure_Outlook_2050_appendices_190214.pdf

De maatregelen die voor 2030 worden voorgesteld moeten vooral beschouwd worden als het leggen van de fundamenten voor de periode na 2030. Ondanks dat er al veel CO₂ wordt afgevangen voor 2030 (-49% t.o.v. 1990) in het kader van het energieakkoord van 28 juni 2019, verandert het energiesysteem nog niet fundamenteel qua energiedragers. Tot 2030 gaat het dus om de eerste stappen richting elektrificatie. Waterstof is een belangrijk onderdeel van de elektrificatie om WOZ naar de consumenten te kunnen vervoeren, om hele hoge temperaturen warmte te kunnen maken in de industrie, om regelbaar vermogen te creëren in de elektriciteitssector en om seizoensopslag te realiseren. Duurzame elektriciteit heeft een moleculaire kompaan nodig om de taak van systeemenergiedrager goed uit te voeren. De periode voor 2030 gaat dus vooral om het aanleggen of klaarmaken van infrastructuur voor die nieuwe ruggengraat, het uitbreiden van de wind-op-zee productie (WOZ), het investeren in de eerste grootschalige productie van CO₂-arme waterstof voor decarbonisatie van de industrie en het uitvoeren van pilots en demonstratieprojecten om grootschalige elektrolyse te realiseren.

Na 2030 kan, bij verder ontwikkeling van WOZ, waterstofproductie en eventueel handel, het energiesysteem verder veranderen door andere energiedragers grootschalig te gaan vervangen in alle soorten energievraag. Voor die tijd zal slechts dat op kleinere schaal mogelijk zijn.

De huidige marktordening van de Nederlandse energiemarkten (gas en elektriciteit) is sinds de eeuwwisseling tot stand gekomen onder door de EU gestelde voorwaarden aan de interne energiemarkten en door de vertaling daarvan in nationale wetgeving en een reguleringsaanpak. Daarbij is in Nederland gekozen voor eigendomssplitsing van netwerken, productie en distributie. De aardgas- en elektriciteitsnetwerken zijn (semi-privaat) eigendom van overheden, zowel van het Rijk (TenneT en Gasunie) en lagere overheden als provincies en gemeenten (o.a. Alliander, Enexis en Stedin). Zij zorgen middels hun netbeheerfunctie (TSO en DSO) voor aanleg, onderhoud en balanceren van de netten.

Door de energietransitie komen potentieel zowel nieuwe soorten eindgebruikers als ook nieuwe energietechnologieën in het energiesysteem. Warmte kan bijvoorbeeld nieuwe afnemers vinden in de gebouwde omgeving, terwijl de verwachte toename in de vraag naar schone moleculen kan resulteren in vraag naar waterstof(technologie) buiten de huidige industriële toepassingen.

Ook zullen er vervangende energiediensten ontwikkeld moeten worden voor functies die nu nog door de traditionele energiedragers worden verleend (opslag en flexibiliteit). Was het oude energiesysteem grotendeels gebaseerd op vraag gestuurde energieproductie, omzetting en transport, het nieuwe systeem zal deels aanbod gestuurd zijn. Waterstof kan een belangrijke schakel vormen in het energiesysteem om het groeiende variabele elektriciteitsaanbod dusdanig te verwerken dat het energiesysteem in evenwicht blijft, zowel bij de groei van decentrale systemen als de groei van nieuwe energietechnologieën op industriële schaal.

De huidige markt is niet geordend met deze verandering in gedachten. De omschakeling naar een ruggengraat van elektriciteit en waterstof (en andere technologieën) kan aanpassingen vergen in de marktordening. Immers, bij hergebruik van infrastructuur zal capaciteit worden onttrokken aan een gereguleerd netwerk. Hoe moet dit worden vormgegeven en in welk reguleringsregime? Hoe kan de markt voor waterstof, die nu nog een gespecialiseerde industriële markt is, worden uitgebreid om ook in andere vraag te voorzien. Hoe kan nieuw aanbod en vraag in die nieuwe markt worden geacommodeerd? Hoe moet de handel in waterstof worden georganiseerd zodat publieke belangen kunnen worden gewaarborgd? Kan waterstof voor de bebouwde omgeving en vervoer worden geacommodeerd door de fiscale ruimte te benutten en de kostenverschillen op te vangen in een gelijkwaardige prijs voor lage temperatuur warmte en vervoer? Mogen industrieën samenwerken om de nieuwe waterstofmarkt vlot trekken en onder welke voorwaarden? Welke effecten hebben keuzes op de betaalbaarheid en voorzieningszekerheid? In hoeverre bepalen de klimaatdoelen voor 2030 en 2050 de ontwikkelingsstappen?

Dit paper is tot stand gekomen door discussie in een ad hoc brainstorm groep over economie en energietransitie. De uitwerking van vragen rondom waterstof zijn een eerste proeve van de ideeën die in de groep leven en zijn ontwikkeld. De groep begon met een bescheiden aantal deelnemers uit de academie, overheid en bedrijfsleven en is in de loop der maanden uitgebreid met andere geïnteresseerden in deze discussie. We danken iedereen voor hun waardevolle bijdrages. De verantwoordelijkheid voor de inhoud van het paper, waaronder mogelijke fouten, berust echter geheel bij CIEP.

3 SYSTEEMFUNCTIE VAN ENERGIEDRAGERS EN -BRONNEN

De energievoorziening van een economie voldoet in de behoefte aan energie voor verschillende 'diensten' in verschillende sectoren. In huishoudens met name voor warmte, licht, apparaten en ICT, in de industrie ook in het gebruik van energiedragers als grondstof, en in de transportsector met name voor kracht.

Wanneer we denken over energiesystemen, is het nuttig onderscheid te maken tussen energiebronnen en energiedragers. Met energiebronnen bedoelen we de primaire vormen van energie: kolen, ruwe olie, aardgas, uranium, maar ook zonne-energie en windenergie, waar we als maatschappij vervolgens van alles mee kunnen. Deze bronnen zijn veelal niet geschikt voor direct gebruik door de consument. De bronnen worden daarom omgezet in energiedragers zoals elektriciteit, benzine of diesel, warmte of waterstof. Methaan is een buitenbeentje, omdat het door haar specifieke eigenschappen tegelijk primaire energiebron en energiedrager is.

In theorie is er sprake van een aanzienlijke vrijheid om verschillende soorten energiedragers in te zetten voor dezelfde diensten. Warmte kan bijvoorbeeld geproduceerd worden door middel van de verbranding van biomassa, olieproducten, aardgas, aardwarmte, of door elektrische oplossingen. Transportmiddelen kunnen worden aangedreven door olieproducten, aardgas, elektriciteit of zelfs door wind. Bovendien kan een secundaire energiedrager als elektriciteit worden opgewekt door velerlei technologieën: kolen, olie, gassen, nucleair, wind, zon, waterkracht, etc. Theoretisch is er dus een grote mate aan vrijheidsgraden voor de organisatie van de energievoorziening.

Kijken we echter in de praktijk naar 'nationale' systemen van energievoorziening, dan zien we vrij specifieke patronen van combinaties van primaire energiebronnen en secundaire energiedragers in de energievoorziening voor de verschillende toepassingen. In bijvoorbeeld de transportsector is de situatie momenteel nog vrij overzichtelijk: olieproducten (benzine, diesel, kerosine en stookolie) zijn overal dominant. Er is meer variatie in de energievoorziening van huishoudens, de industrie en in de opwekking van elektriciteit. In bijvoorbeeld landen als Nederland, Italië en Engeland speelt aardgas een hoofdrol. In andere, zoals Noorwegen en Frankrijk, wordt die rol (deels) door elektriciteit vervuld, opgewekt met vooral waterkracht of kernenergie.

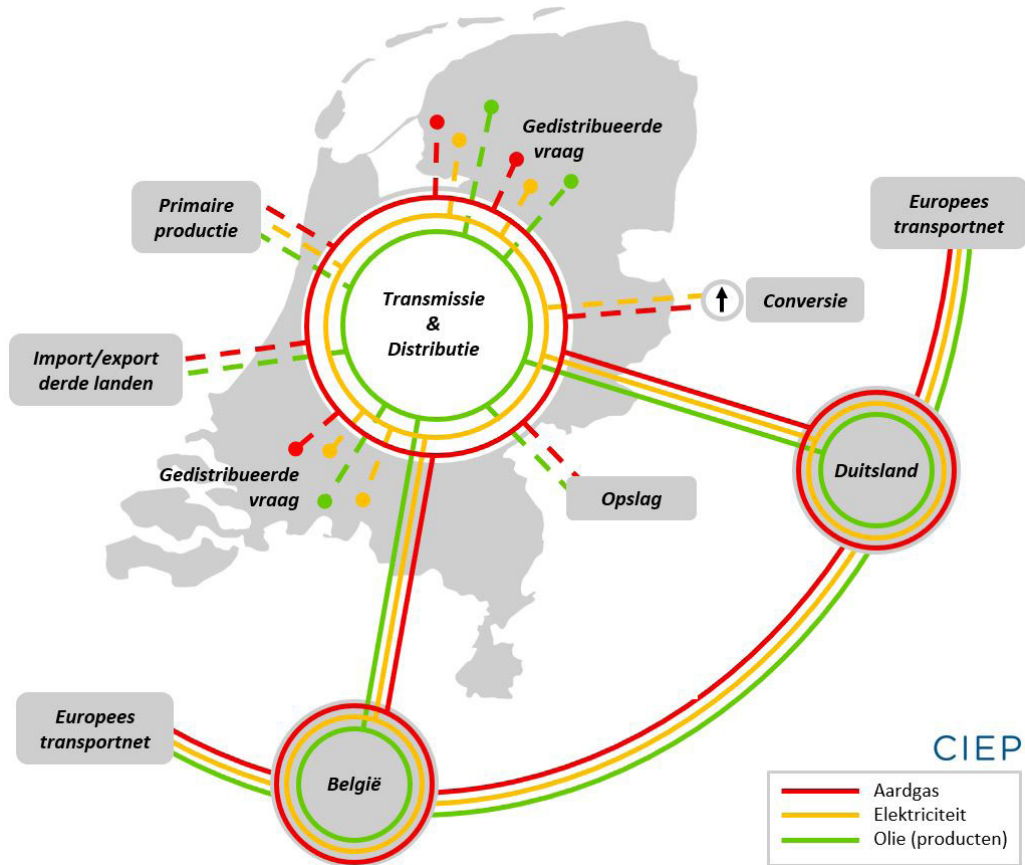
WAT IS EEN SYSTEEMFUNCTIE/DEFINITIE

In het geval van olie, gas en elektriciteit kunnen we spreken van energiebronnen en -dragers die een 'systeemfunctie' vervullen (Figuur 1). Het gaat dan om bronnen waarvan de energievoorziening en de economie afhankelijk zijn en die als default oplossing functioneren in allerlei vormen van energie- en grondstofgebruik. In algemene zin betekent dit dat de organisatie van samenlevingen, zowel wat betreft de economische activiteiten als sociale aspecten, in belangrijke mate gerelateerd is aan de karakteristieken van de daar dominante energiebronnen en -drager(s).

Een energiedrager met een systeemfunctie zorgt voor voldoende flexibiliteit: het is een verbindende schakel tussen meerdere vormen van energieproductie (over zowel locatie, tijd of vorm) en meerdere vraagfuncties. Hierbij gaat het zowel om sector-specifieke vraagfuncties als bijvoorbeeld (hoge temperatuur) proceswarmte in de industrie, verwarming in de gebouwde omgeving of kracht in de mobiliteitssector als ook sector overstijgende vraagfuncties zoals licht of ICT (elektriciteitssector). Energiedragers met een systeemfunctie zijn hiermee de 'smeerolie' in een energiesysteem.

Daarnaast speelt de mogelijkheid tot opslag een rol in de functie in het energiesysteem. Essentieel voor een goed functionerend energiesysteem is dat een of meerdere energiedragers met een systeemfunctie gebruikt kunnen worden voor het aanleggen van voorraden, die in geval van productieproblemen (ongeacht of dit technische belemmeringen of weersomstandigheden zijn) en/of geopolitieke problemen kunnen worden aangesproken (zgn. strategische voorraden). Bij gebrek aan eigen binnenlandse productie en reserves kunnen strategische voorraden zich ook in een naburig land bevinden en/of, zoals bij aardolie, kan er door internationale afspraken tussen landen een beroep worden gedaan op de strategische voorraden van andere landen in bepaalde omstandigheden. Daar moeten wel concrete afspraken over worden gemaakt, zodat een grote mate van zekerheid bestaat dat deze voorraden beschikbaar zijn op het moment dat het ontvangende land daarom vraagt.

FIGUUR 1– SCHEMATISCHE WEERGAVE HUIDIGE ENERGIESYSTEEM



HET ENERGIESYSTEEM IN NEDERLAND BESTAAT UIT DRIE GEÏNTEGREERDE ENERGIEDRAGERS MET SYSTEEMFUNCTIE

Verder zijn belangrijke kenmerken van een energiedrager met een systeemfunctie ook de schaal van het systeem en de netwerkeffecten. Naarmate een systeem een grotere schaal heeft zal er meer aanbod zijn vanuit verschillende bronnen op verschillende locaties, waardoor er keuzemogelijkheden ontstaan. Ook aan de vraagkant ontstaat variatie in afzet- en verbruikspatronen door het kunnen bedienen van meerdere vraagfuncties. Deze grote omvang kan de economische rechtvaardiging zijn van de aanleg van fijnmazige transmissie- en distributienetwerken met een grote geografische dekking zodat overal aan de energievraag voldaan kan worden. Voldoende verhandelde volumes zorgen ervoor dat die investeringen in infrastructuur kunnen worden gedeeld door de verschillende gebruikers en toegang tot energie kan worden gerealiseerd tegen zo laag mogelijke (maatschappelijke) kosten voor alle consumenten/gebruikers.

Energiedragers met systeemfuncties verbinden verschillende energiefuncties tegen zo laag mogelijke maatschappelijke kosten aan elkaar, bieden leveringszekerheid en waarborgen de toegang tot de energiemarkt voor zowel producenten, leveranciers en afnemers. Hiermee creëren ze een robuust energiesysteem.

HUIDIGE ENERGIESYSTEEM

In Nederland vervullen aardgas, aardolie en elektriciteit deze functies. De rol van aardgas is belangrijk als grondstof en in de productie van elektriciteit en warmte voor de industrie en huishoudens. Door de aanzienlijke voorkomens in Nederland, is aardgas ook een belangrijk exportproduct geweest en dat heeft zowel bijgedragen aan een positieve handelsbalans als aan substantiële overheidsbaten. De binnenlandse productie (Groningen en kleine velden on/offshore) en gasopslag vervulde de functie van strategische voorziening, zodat er geen voorzieningszekerheidsproblemen optraden.

Naast gebruik als transportbrandstof heeft aardolie, in combinatie met aardgas, gezorgd voor een sterk, internationaal concurrerend, (petro)chemisch cluster. Met sterk ontwikkelde verbindingen (pijpleidingen, rail en weg) naar buurlanden is feitelijk een groot geïntegreerd energie/chemie cluster (Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen-(Chemelot)-Rijn/Roer; i.e. ARAR) ontstaan in NW Europa. Voorzieningszekerheid is gewaarborgd door strategische oliereserves en daarnaast door internationale afspraken in het Internationaal Energieagentschap (IEA) waarbij een beroep kan worden gedaan op de strategische olievoorraden bij een aanzienlijke verstoring van het aanbod. In EU verband is er sprake van solidariteit in de interne aardgasmarkt, maar bestaat er geen beleid met betrekking tot strategische reserves.

Elektriciteit vervult de rol van flexibele energiedrager zonder verdere CO₂-emissies bij consumptie voor vele vormen van eindgebruik. Naast gebruik voor basisbehoeftes als licht en (in beperkte, maar toenemende mate) warmte, voorziet het ook in kracht (stationaire motoren, gereedschappen en steeds meer in mobiliteit) en energievraag als ICT. Hoewel de grootschalige opslagmogelijkheden beperkt zijn, is leveringszekerheid gerealiseerd door voldoende flexibel inzetbaar piekvermogen. Onder deze omstandigheden heeft elektriciteit op grote schaal door kunnen dringen tot alle aspecten van de energievoorziening in de samenleving.

ENERGIEDRAGERS MET SYSTEEMFUNCTIE IN DE ENERGIETRANSITIE

In de energietransitie neemt de ruimte voor het gebruik van olie en aardgas als energiedrager voor de eindverbruiker af, doordat deze moeilijk te voorkomen, gedistribueerde emissies veroorzaken. Waar olie en aardgas in steeds mindere mate als 'default' oplossing gelden, aardgas een sterk afnemende binnenlandse productie kent, en investeringen in infrastructuur door (verwachte) afnemende schaalvoordelen ter discussie staan, komen op termijn ook de systeemfuncties die aardolie en aardgas vervullen in het gedrang.

Een belangrijke vraag is of elektriciteit de systeemrollen die aardgas en olie nu spelen kan overnemen, in aanvulling op de huidige systeemfuncties die elektriciteit nu al vervult, of dat een toekomstig, duurzaam energiesysteem een tweede energiedrager met systeemfunctie nodig heeft naast elektriciteit.

Hoewel de vraag naar lage-temperatuurwarmte, delen van de hogere temperatuur warmte en transport kunnen worden geëlektrificeerd, zijn met name de transmissiecapaciteit, de geringe operationele opslagmogelijkheden en de niet (kosteneffectief) te elektrificeren warmtevraag in Nederland en buurlanden vooralsnog het merendeel van obstakels voor het volledig overnemen van de systeemfuncties van olie en gas door elektriciteit. In een nieuw energiesysteem blijft bovendien behoefte aan materiele producten en daarmee feedstocks (moleculen) als grondstoffen in de industrie, en ook blijven er processen die moeilijk of kostbaar zijn om te elektrificeren, zoals bijvoorbeeld een deel van de hoge temperatuur warmtevraag.

Naast technische aspecten spelen ook economische overwegingen een rol. Van belang is daarbij de verhouding tussen de kosten van omzetting van elektriciteit naar moleculen en de kosten van het transport. De kosten van nieuwe transmissie en distributie-infrastructuur van elektriciteit zijn hoger dan die van transport van gas, bij gelijke energie transportcapaciteit. Daarnaast kunnen de maatschappelijke kosten hoger zijn omdat nieuwe elektriciteit transmissie corridors meer weerstand oproepen dan ondergrondse pijpleidingen corridors of kunnen bestaande pijpleidingen worden hergebruikt.

Voorlopige conclusie is dat een of meerdere molecuul(en) als energiedrager met systeemfunctie nodig is of zijn om het energiesysteem effectief te laten (blijven) werken.

Er worden meerdere mogelijkheden onderzocht en ontwikkeld om als moleculaire energiedrager met systeemfunctie te dienen. Waterstof is een kandidaat die op het moment veel aandacht heeft, maar er bestaan daarnaast andere opties zoals bijvoorbeeld ammoniak, biogas/groen gas (methaan uit vergisting biomassa) of synthetisch methaan (uit productie met waterstof en CO₂). Elk van deze opties heeft andere voor- en nadelen, door de verschillen tussen de moleculen, productieprocessen en grondstoffen. In het algemeen kan gesteld worden dat een ideale moleculaire energiedrager onder andere flexibel is in termen van productie (productie uit meerdere grondstoffen en processen mogelijk) en vraag (te gebruiken in meerdere vraagsectoren), (voor lange termijn) opgeslagen kan worden en voldoende schaalbaar voor brede implementatie is (Figuur 2).

FIGUUR 2 – SYSTEEMFUNCTIES VAN ENERGIEDRAGERS, HUIDIG SYSTEEM EN NA TRANSITIE

Systeemrollen	Huidig systeem		Energietransitie	
	Olie	Aardgas	Elektriciteit	Waterstof
Diverse bronnen/omzettingen	✓	✓	✓✓	✓✓
Opslag – Korte termijn	✓✓	✓✓	✓	✓
Opslag – Lange termijn/strategisch	✓✓	✓✓	–	✓✓
Transmissie	✓✓	✓✓	✓	✓✓
Netwerkeffecten in distributie	✓✓	✓✓	✓✓	✓
Warmte – Hoge temperatuur	✓✓	✓✓	–	✓✓
Warmte – Lage temperatuur	✓✓	✓✓	✓✓	✓✓

Vallen weg in transitie CIEP

✓✓ Goed geschikt
✓ Enkele beperkingen
– Gelimiteerd

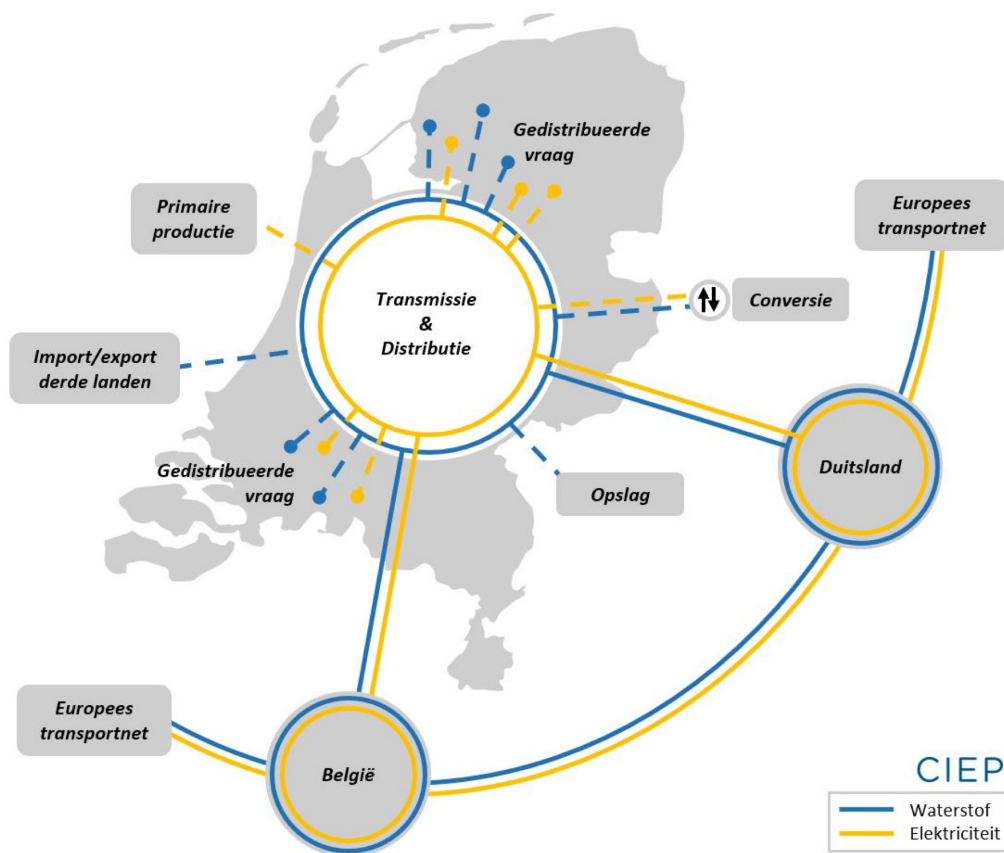
ELKE SYSTEEMROL MOET VERVULD WORDEN VOOR EEN GOED FUNCTIONEREND ENERGIE-SYSTEEM. DRAGERS MET BEPERKINGEN IN ROLLEN MAAR WELKE ELKAAR AANVULLEN, KUNNEN VOOR DIE ROL SAMEN GELIJKWAARDIG ZIJN AAN EEN ENKELE GOED GESCHIKTE DRAGER.

Een volledige beschouwing van de alternatieven is buiten het doel van dit stuk. Gelet op de beperkingen in (consumenten) gebruik van ammoniak vanwege toxiciteit, beperkingen in de schaalbaarheid van biogas door afhankelijkheid van biomassa en (voorlopig) kosten van methanisatie en een klimaatneutrale CO₂ bron voor synthetisch methaan, ligt de focus in dit stuk bij waterstof. Daarnaast is waterstof een grondstof voor meerdere van zijn alternatieven, die mogelijk ook kunnen profiteren van een omvangrijke waterstofmarkt om daarnaast als (deel)oplossing voor (specifieke) sectoren of gebruiken te fungeren. De keuze voor waterstof sluit deze alternatieven dus niet volledig uit.

4 (MOGELIJKE) ROL VOOR WATERSTOF

Na het wegvallen van olie en gas ontstaan zwakke punten in een energiesysteem dat is gebaseerd op enkel (weersafhankelijke productie van) elektriciteit. Om waterstof elektriciteit op deze punten aan te laten vullen, zou het als systeemmolecuul parallel en geïntegreerd aan elektriciteit moeten worden ingezet (Figuur 3). De onderscheidende transportmogelijkheden (ondergronds, grote volumes, lange afstanden, hergebruik bestaande infrastructuur) en opslagmogelijkheden (ondergrondse seizoensopslag, plus decentrale opslag) kunnen dan worden gerealiseerd voor de verschillende onderscheidende vraagfuncties (als feedstock, voor hoge temperatuur warmte), terwijl waterstof ook inzetbaar is in een hybride opzet (voor warmte of elektriciteitsproductie) en vervoer.

FIGUUR 3 – SCHEMATISCHE WEERGAVE VAN EEN MOGELIJK (TOEKOMSTIG) ENERGIESYSTEEM



ALLE FUNCTIES VAN HET ENERGIESYSTEEM Zouden na transitie kunnen worden voldaan met elektriciteit en waterstof in systeemrollen.

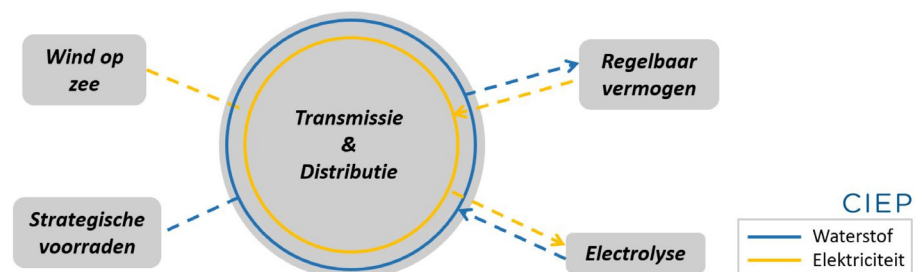
Hoewel populair in gebruik, bestaan er geen strikte definities om de verschillende productiemethodes voor waterstof te differentiëren met 'kleuren' van waterstof. In dit paper refereert 'blauwe' waterstof naar productie uit aardgas met reductie van de CO₂ emissies door afvang en opslag en/of gebruik (CCUS). 'Groene' waterstof refereert naar productie door elektrolyse van water met behulp van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen. 'Grijze' waterstof refereert naar productie uit fossiele energiebronnen zonder CO₂ emissie mitigatie. Dit is in lijn met door het Internationaal Energie Agentschap (IEA) gehanteerde begrippen (IEA, The Future of Hydrogen, 2019). Hoewel gemakkelijk in gebruik, kan de kleurenterminologie door uiteenlopende technische mogelijkheden en uitwerkingen leiden tot contra-intuïtieve resultaten. Bijvoorbeeld, door verschillen in CO₂ afvang bij blauwe waterstof en emissie intensiteit van elektriciteit, is niet algemeen te stellen dat (groene) waterstof uit elektrolyse leidt tot minder emissies dan blauwe waterstof.

BOX 1 – DE VERSCHILLENDE KLEUREN WATERSTOF

RELATIE TOT ELEKTRICITEITSSECTOR

In de toekomst zal elektriciteit uit zon- en windenergie een belangrijkere rol vervullen in de Nederlandse energievoorziening. Vooral de productie van elektriciteit door middel van wind op zee (WOZ) zal flink toenemen. De relatie tussen elektriciteit en waterstof vormt zich rondom transmissie, opslag en flexibel, CO₂ neutraal regelbare elektriciteitsproductie (Figuur 4).

FIGUUR 4 – RELATIE WATERSTOF EN WIND OP ZEE



WATERSTOF EN ELEKTRICITEIT VULLEN ELKAAR AAN IN HET OPVANGEN VAN VARIABILITEIT DOOR OPSLAG EN REGELBARE ELEKTRICITEITSVRAAG EN -PRODUCTIE.

Waterstof en elektriciteit kunnen tezamen een robuust systeem creëren, waarin aan alle soorten energievraag voldaan kan worden. Productie uit weersafhankelijke hernieuwbare energiebronnen kan hierin opgevangen worden, maar het biedt ook mogelijkheden om bij onvoldoende nationale energieproductie, opslag en conversiecapaciteit energie te importeren en eventueel te her-exporteren/doorvoeren naar het (geïntegreerde) achterland.

Elektriciteit uit hernieuwbare bronnen kan direct aan het hoogspanningsnet worden geleverd. Voor windparken nabij de kust worden nu zogenoemde 'stopcontacten op zee' gerealiseerd, waarvan de stroom naar de aanlandpunten aan wal worden gebracht. Voor windparken die verder uit de kust liggen worden deze aansluitingen duurder. Samen met naburige kuststaten wordt daarom gekeken naar de opties van kunstmatige eilanden en een Noordzee-net, om de WOZ-energie naar de markt(en) te transporteren.² Daar komt bij dat elektriciteit steeds verder het achterland in getransporteerd moet worden. De verwachting is dat de capaciteit van het Nederlandse elektriciteitssysteem om alle WOZ-stroom te absorberen na 2030 beperkt is zonder verzwaring van het onshore net, ook als de aanlanding van de elektriciteitskabels nabij geclusterde vraag van industriegebieden plaatsvindt en rekening houdend met de kosten van het aanlanden van WOZ verder uit de kust.³ Elektriciteit uit WOZ kan echter ook worden ingezet voor de productie van waterstof uit elektrolyse, wat vervolgens via (hergebruik van bestaande) pijpleidingen goedkoper en in grote volumes naar de markten kunnen worden getransporteerd. Er bestaan visies waarin dit op termijn direct op zee kan gebeuren⁴ en het op deze manier verweven van elektriciteits- en gasinfrastructuur creëert een robuuster en kosten effectiever energie transportnet⁵.

Daarnaast speelt in de overgang naar een energiesysteem, waar meer vraag naar energie door intermitterende elektriciteitsproductie (zon en wind) zal worden bediend, het probleem van het organiseren van in de tijd gecoördineerde vraag en aanbod, door de geringe mogelijkheid elektriciteit op te slaan. Lange termijn opslag, bijvoorbeeld om seizoensinvloeden te overbruggen of als strategische voorraden, kunnen worden aangelegd door waterstof op te slaan in bijvoorbeeld zoutcavernes⁶.

2 North Sea Wind Power Hub, juni 2019.

3 Idem; https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/TKI%20Gas/publicaties/VANOZ_omgevingsmanagement_groene_%20waterstof_Q%26As_%20intro_%20doel_kader_%20EA15062018.pdf

4 North Sea Wind Power Hub, juni 2019.

5 Gasunie en TenneT, Infrastructure Outlook 2050, 2019

6 Gasunie New Energy, HyStock

Deze reserves kunnen worden ingezet in elektriciteitsopwekking als flexibel regelbaar vermogen om intermitterende elektriciteitsproductie bij te staan in het voldoen aan de vraag. Waar de verwachting is dat op korte termijn groene waterstof (Box 1) nog onvoldoende beschikbaar is, kan gebruik van blauwe waterstof voor elektriciteitsproductie de CO₂ uitstoot eerder verminderen en daarnaast het opzetten van een waterstofinfrastructuur ondersteunen.⁷

RELATIE TOT INDUSTRIE

De Nederlandse industrie staat voor een grote opgave in de transitie, terwijl zij opereert in een internationaal speelveld (hoewel de meeste landen Parijs hebben ondertekend). Het zijn clusters waar veel energiestromen samenkomen. De industrie vormt een potentieel grote afzetmarkt voor het nieuwe elektriciteitsaanbod en kan, met de aanwezigheid van blauwe en groene waterstofcapaciteit, import- en transportcapaciteit en waterstofopslagfaciliteiten, bijdragen aan het managen van een variabel hernieuwbaar energie-aanbod. In de industrieclusters bestaat een complexe koolstofeconomie waarbinnen producten en feedstocks worden uitgewisseld en vindt er al veel uitwisseling van warmte plaats. Inpassing van waterstof hierin kan het vervangen van grondstoffen mogelijk faciliteren en warmte cascades (en daarmee efficiency voordelen) in stand houden.

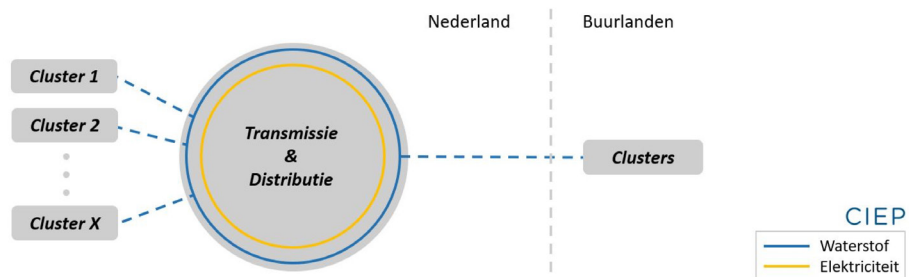
Uit studies⁸ is gebleken dat het aardgasnet hergebruikt kan worden voor het vervoer van waterstof. In Nederland liggen de industriële clusters verspreid door het land, met clusters bij de Eemshaven, Amsterdam/IJmuiden, Rotterdam-Moerdijk, Westerscheldemond en Geleen (Chemelot). Deze clusters zijn verbonden via een hoofdnet van pijpleidingenstraten, die bestaan uit meerdere buizen welke verschillende gassen en vloeistoffen tussen de diverse clusters transporteren. Er bestaat bovendien al een grensoverschrijdend netwerk voor waterstof dat Rotterdam met België en Noord-Frankrijk verbindt. Er wordt onderzocht of bij de initiële hoeveelheden waterstof die beschikbaar komen in Rotterdam en Eemshaven één of meerdere leidingen omgezet kunnen worden naar waterstof zodat in het nieuwe systeem clusters op deze wijze verbonden kunnen worden (Figuur 5).⁹

7 Vattenfall, Equinor en Gasunie, Hydrogen to Magnum (H2M) en H-Vision 'Feasibility study report - Blue hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition and industry'. July 2019

8 Bijvoorbeeld DNV-GL 'Verkenning waterstofinfrastructuur', november 2017.

9 Gasunie, www.gasunie.nl energietransitie, thema waterstof.

FIGUUR 5 – RELATIE WATERSTOF EN INDUSTRIËLE CLUSTERS IN BINNEN- EN BUITENLAND



BINNEN- EN BUITENLANDSE INDUSTRIËLE CLUSTERS KUNNEN ENERGIE- EN GRONDSTOFFEN-VRAAG VERBINDEN VIA WATERSTOF.

Tegelijkertijd is de pijpleidingen-drukke in de grote corridors die het Amsterdam-Rotterdam-Antwerpen-Rijn-Roer (ARRAR)-cluster verbinden een probleem dat ook moet worden opgelost. Bij hergebruik hoeft er geen extra pijpleiding te worden aangelegd, maar bij nieuwe aanleg zal er een oplossing moeten worden gevonden voor enkele, nu al bestaande, knelpunten, zoals rond Antwerpen. Het samenwerken bij het verbinden van de clusters, ook over de grenzen, zal de maatschappelijke kosten flink bepalen en dus is coördinatie van een dergelijke strategie met zowel de overheden in België (Vlaanderen) en Duitsland (Rijn-Roer) als ook tussen de ondernemingen in de clusters van groot belang voor het welslagen van de transformatie van het industriële energiegebruik. Het is niet ondenkbaar dat onderlinge concurrentie tussen de drie landen om het eigen deel van het NW-cluster te bevoordelen de plannen kan frustreren.

Een ander belangrijke reden waarom waterstof kan uitgroeien naar een systeem energiedrager is het feit dat de waterstofmarkt in Nederland al relatief groot is. De Nederlandse on-purpose productie van waterstof voor onder andere raffinaderijen, de productie van kunstmest/ammoniak en methanol wordt geschat op 800 kiloton H₂ per jaar. Het is goed hierbij onderscheid te maken tussen het gebruik van waterstof als feedstock en als energiedrager. De huidige waterstofvraag bestaat voor het overgrote deel uit waterstof voor gebruik als *feedstock*, met een kleiner deel waterstof als bijproduct gebruikt voor energieproductie (cokes- en hoogovengas). Echter nieuwe waterstofproductie zal waarschijnlijk vaker als energiebron ingezet worden en bestaande energie (gas) vraag vervangen. Bijvoorbeeld zoals bij het H-Vision project, dat blauwe waterstof productie uit aardgas en raffinagegas voorstelt. Het referentiescenario gaat hierin uit van 5,5 Mt CO₂ per jaar afvang en

opslag, wat gezien conversieverliezen leidt tot een emissiereductie van 4,3 Mt CO₂/jaar.¹⁰ Dit zou een waterstofproductie tot 3210 MW of 700 kt/jaar betekenen, met een CO₂ intensiteit van 28 gr CO₂/kWh_{HHV}. Dit zou grofweg neerkomen op een verdubbeling van de huidige waterstof productie en daarmee een aanzienlijke aanjager van de waterstofmarkt kunnen zijn. De waterstofmarkt zou nog een verdere boost krijgen als de oliegebaseerde chemie haar feedstocks gaat verduurzamen. De Nederlandse chemische industrie schetst een in haar ogen plausibel toekomstpad naar 2050 waarin ze naast CCUS en biomassa ook 11,4 GW offshore windvermogen nodig hebben voor omzetting in groene waterstof.¹¹ Dit zou omgerekend een waterstofproductie van ca. 1 Mt betekenen.

RELATIE TOT GEBOUWDE OMGEVING

Finaal energiegebruik voor warmte in de gebouwde omgeving beslaat 23% van het totale finale energieverbruik in Nederland en is daarom essentieel onderdeel van verduurzaming strategieën.¹² Een (indirecte) koppeling tussen waterstof en de gebouwde omgeving kan zich vormen waar waterstof wordt toegepast in elektriciteitsproductie met restwarmtelevering aan warmtenetten. Op langere termijn zou waterstof ook toegepast kunnen worden in warmtecentrales op wijkniveau, waarna een warmtenet de omliggende huizen bedient. Andere visies voorzien distributie van waterstof gelijk aan de huidige aardgas distributie, voor gebruik in waterstof gestookte boilers per individueel huishouden.¹³ Aangezien aanleg van nieuwe infrastructuur hiermee voorkomen kan worden¹⁴, consumenten al bekend zijn met gasgestookte boilers en hoge temperatuur verwarming gelijk aan de huidige situatie mogelijk is met waterstofboilers (waardoor geringe aanpassingen aan woningen nodig zijn), zou dit de sociale acceptatie en implementatiesnelheid van de energietransitie kunnen verhogen. Speciale aandacht moet hierbij uitgaan naar veiligheids- en kostenaspecten. Daarnaast zijn dit lange termijn visies, die geen inactiviteit door een afwachtende houding van gemeentes en in regionale energiestrategieën zouden moeten veroorzaken. Waar de complexiteit van de transitie in de gebouwde omgeving deels bestaat uit de breed gedistribueerde emissies (elke boiler is een emissiebron), transformeert waterstof dit naar een meer gecentraliseerde (en daarmee overzichtelijker) uitdaging bij waterstof productie.

10 H-Vision 'Feasibility study report - Blue hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition and industry'. July 2019 <https://www.deltalinqs.nl/document/h-vision-eindrapport-blue-hydrogen-as-accelerator>

11 VNCI 'Chemistry for Climate: Acting on the need for speed, Roadmap for the Dutch Chemical Industry towards 2050', februari 2018

12 PBL 'Nationale Energieverkenning 2017'.

13 Bijvoorbeeld Gasterra, Bekeart Heating, Remeha, DNV-GL, Gemeente Rotterdam, Ressor Wonen en Stedin, 'Power2Gas' project (Rozenburg) of Northern Gas Networks, Equinor, Cadent, 'H21 North of England'.

14 Netbeheer Nederland 'Toekomstbestendige gasdistributienetten', 5 juli 2018

Hiermee komen ook andere oplossingsrichtingen voor de gebouwde omgeving in bereik, zoals bijvoorbeeld gebruik van CCS (blauwe waterstof) of oplossingen die een industriële aanpak of procedures vragen (bijvoorbeeld gespecialiseerde kennis en operatie). De kostenverschillen voor en achter de voordeur tussen de verschillende opties voor de bebouwde omgeving moeten nader worden onderzocht omdat waterstof aan de desbetreffende klimaattafel onderbelicht is gebleven.¹⁵ Voortschrijdend inzicht kan ertoe leiden dat waterstof als optie voor 2030 in beeld komt getuige de pilotprojecten van bijvoorbeeld Stedin.

RELATIE TOT VERVOER

De elektrificatie van het personenvervoer zal in de komende jaren groeien. Mogelijkwerwijs groeit ook de markt voor waterstof aangedreven auto's als een massale overstap naar elektrische auto's niet lukt door knelpunten in de laadinfrastructuur en gedrag van bestuurders. In die gevallen kan ook waterstof, naarmate het aanbod van deze auto's en tankstations groeit, toenemen. Voor lange afstand vrachtvervoer over de weg en het water kan waterstof een oplossing vormen die elektrificatie niet kan bieden. Hoewel de specifieke opslagcapaciteit van batterijen toeneemt is dat (nog) geen oplossing voor zwaar vrachtverkeer omdat de snelle laadinfrastructuur in de EU en daarbuiten nog maar mondjesmaat is uitgerold en nog steeds relatief lange laadtijd vergt. Inmiddels wordt het aantal waterstoftankstations uitgebreid in onder meer Duitsland en Nederland.¹⁶ Naarmate het aanbod aan auto's en vrachtwagens toeneemt zal deze ontwikkeling versnellen, ook in andere landen. Vooral Japan zet in op auto's aangedreven op waterstof. In de vervoerssector (personen- en vrachtvervoer) lijkt een voorkeur te bestaan voor groene waterstof, waardoor zowel voor elektrische als waterstof auto's zal de vraag naar klimaatneutrale stroom toenemen. Naarmate de productie van klimaatneutrale waterstof toeneemt en beschikbaar komt voor vervoer en de bebouwde omgeving, kan overwogen worden om de fiscale ruimte die benzine en vooral diesel voor vrachtvervoer bieden te gebruiken om de vraag te stimuleren voor klimaat neutraal waterstof door de eindverbruikersprijs te koppelen aan de kosten van transport behaald met diesel (of benzine voor personenauto's).

¹⁵ https://www.clingendaelenergy.com/inc/upload/files/CIEP_paper_2017-01_web.pdf

¹⁶ Momenteel zijn in Duitsland 75 tankstations operationeel en 28 in verschillende stadia van planning en bouw (H2 Mobility, <https://h2.live/en>), in Nederland zijn er 4 operationeel (Rhoon, Arnhem, Delfzijl, Helmond) en 16 in planning en bouw (H2 Platform - Op weg met waterstof, <https://opwegmetwaterstof.nl/tanklocaties/>).

INTERNATIONAAL PERSPECTIEF

De hierboven geschetste introductie van waterstof in verschillende sectoren zien we wereldwijd in verschillende ‘roadmaps’ en plannen terug. Vergelijkbare plannen voor waterstof in industrie zijn bijvoorbeeld ontwikkeld voor Taranaki in Nieuw-Zeeland en in HyNet North West in het Verenigd Koninkrijk (VK). In het VK is daarnaast de ontwikkeling van een waterstof-economie geïdentificeerd als belangrijke bijdrage in het streven naar een klimaatneutrale samenleving.¹⁷ Het feit dat deze plannen onafhankelijk van elkaar tot stand komen, kan opgevat worden als een weerspiegeling van de verwachte waarde voor het energiesysteem en overeenkomsten in oplossingsrichtingen.

Met de huidige technische mogelijkheden is energietransport over lange afstanden en in grote volumes momenteel goedkoper in de vorm van moleculen in vergelijking met elektriciteit. Hierbij komt dat de bovengrondse bouw van elektriciteitslijnen door landen een belemmering vormen, terwijl de ondergrondse elektriciteitskabels substantieel duurder zijn. De kosten van conversie, vervoer en opslag zullen naast de productiekosten bepalend zijn voor de dimensionering van binnenlands voorgebrachte energie en geïmporteerde energiestromen. De verhandelbaarheid van moleculen op internationale markten heeft bovendien een potentieel groter geografisch bereik dan elektronen. De productie en transportkosten van groene moleculen/waterstof zullen de verhouding bepalen tussen import/exportmarkten en met lokale zon- en windenergie geproduceerde waterstof.

De mogelijkheden voor Nederland om de productiecapaciteit in zon en wind (vooral op zee) uit te breiden zijn vooralsnog groot.¹⁸ Het is echter waarschijnlijk dat, ook gezien de concurrentie van ander gebruik/functie (visserij/natuur, scheepvaart, voedselproductie) er schaarste aan ruimte in het Nederlandse deel gaat ontstaan. Waar buurlanden zoals bijvoorbeeld Denemarken niet alle ruimte op zee in hun eigen exclusieve economische zone nodig hebben voor de nationale energiebehoefte, zouden deze hun onbenutte potentie van windpercelen kunnen uitbaten ten behoeve vraag in buurlanden. Dit biedt de kans om het energiesysteem bij voldoende samenwerking op NW Europees (NWE) niveau in te richten en aan te sluiten bij de al bestaande marktintegratie. Een mogelijke uitwerking hiervan wordt onderzocht in het North Sea Wind Power Hub consortium, waarin meerdere kunstmatige energieeilanden worden voorgesteld.¹⁹ Energietransport in (een vorm van) waterstof kan dit

17 Committee on Climate Change ‘Net Zero: The UK’s contribution to stopping global warming’, mei 2019.

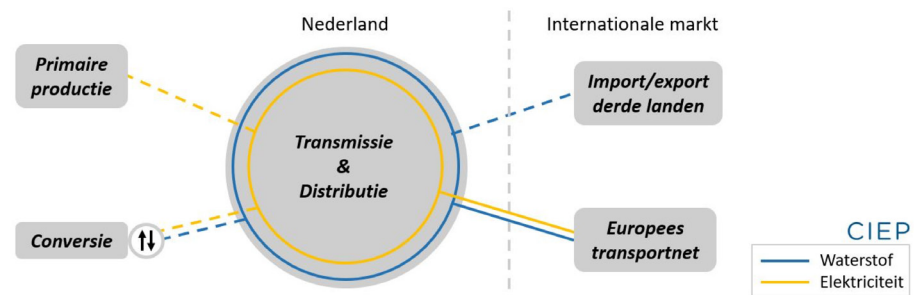
18 Bijvoorbeeld, opschaling van WOZ-capaciteit op het Nederlandse deel van de Noordzee zou mogelijk zijn tot 60 GW, een vervijfvoudiging ten opzichte van het doel voor 2030 (wat onder meer gedimensioneerd is op de elektriciteitsmarkt). PBL, ‘De toekomst van de Noordzee’, 2018

19 Concept papers, <https://northseawindpowerhub.eu/>

(beter) mogelijk maken. Toch blijft ook in deze situatie een gebrek aan potentiële nationale/NWE zon- en windcapaciteit en verdere beperkingen in korte termijn, seizoens- en langdurende verschillen in windproductie mogelijk. De mogelijkheid om ook waterstof te importeren is belangrijk. Het is in dit verband wel belangrijk dat het EU-handelstarief voor import uit derde landen (o.a. binnenkort ook uit het VK) nul wordt zoals voor andere energiedragers, en waterstof niet langer als industrieel gas wordt belast.

Handel in energie verbindt landen met een energietekort en een surplus. Zo kunnen importen bijdragen aan het laag houden van de maatschappelijke kosten en de concurrentiepositie van de NWE- economie door groene moleculen te importeren als deze goedkoper elders kunnen geproduceerd en afgeleverd in onze markt. Daarbij concurreren deze groene moleculen met importen van stroom over grote afstanden. Vooralsnog moeten we ervan uitgaan dat zon- en windenergie geproduceerd in bijvoorbeeld Noord-Afrika het meest economisch in de vorm van waterstof of ammonia getransporteerd kan worden en dat transit over zee geprefereerd wordt over transit over land.

FIGUUR 6 – RELATIE WATERSTOF EN INTERNATIONALE ENERGIEMARKTEN.



WATERSTOF ZOU OP EEN EUROPESE MARKT VERHANDELD KUNNEN WORDEN VIA EEN TRANSPORTNET, OF GLOBAAL MET MARITIEM TRANSPORT.

Een systeem waarbij naast elektronen ook waterstof als systeembrandstof wordt ontwikkeld, kan zo zorgen voor een grotere diversificatie van energiebronnen en naar herkomst ten opzichte van het huidige energiesysteem waarbij zowel traditionele (olie- en gas) exporteurs als nieuwe aanbieders (wind en zon) onze markt

kunnen bedienen (Figuur 6).²⁰ Een integraal plan om hiervan te profiteren is bijvoorbeeld ontwikkeld in de nationale waterstofstrategie van Japan. Hiernaast kan dit bijdragen aan de geopolitieke stabiliteit door traditionele aanbieders van energie in de wereldmarkt kansen te geven mee te ontwikkelen en afzetmarkten te bieden en nieuwe aanbieders een kans te geven zich te ontwikkelen als energie exporteurs.²¹ Een voorbeeld hiervan is de ontwikkeling van een waterstofstrategie door de overheid in Australië, een belangrijke kolen- en gasexporteur, na in eerdere onderzoeken de potentie te hebben verkend. Voorbeelden van mogelijke nieuwe marktspelers zijn bijvoorbeeld Chili en Marokko, landen zonder riant fossiele energiebronnen maar met een overvloedig hernieuwbaar potentieel.

HUIDIGE WATERSTOFMARKT

De huidige waterstofwaardeketen is gericht op de specifieke vraag in de industriële clusters en in waterstofproductie wordt nog maar op beperkte schaal, door één onderneming CO₂ afgevangen en geleverd aan de kassensector. Deze industriële sectoren vallen onder de EU-ETS, de huidige klanten van de CO₂. De glastuinbouw in het Westland niet. De levering van CO₂ helpt bij het verduurzamen van de glastuinbouw zodat zij kunnen overschakelen op duurzame koolstofarme energie. Het uitbreiden van het gebruik van CO₂ in de kassen, maar ook door andere CCU-ontwikkelingen (zoals algenproductie) en andere circulaire ontwikkelingen zoals *waste-to-chemicals*, bieden samen met elektrificatie zicht op een duurzaam grondstoffen en energiesysteem in de toekomst.

In de huidige industriële structuur van Nederland, vooral in de clusters Rotterdam-Moerdijk, Zeeland, Chemelot, Eemshaven en Noordzeekanaal is de aandacht op dit moment vooral gericht op de reductie van CO₂ uitstoot conform het klimaatakkoord voor 2030. Op grond van de opdracht om 14,3Mton CO₂ te verminderen bovenop het bestaand beleid in het basispad van PBL, hetgeen neer komt op een reductie in 2030 van 59% ten opzichte van 1990, is deze aandacht voor CO₂-reductie begrijpelijk. De focus op CO₂-reductie zorgt ervoor dat er extra aandacht uitgaat naar het afvangen en opslaan of gebruiken van CO₂ bij de waterstofproductie in de clusters. Dit is voor de ondernemingen de meest kostenefficiënte manier om flinke volumes CO₂ in hun productieprocessen te verminderen omdat het om een geconcentreerde bron gaat, die ook relatief zuiver is, zodat CCUS binnen bereik is. De CO₂-reductie opdracht dwingt als het ware een nieuwe manier van denken af over het huidige

20 Het Internationaal Energie Agentschap (IEA) heeft een schatting gemaakt van toekomstige kosten van waterstof uit elektrolyse met stroom uit wind op land of PV. Vergeleken met huidige energie exportlanden, zijn de gebieden met lage waterstofkosten groter en breder verdeeld. IEA, 'The future of hydrogen', 2019 – figuur 14, pagina 49. Merk op dat WOZ (bijvoorbeeld rond de Noordzee), niet meegenomen is in dit IEA figuur.

21 A New World – The Geopolitics of the Energy Transformation, Global commission on the geopolitics of energy transformation, IRENA, 2019

waterstofgebruik. Waterstof wordt in de industrie als feedstock gebruikt en wordt zowel gemaakt van aardgas als van restgassen. Het laatste is belangrijk voor raffinaderijen en chemische fabrieken omdat ze op deze manier de restgassen nuttig kunnen gebruiken.

Een tweede belangrijke reden waarom de industrie via waterstof aan de gestelde doelen wil voldoen is omdat elektrificatie van de industrie, bijvoorbeeld door het gebruiken van WOZ, niet kan zonder ook een omzetting naar waterstof om te zorgen dat er 24/7/365 beschikt kan worden over energie. Waterstof in deze route is een indirecte vorm van WOZ gebruik. Daartoe is omzetting via elektrolyse nodig om waterstof te kunnen opslaan maar ook om in te zetten in die delen van het productieproces die niet of moeilijk geëlektrificeerd kunnen worden maar zo indirect wel WOZ als (binnenlandse) energiebron kunnen gebruiken.

Vergezichten op 2050 waarin een circulaire economie de boventoon voert, geven automatisch een flinke nadruk op de rol van waterstof als grondstof en daarmee in de energietransitie. Deze rol wordt nog versterkt doordat de opschaling van het aanbod van WOZ zonder een conversie naar waterstof zal leiden tot (te) grote investeringen of potentiële congestie in het hoogspanningsnet. Bovendien wordt zonder conversie het probleem van opslag voor marktdoeleinden en strategische redenen niet opgelost.

Er ontstaat bovendien een technisch logische verbinding tussen de verschillende oplossingsrichtingen van verschillende delen van het energiesysteem en daarmee ontstaat ook een begin van een economisch model om de markt vlot te trekken. Bovendien is waterstof een zeer flexibele energiedrager en een elementaire chemische bouwsteen, waardoor er onverwachte innovaties kunnen plaatsvinden die verder bijdragen aan de ontwikkeling van de waterstofmarkt.

De optie om een grote nieuwe waterstoffabriek te bouwen (H-vision) in de Rotterdamse haven, maar ook de verschillende plannen in andere industriële clusters zoals in het Noorden, zijn niet alleen bedoeld om zogenaamde grijze waterstofproductie te vervangen, maar ook om groei van de vraag, in de industriële sector, elektriciteitssector of daarbuiten, te kunnen bedienen. Daarmee kan een mogelijkheid ontstaan om ook in de vraag van de bebouwde omgeving en/of vervoer te gaan voorzien. Immers, ook bij de introductie (of creatie van de markt) voor aardgas in de jaren zestig werd gekozen voor het aanbieden van aardgas voor verschillende gebruikers door zekerheid van de vraag te creëren en werd er op de groei gebouwd, terwijl er verschillende tarieven voor gebruikersgroepen werden ingesteld, die gelieerd waren aan het naaste alternatief.

De drempel voor de groei van de vraag naar waterstof in niet-ETS-sectoren zijn de kosten in vergelijking met aardgas of andere vormen van warmte of mobiliteit. Voor de industriële sector die onder het EU-ETS vallen ligt deze drempel op de aardgasprijs en de prijs van CO₂-emissierechten. De prijs en kostenverschillen voor verschillende soorten vraag zijn ingewikkeld omdat energie belast wordt met verschillende heffingen en belastingen voor verschillende soorten gebruikers. Voor de inrichting van de markt voor waterstof kan het belangrijk zijn om het gebouw van heffingen en belastingen opnieuw te bekijken. Kan een auto op waterstof rijden indien de huidige eindverbruikers prijs voor benzine en diesel als uitgangspunt wordt genomen? Kan een huis of kantoor (mede) verwarmd worden met waterstof gebaseerd op de aardgas- en een (non-ETS) CO₂-prijs? Is de huidige fiscale ruimte tussen de kale kostprijs en de eindverbruikersprijzen voldoende om van waterstof (groen of blauw) een goed alternatief te maken? Indien de uitkomst van een dergelijk onderzoek is dat de fiscale ruimte voldoende is om de vraag naar waterstof op deze wijze te stimuleren dan ontstaat er ook meer zekerheid voor investeerders in waterstofproductie dat zij een markt zullen vinden of kunnen creëren voor hun product.

De kosten van een vermeden ton CO₂ door retrofit van CO₂ afvang bij de bestaande SMR-installaties varieert van 40-90 euro per ton, terwijl de kosten voor een nieuwe waterstoffabriek tussen de 75-130 euro per ton vermeden CO₂ liggen²². Dit is aanzienlijk lager dan de kosten per vermeden ton CO₂ in andere sectoren van de economie. Niettemin zijn de kosten (nog) hoger dan waterstof productie zonder CO₂ afvang, maar met uitstootrechten gekocht via het EU ETS. Deze verhoudingen zullen in de toekomst veranderen, doordat een krappere aanbod van rechten naar verwachting zal leiden tot stijgende EU ETS prijzen, terwijl ook het aanbod van groene waterstof zal toenemen. Hiernaast zorgen rendementsverliezen tijdens omzetting tot hogere brandstofkosten in vergelijking met direct verbruik van aardgas voor energie.

De productie van groene waterstof door middel van elektrolyse maakt, net als grijze en blauwe waterstof, gebruik van een bestaande technologie. Echter de productiecapaciteit van elektrolyzers is nog klein vergeleken met de industriële schaal die nodig is in de toekomst, terwijl de schaalvoordelen die behaald kunnen worden belangrijk zijn voor het ontwikkelen van dit deel van de waterstofeconomie. Het is dus van groot belang dat er geïnvesteerd wordt in het opschalen van de productiecapaciteit, zowel voor opbouw van voldoende elektrolysecapaciteit als voor

22 In drie stappen naar een duurzaam industrie cluster, 13 juli 2018, regiotafel Rotterdam Moerdijk.

(productie) kostendalingen door automatisering en *economies of scale*.²³ De voorstellen tot het opschalen van elektrolyzers naar eerst 100 MW, daarna 250 MW en wellicht tegen 2030 naar 1000 MW²⁴ zijn van groot belang om groene waterstof na 2030 op meer industriële schaal te kunnen produceren. Daartoe moet ook het aanbod van offshore wind flink groeien. Hierbij zou een positieve gelijktijdigheid kunnen ontstaan, waarbij elektrolyser technologie voldoende opgeschaald is op het moment dat de offshore windindustrie de elektriciteitsmarkt verzadigd heeft. De mogelijke conversie van elektriciteit naar waterstof (en vice versa) maakt ook een afweging mogelijk tussen de benodigde investeringen in elektrolyse en opslag, versus de waarde van vermeden investeringen in het elektriciteitsnet. Hiermee kan tot een oplossing gekomen worden met de laagste maatschappelijke kosten. Elektrolyse capaciteit op gigawatt schaal sluit dan goed aan bij offshore windparken op gigawatt schaal. De verwachting is dat in de toekomst de kosten van elektrolyse installaties (CAPEX) zullen dalen²⁵ en de efficiency zal verbeteren.

Daar beide manieren van (nagenoeg) klimaat neutrale waterstof produceren voorsnog een onrendabele top hebben is het van belang om de productie van enige schaal op gang te brengen door de projecten financieel te ondersteunen (*supply push*) en uitzicht te hebben op de mogelijkheden voor de aanleg/ombouw van infrastructuur met als voorwaarde dat de kwaliteitseisen van waterstofgebruikers in acht worden genomen, evenals de bestaande infrastructuur. Pas als er voldoende schaalgrootte in productie is bereikt en het transport mogelijk is, kan ook de vraag buiten de industrie en de elektriciteitssector gestimuleerd worden (*demand pull*).

(Blauwe) Waterstof staat of valt met de aanleg of uitbreiding van een waterstofnet met toegang voor de diverse aanbieders, de mogelijkheid om (lokaal) CO₂ op te slaan of te leveren voor gebruik (landbouw, waste-to-chemicals, etc.) en van financiële ondersteuning, in eerste instantie subsidiering en later socialisering van de kosten. Daarbij is het van belang om met projecten van voldoende omvang te beginnen zodat het aanbod-transport-vraag systeem voor waterstof wordt

23 De huidige stand van techniek is voldoende om productie van elektrolyse apparatuur op te schalen. Om investeringen hierin op gang te brengen en schaalvoordelen te halen, is een stabiele vraag cruciaal. NOW 'Studie IndWEDe - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme', 2018

24 ISPT, 19 March 2019, Kick-off for designing a gigawatt electrolysis plant, <https://www.ispt.eu/kick-off-for-designing-a-gigawatt-electrolysis-plant/>

25 Gebaseerd op learning curves lijken kostendalingen van proton exchange membrane (PEM) elektrolyse apparatuur tot 527 €/2017/kWel en van alkaline elektrolyse (AE) apparatuur tot 655 €/2017/kWel in 2030 haalbaar. Store&Go, 'D7.5 Report on experience curves and economies of scale' (2019) en Krishnan et al., 'Power to gas (H2): Alkaline electrolysis. Technological learning in the transition to a low-carbon energy system' (2019)

aangezwengeld, zodat de aanleg van nieuwe, of de ombouw van bestaande, infrastructuur te rechtvaardigen is in dit stadium van de energietransitie.

Het is cruciaal om de volgorde van stappen goed te coördineren, omdat er sprake is van het bouwen van nieuwe waardeketens, waar keten- en investeringsafhankelijkheid niet te vermijden is. Er bestaat behoefte aan het mogen samenwerken in de coördinatie van plannen en investeringen en het mogen delen van kennis. Dit wordt mogelijk belemmerd door de concurrentiewetgeving omdat grote bestaande partijen die nu concurreren in de grijze waterstofmarkt, raffinage en petrochemie, samen willen en kunnen werken in de ontwikkeling van zowel blauwe als groene waterstofproductie en transport. De soort van samenwerking tussen de verschillende ondernemingen in het plannen van en investeren in klimaatneutrale waterstofproductie, transport en vraagontwikkeling tot 2030, als de markt van een traditionele B-2-B-markt naar een bredere markt ontwikkelt moet worden, is een andere dan die in de markt na 2030 mogelijk zal worden toegestaan. Er moet echter wel klaarheid komen welke samenwerking geaccepteerd wordt in welke marktomstandigheden zodat investeringsbeslissingen kunnen worden genomen.

In de regio's Rotterdam-Moerdijk en in Eemshaven wordt inmiddels wel door verschillende partijen samengewerkt in de ontwikkeling van pilot- en demonstratieprojecten en een dergelijke samenwerking zou moeten worden uitgebreid naar andere projecten die de waterstof/elektrificatie van de economie kunnen versnellen. Voor grotere projecten kan de vorming van consortia een belangrijke manier zijn om de investeringen op gang te brengen en de risico's te spreiden. Initieel kan dat betekenen dat er een geconcentreerde markt ontstaat. Echter de veelheid aan ondernemingen die momenteel plannen ontwikkelen op het gebied van waterstof zorgt ervoor dat het aantal aanbieders op termijn zal uitbreiden indien de plannen worden gerealiseerd.

ONTWIKKELINGEN IN BUURLANDEN

Ook speelt mogelijke internationale beleidsconcurrentie of samenwerking een belangrijke rol. Indien Duitsland en België, die met hun Antwerpen en Rijn/Roergebied een integraal onderdeel zijn van het (petro)chemische cluster in noordwest Europa, andere keuzes maken of een ander omschakelingstempo verkiezen dan kunnen de maatschappelijk kosten in Nederland flink oplopen door verlies van concurrentiekracht, het eventueel langer moeten ophouden van infrastructuur voor olie- en olieproducten en aardgas en die pijpleidingcapaciteit daardoor niet kunnen hergebruiken voor waterstof. De verduurzaming van de

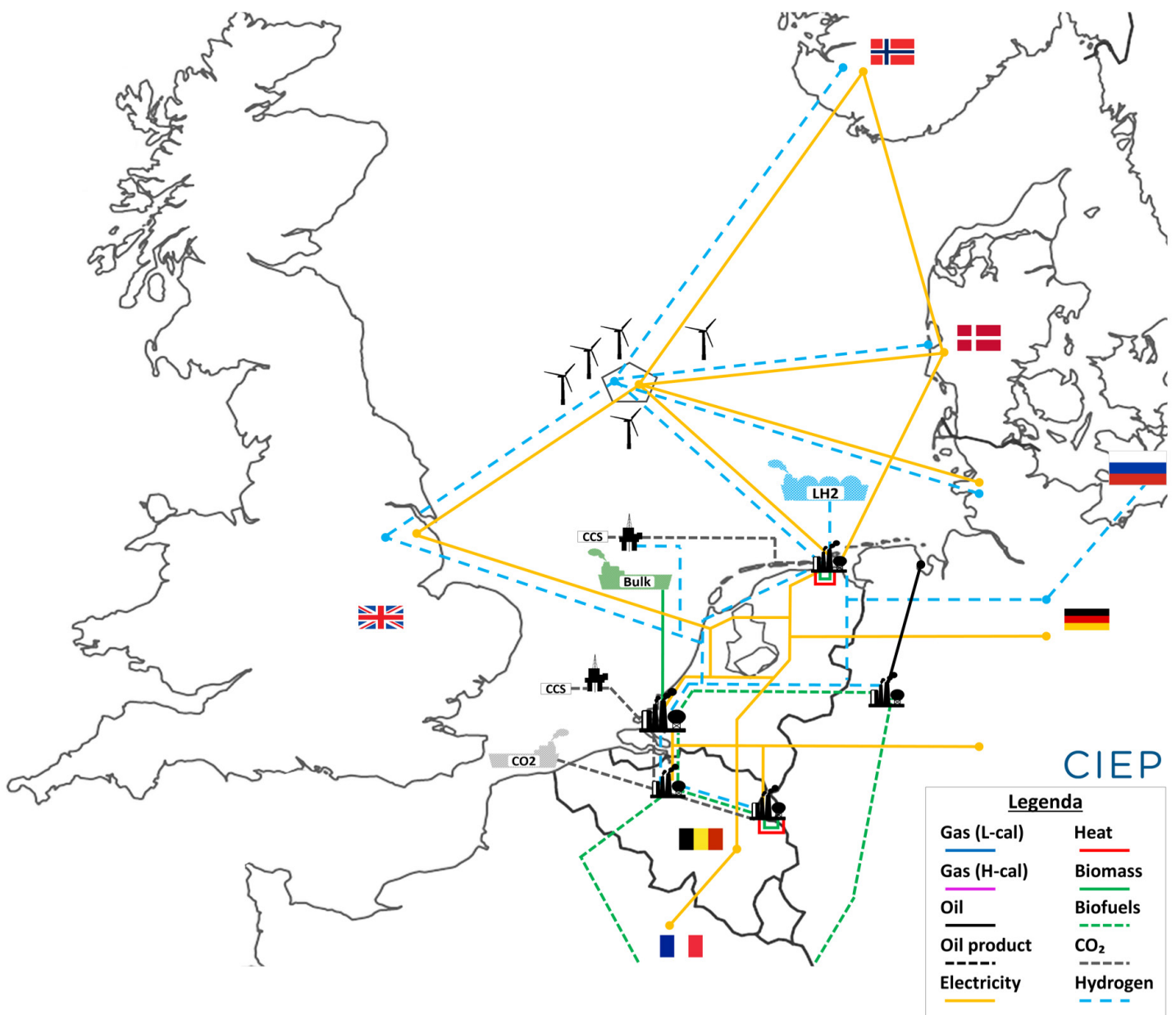
clusters anders dan Rotterdam-Moerdijk, Amsterdam en Eemshaven, die goed gepositioneerd zijn voor zowel WOZ als CCS, kan vertraagd worden omdat de onrendabele top hoog blijft ten opzichte van naaste concurrenten, terwijl de logica van het uitrollen van waterstof, stroom en/of CO₂ netwerken naar de Westerscheldemond en Chemelot zonder een verder perspectief op meer achterland minder groot is. Daarbij spelen natuurlijk ook de ontwikkeling rond de verdere integratie van het elektriciteit transmissiesysteem een belangrijke rol en ook de nationale gas strategieën.

Het is daarom bemoedigend dat Antwerpen en de havens verenigd in North Sea Port (Gent, Terneuzen en Vlissingen) zich aan willen sluiten bij het Rotterdamse Porthos project om CO₂ af te vangen en offshore op te slaan. Ook zij hebben in navolging van Rotterdam de status van Project of Common Interest (PCI) aangevraagd bij de Europese Commissie.²⁶

Indien er bovennationale samenwerking (niet EU-raamwerk) binnen het ARAR-cluster kan ontstaan en de behoefte aan nieuwe waterstof en CO₂ infrastructuur ontstaat, moet er rekening gehouden worden met lange aanlooptijden door langdurige vergunningstrajecten, de tijd die aanleg van de infrastructuur kost en het aansluiten van investeringen over de grenzen heen vaak in tijdigheid misgaat. Dat is een typisch voorbeeld van reguleringsrisico.

De industrie is op zich gewend om te gaan met marktrisico's en een bepaalde mate van beleidsonzekerheid. De energietransitie is echter een complex en ingrijpend proces met veel grotere beleidsonzekerheden en risico op beleidsconcurrentie. In aanvulling op de normale marktrisico's (bijvoorbeeld verschuiving economische bedrijvigheid naar Azië, internationale vraagontwikkelingen, gebrek aan EU-coördinatie) kan een grote mate van beleidsonzekerheid investeringen in een ander energie- en grondstoffsysteem afschrikken. De overhe(i) d(en) heeft/hebben een belangrijke rol om de (tijdige) beschikbaarheid van infrastructuur als een belangrijke voorwaarde voor het ontstaan van deze markt te faciliteren.

²⁶ Nieuwsbladtransport.nl, 6 mei 2019.



FIGUUR 7 – SAMENWERKING RONDOM DE NOORDZEE IN HET ONTWIKKELLEN VAN EEN NIEUWE RUGGENGRAAT VAN HET ENERGIESYSTEEM KAN DE KOSTEN VAN OPSCHALING REDUCEREN.

5 START VAN DE INDUSTRIËLE TRANSITIE: EEN HEFBOOM VOOR ONTWIKKELING VAN DE WATERSTOFMARKT NA 2030?

Een energiesysteem met waterstof in een systeemrol heeft dus voordelen te bieden in de energietransitie. Waar het groeien van olie en elektriciteit naar systeemrollen in het verleden niet actief is ingezet (in Nederland wel voor aardgas), is de huidige uitdaging hoe dit voor waterstof gerealiseerd kan worden. De uitdaging is groter dan in het verleden omdat het energiesysteem complexer is geworden, maar ook omdat energiekeuze min of meer aan de onzichtbare hand van de markt overgelaten wordt en niet langer gestuurd wordt door de nationale overheid alleen, maar ook door de EU. Het klimaatakkoord is de nieuwe zichtbare hand die de keuze voor energiedragers richting een CO₂-emissiearm energiesysteem moet bewegen.

In het Klimaatakkoord wordt een belangrijke regierol toebedacht voor gemeenten en provincies voor de bebouwde omgeving via de Regionale Energie Strategieën. Deze keuze lijkt geïnspireerd door de potentiële mogelijkheden die decentrale systemen bieden en doordat warmtenetten of elektrificatie niet voor alle gemeenten of wijken een oplossing kunnen bieden. Het is niet één oplossing voor allen, zoals met aardgas decennia geleden wel het geval was. De aanpak lijkt een logische, maar een dergelijke regionale of lokale benadering kan ook op gespannen voet staan met zowel de marktwerking als het realiseren van schaalvoordelen op nationaal niveau voor waterstof.

VAN NU NAAR 2030 NAAR 2050

De uitdaging bij het positioneren van waterstof in een systeemrol in de energietransitie ligt zowel in het opschalen van waterstofvraag als in het creëren van emissiearme waterstofproductie. Daarbij speelt de realisatie van de 2030 doelen een belangrijke rol in de wijze van aanpak en uitrol.

Daar elektrolysetechnologie en groene stroomproductie op dit moment nog beperkingen kennen, levert dit op korte termijn niet de benodigde schaalgrootte voor industriële en andere toepassingen. De grote schaal is nodig om de industrie in 2030

aan de gestelde opdracht van 14,3mton CO₂-reductie te helpen voldoen, door vooral grijze waterstof te vervangen door klimaat-neutrale waterstof²⁷, terwijl voor 2030 ook begonnen moet worden met de inzet van waterstof in andere sectoren (Figuur 8). Ook de elektriciteitssector zal een belangrijke rol spelen in de nieuwe vraag naar waterstof en het balanceren van vraag en aanbod. Hierdoor lijkt de verdere ontwikkeling van waterstof uit aardgas met CCUS een belangrijke en noodzakelijke tussenstap om de nodige volumes, de CO₂-reductie en systeemstabiliteit te kunnen garanderen. Er kan op die manier, in afwachting van grotere volumes groene waterstof, alvast gewerkt worden aan de totstandkoming van een waterstofvraag (markt) en de benodigde waterstofinfrastructuur in een stap naar een landelijk dekkend netwerk. Tevens wordt op deze wijze direct de CO₂-emissie van de betrokken afnemers gereduceerd. De nodige investeringen in waterstof- en CO₂ infrastructuur en toepassingen kunnen hiermee in de komende industriële investeringscycli al worden meegenomen zodat er niet gewacht hoeft te worden met elektrificatie op het beschikbaar komen van voldoende schaal in groene waterstofproductie (zowel offshore wind productie als elektrolyse capaciteit). Naarmate de productiecapaciteit groeit en de infrastructuur voor zowel stroom als waterstof beschikbaar komt, ook dat kost tijd, kunnen andere gebruikers (lage temperatuurwarmte, transport) worden aangesloten. Het klimaatakkoord van 28 juni 2019 onderkend dit.

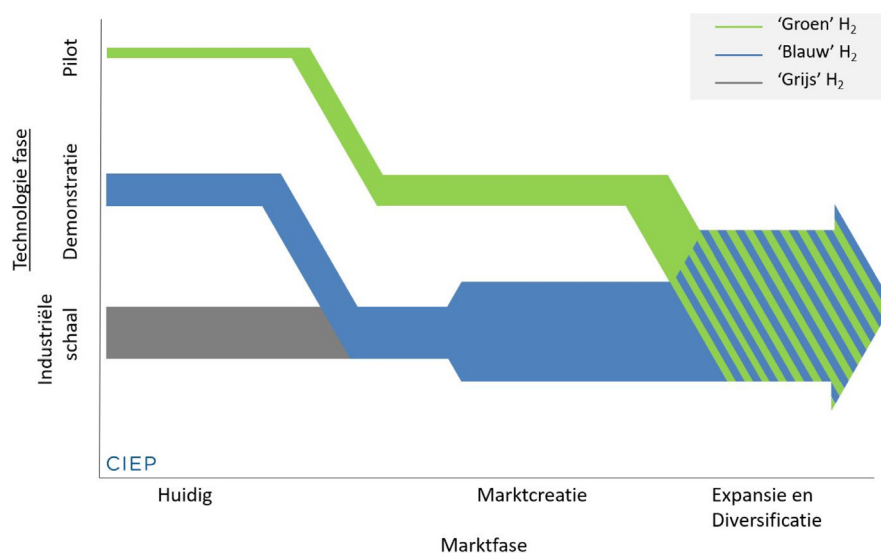
De combinatie van een flinke CO₂-reductie opdracht voor 2030, de al bestaande vraag naar waterstof in de industrie en de tijd die duurzaam geproduceerde waterstof nodig zal hebben om op industriële schaal beschikbaar te komen, zorgen ervoor dat een tussenstap van waterstof gemaakt met aardgas met CO₂-afvang nodig is. Tegelijkertijd kan een groter aanbod van klimaat-neutrale waterstof ervoor zorgen dat ook andere sectoren de omslag kunnen gaan maken en niet hoeven te wachten op voldoende volumes duurzaam geproduceerde waterstof. Door de grotere vraag- en aanbodpotentie kunnen de kosten verondersteld beheersbaar blijven.

27 Tegelijkertijd is de bestaande grijze waterstofeconomie in de industrie een gemakkelijke opstap naar het klimaatneutraal maken (groen en blauw) omdat er bestaande vraag is naar waterstof die op grond van het klimaatakkoord dient te worden ontdaan van CO₂-uitstoot.

De opschaling van wind op zee kost tijd, terwijl meerdere sectoren aanspraak maken op de geproduceerde stroom. Ook is het nog onzeker hoe snel de capaciteit en productie van elektrolyzers kan worden opgeschaald, hoewel er nu al in wordt geïnvesteerd. Aangezien waterstof uit aardgas met CCS en waterstof uit elektrolyse met groene stroom substitueerbaar kunnen zijn, kan op termijn (na 2030) de markt de optimale productieverhoudingen bepalen tussen verschillende waterstofbronnen bij veranderde (technologische of marktordening) mogelijkheden. Het is een overheidstaak door normering en/of CO₂ beprijzing (denk aan EU-ETS) te garanderen dat het resultaat een emissiearme waterstofvoorziening is, ongeacht de productieverhoudingen.

Om in kleuren te spreken: vanwege de (sector) opgave(n) voor 2030 dient de grijze waterstof te verblauwen (met CCUS) en de groene waterstof zo snel mogelijk opgeschaald te worden. Daarmee ontstaat rond 2030 een volwaardige markt voor klimaatvriendelijke waterstof, niet alleen voor de industrie, maar ook voor toepassingen in de elektriciteitssector (flexibel regelbaar CO₂-vrije elektriciteitsproductie), transport (vooral zwaarder transport) en mogelijk ook lage temperatuur warmte (*District Heating* met *dual firing* waterstof-geothermie-restwarmte en/of hybride warmtepompen). Het voordeel daarvan is dat er door de flexibele input altijd stroom en warmte geleverd kan worden, terwijl de schaalgrootte van de (groeiende) vraag de kosten laag kan houden. Bovendien mitigeert dat het mogelijke beperkte aanbod van verantwoorde biomassa voor de elektriciteitsproductie, vervaardiging van warmte en als grondstof voor de chemische industrie. Waterstof kan hiervoor (deels) een strategisch substituut zijn, waardoor partijen kunnen kiezen tussen grondstoffen en daarbij horende markt(conditions). Hier komt bij dat waterstof voor zowel gebruik als grondstof als voor energie waarschijnlijk afgerekend zal worden voor een uniforme prijs, ervan uitgaande dat het geleverde product waterstof gelijk is.

FIGUUR 8 – ONTWIKKELINGSPAD WATERSTOF



DE HUIDIGE GRIJZE WATERSTOFVRAAG KAN VERVANGEN EN UITGEBREID WORDEN DOOR BLAUWE WATERSTOF, TEGELIJKERTIJD KAN GROENE WATERSTOF TECHNOLOGIE OPSCHALEN EN OP TERMIJN BLAUW AANVULLEN EN/OF VERVANGEN.

BRON: VERTAALD UIT CIEP, 'INTERNATIONAL APPROACHES TO CLEAN MOLECULES', JANUARY 2019.

DE ROL VAN DE 'HEFFING'

Momenteel bestaat er veel onzekerheid over de wijze van uitvoering van de in het klimaatakkoord genoemde CO₂-heffing voor de industrie (Box 2) en de invloed op investeringen. Sommige ondernemingen kunnen moeilijker CO₂-reducerende maatregelen nemen indien er geen infrastructuur is om klimaat neutralere alternatieven in overweging te nemen. Het tijdsplan tot 2030 is kort, zeker als vergunningstrajecten en de aanleg van nieuwe infrastructuur in ogenschouw worden genomen. Voor deze bedrijven kan de CO₂-heffing in de praktijk een extra belasting worden, die, hoewel niet de bedoeling, mogelijk de slagkracht om te investeren in CO₂-reductie vermindert. Verder speelt ook mee dat er weinig rekening is gehouden met de economische conjunctuur en de invloed op het investeringsniveau en concurrentiekracht. Er wordt wel verwezen naar mogelijke weglekeffecten en verlies aan concurrentiekracht, maar het is niet duidelijk in hoeverre en op welke gronden er rekening mee wordt gehouden of uitzondering kan worden verkregen. Voor ondernemingen die wel toegang hebben tot klimaat neutralere alternatieven en willen investeren in CO₂-reducerende maatregelen, bijvoorbeeld het vervangen van

grijze waterstof door blauwe en/of groene waterstof, bestaat niettemin ook onzekerheid. De heffing kan uit de pas lopen met de investeringscycli van de grote industriële complexen. Deze worden immers jaren vooruit gepland. Voor 2030 hebben velen nog 1 grote investeringsplan en een enkele kleinere. De werkzaamheden worden jaren vooraf geboekt met projecten.

Aanvullende CO₂-heffing, p. 97 Klimaatakkoord 28 juni 2019: “De heffingshoogte wordt zodanig vastgesteld dat deze a priori borgt dat de reductiedoelstelling van de industrie, 14,3 Mton in 2030 ten opzichte van het PBL-basispad, wordt gerealiseerd. Daarbij maakt het kabinet gebruik van de onafhankelijke expertise van PBL en wil het kabinet zekerheid. Het kabinet gaat daarom uit van realistische verwachtingen over welke CO₂-reducerend potentieel daadwerkelijk kan worden benut (80% ten opzichte van het theoretisch maximum) en grote zekerheid op het behalen van het doel (75% kans). Dat betekent, conform de huidige inzichten op basis van de door het PBL doorgerekende variant, dat de CO₂-heffing in 2021 op 30 euro per ton begint en lineair oploopt naar 125-150 euro per teveel uitgestoten ton CO₂ in 2030 inclusief de ETS-prijs (bij de huidige verwachtingen zou dat circa 75-100 euro per ton in 2030 zijn, bovenop de ETS-prijs). Daarbij past de kanttekening dat, voor het effect van alleen een CO₂-heffing op de verwachte reductie, het PBL niet heeft gerekend met subsidies die beschikbaar zijn vanuit de verbrede SDE+. In 2020 en 2025, wanneer de nieuwe Europese ETS-benchmarks beschikbaar komen, zal het kabinet het PBL opnieuw vragen op objectieve en verifieerbare wijze de benodigde hoogte van de CO₂-heffing te bezien, binnen de gestelde randvoorwaarden. Dat betekent dat aan het PBL in 2020 en 2025 gevraagd zal worden wat de beginhoogte van de CO₂-heffing en de hoogte van de CO₂-heffing in 2030 (en dus ook in de tussengelegen jaren) moeten zijn om het reductiedoel te realiseren. Daarbij wordt PBL gevraagd te rekenen met de beschikbare subsidies vanuit de verbrede SDE+. Vervolgens zal aan een externe partij gevraagd worden wat de effecten daarvan zijn voor de Nederlandse industrie op het internationale speelveld en vestigingsklimaat. Daarna stelt het kabinet het prijspad vast. Deze tarieven worden bij of krachtens wet vastgelegd.”

BOX 2 – DE UITVOERING VAN DE HEFFING IS NOG ONZEKER

Verder spelen sentimenten een rol die de bestendigheid van het voorgestelde beleid over de kabinetten heen in twijfel trekken. Indien de CO₂-heffing werkt als een 'door overheidswege opgelegde reservering' voor investeringen in CO₂-reducerende maatregelen dan wordt deze 'stok' anders ervaren dan als deze moet worden afgedragen en later worden terugverdiend met het indienen van investeringsplannen. In de plannen die zijn ingediend ter voorbereiding van het klimaatakkoord, maar ook in het SER-advies van juni, speelt de investering in waterstof (van grijs naar blauw en opschalen groen) een belangrijke rol, terwijl in het klimaatakkoord ook een waterstofprogramma is opgenomen. Indien er geen duidelijkheid komt over de uitvoering van de verschillende maatregelen bestaat het risico dat de waterstofmarkt, zoals voorzien in de plannen van de industriële clusters en de verbinding tussen de clusters, niet of zeer moeizaam tot stand zal komen. In het klimaatakkoord wordt bijvoorbeeld een extra beroep gedaan op de inspanningen van de 'grote twaalf' in het realiseren van de CO₂-reductie en de innovatie van het energie- en grondstoffsysteem. Het is mogelijk dat de investeringen van deze twaalf bedrijven het vliegwiel kunnen vormen van de klimaatneutrale waterstofmarkt, maar dan zou dit nadrukkelijk moeten worden erkend door de overheid. Anderzijds kan door de grote druk die nu gelegd is op het doen van deze investeringen voor 2030, o.a. door de heffing, de investeringen zo vorm worden gegeven dat zij zich vooral richten op hun eigen deel van de opdracht, terwijl gezamenlijke en/of publieke belangen, anders dan CO₂-reductie, niet worden meegenomen in het aanzwengelen van elektrificatie en waterstofgebruik.

De wijze waarop het klimaatbeleid wordt geïnstrumenteerd is cruciaal voor het maken van de eerste stappen op het gebied van infrastructuur en conversie. In het klimaatakkoord is weinig gevoeligheid te merken voor de marktomstandigheden van de bedrijven die de waterstofmarkt vorm moeten gaan geven, is niet voorzien in een visie op de coördinatiemechanismen en/of instituties om de markt verder vorm te geven, terwijl ook de koopkracht van consumenten een flessenhals kan vormen voor aanpassingen. Vooralsnog blijkt het klimaatakkoord uit te gaan van statische innovatie in plaats van dynamische innovatie, terwijl de opdracht aan het begin van het proces juist de industriële innovatie hoog in het vaandel had staan. Dit is een zorgelijke uitkomst van het onderhandelings- en politieke proces.

6 HUIDIGE MARKTORDENING, REGELGEVING EN EERSTE STAPPEN TOT 2030

De huidige inrichting van de energiemarkt (marktordening) is gebaseerd op de geconsolideerde, volwassen, EU elektriciteit- en aardgasmarkten. Kenmerken van deze markten zijn een relatief groot aantal producenten en handelaren op de groothandelsmarkten, homogene groene en grijze producten, relatief stabiele technologieën en retailmarkten waarop de afnemers een redelijke keuze hebben aan leveranciers, waartussen ze probleemloos kunnen switchen. De verhandelde volumes zijn relatief groot en redelijk voorspelbaar, evenals de geleidelijke groei. Concurrentie wordt onder meer gefaciliteerd door non-discriminatoire toegang tot transmissie en distributie van stroom en gas en markconforme toegang tot gasopslagen, mede onder invloed van regelgeving op Europees niveau. In Nederland bestaat bovendien een harde scheiding van eigendom van enerzijds productie- en handelsbedrijven, en anderzijds de transmissie en distributienetwerken voor elektriciteit- en aardgas en aardgas. De netwerken hebben het karakter van een natuurlijk monopolie en worden daarom gereguleerd. In Nederland zijn energienetwerken in elektriciteit en aardgas eigendom van de Rijksoverheid (transmissie) en provincies en gemeenten (regionale distributienetten). De marktwerking op de groothandels en de retailmarkt wordt in de gaten gehouden door de Autoriteit Consumenten Markt, met gebruikmaking van relatief betrouwbare instrumenten en voldoende middelen om te interveniëren in geval een vermoeden van misbruik van een economische machtspositie. Op deze markten zijn de (kleinere) Nederlandse productiebedrijven nagenoeg allemaal opgegaan in grotere Europese bedrijven met relatief veel gecentraliseerde productiecapaciteit.

Op de competitieve markten voor olie- en olieproducten, chemische producten en waterstof is de regulering van de transport infrastructuur niet aan de orde aangezien hier geen sprake is van netwerken met het karakter van een natuurlijk monopolie, maar van een combinatie van vervoer door pijpleidingen, weg, water en rails. Hier beperkt het toezicht zich tot de marktwerking, zowel vanuit de ACM als door de EU-mededingingsautoriteit.

De huidige marktordening in energie reflecteert het sturen op kosteneffectiviteit en -efficiëntie middels liberalisering van de nationale elektriciteit- en aardgasmarkten en het ontstaan van een EU-markt voor elektriciteit en aardgas. Verder ontbreekt het aan een uniforme dan wel geharmoniseerde interne EU-waterstofmarktordening en een nationale ordening omdat waterstof nu alleen een industriële markt bedient.

Voor waterstof is er wel degelijk regelgeving, maar is thans geen juridische scheiding doorgevoerd zoals bij aardgas tussen netwerken en productie en distributie, evenmin als bijvoorbeeld voor upstream-aardgasleidingen. Een belangrijke vraag is of de Europese 'juridische scheiding', zoals bij elektriciteit en aardgas, op dit moment gewenst is voor de ontwikkeling van de waterstofmarkt. Moet bijvoorbeeld Nederland zich ervoor gaan inzetten dat waterstof in een Europese richtlijn, net zoals aardgas gereguleerd wordt, nog voordat de 100% waterstofmarkt volwassenheid bereikt of eerst nationale ontwikkelingen inzetten? Daarbij speelt ook een rol dat ontwikkelingen in andere EU-landen van invloed kunnen zijn op de uiteindelijke uitkomst. In Duitsland wordt bijvoorbeeld gedacht aan het bijmengen van waterstof, hetgeen consequenties heeft voor de regulering van de aardgasmarkt waar op (praktisch) uniforme kwaliteit wordt gehandeld en landen nu nog verschillende voorschriften hebben over toegestane percentages bijmenging. Indien bijmenging ook in andere landen op steun kunnen rekenen dan kan relatief snel een situatie ontstaan dat aardgas/waterstofmengsels aan de EU-richtlijn worden toegevoegd. Dit heeft consequenties voor de nationale wetgevingen in de EU, waarbij het percentage waterstof tot 100% zou kunnen oplopen. Echter het bijmengen kan ook in de weg staan van de vroege ontwikkeling van een pure waterstofmarkt. Besluitvorming in EU-verband kan dus de plannen over de ontwikkeling en inrichting van de waterstofmarkt beïnvloeden, maar ook de standaard (en (veiligheid)voorschriften) voor soorten apparatuur. Het is dus mogelijk dat de waterstofmarktordening via een aanpassing van de aardgaskwaliteit via de aardgasmarktordening in Nederland gaat landen, terwijl hier momenteel wordt aangestuurd op de ontwikkeling van een pure waterstofmarkt. De waarde van waterstof voor bijmenging is waarschijnlijk lager dan de waarde van waterstof in hoogwaardigere markten, zoals voor transport en in de industrie.

Een tweede belangrijke vraag is of de huidige Nederlandse interpretatie van de EU-richtlijn over juridische versus eigendomsscheiding voor een opkomende waterstofmarkt gediensig is. Naast de wettelijke eigendomsscheiding speelt daarbij ook de interpretatie die de ACM aan bepaalde wetsartikelen geeft. Een conclusie kan zijn dat Nederland zich qua wet en regelgeving aanpast aan de buurlanden en de eigen interpretatie over juridische versus eigendomsscheiding laat aansluiten bij de relevante NW Europese markt zodat ook samenwerking met buurlanden in het creëren van een markt voor waterstof gemakkelijker van de grond kan komen. De huidige industriële markt voor waterstof met een netwerk in private handen en waar ook verschillende kwaliteiten (zuiverheden) van waterstof voor de klanten van belang is, kan wellicht in de beginfase buiten de regulering blijven, maar zodra de markt voor waterstof ook in andere delen van de energiemarkt een rol gaat spelen zal het creëren van één raamwerk onvermijdelijk worden. Gezien de ontwikkeling in buurlanden en de potentie van hergebruik van aardgasleidingen voor gemengd aardgas/waterstof of 100% waterstof is de kans groot dat het huidige EU-aardgas regime de voorkeur zal genieten om op voort te bouwen.

Een dergelijke geliberaliseerde op concurrentie gerichte marktordering is wellicht logisch in volwassen markten. Maar bij een opkomende, innoverende, markt zoals voor waterstof, waarbij het gebruik zich geacht wordt verder uit te breiden dan alleen de huidige industriële producenten en afnemers, lijken andere vormen van ordening aan de orde (Figuur 9). Van essentieel belang om een dergelijk 'systeem' zich te laten ontwikkelen is een effectieve coördinatie van de noodzakelijke investeringen door een scala van actoren in de productie, het transport en de afzet van waterstof. In de opbouw van een nieuwe waardeketen bestaat een grote mate van ketenafhankelijkheid voor de partijen die investeren in de verschillende segmenten. De beschikbaarheid en toegang tot de infrastructuur tegen acceptabele tarieven is een belangrijke zekerheid voor investeerders in het opschalen van groene waterstofproductie. In de industriële sector is het van belang dat elektrificatie en de inzet van waterstof een samenhangend geheel vormen, er moet zowel voldoende groene stroom als waterstof zijn om de processen te kunnen decarboniseren. Verder is een zekere garantie nodig dat de waterstof tegen een acceptabele prijs afgezet kan worden een cruciale voorwaarde. Anders dan op een volwassen markt, hebben deze initiërende partijen immers geen alternatieve mogelijkheid om hun waterstof aan veel andere potentiële afnemers aan te bieden. Tegelijkertijd zullen ook de investeringen in infrastructuur alleen gedaan worden als daar de zekerheid van het gebruik van het systeem tegenover staat. Als die zekerheden niet gegeven kunnen

worden in een betrouwbaar stelsel van contracten en/of joint ventures en een effectieve planning van investeringen, zowel wat betreft capaciteiten, als locaties en in de tijd, zullen partijen het risico te hoog achten en hun investeringen uitstellen.

Om dit soort kip-of-ei dilemma's te voorkomen is het nodig dat de ketenafhankelijkheid kan worden gemanaged en er voldoende vertrouwen kan worden gegenereerd voor investeerders. Tegelijkertijd, echter, dienen de eindgebruikers beschermd worden tegen het risico van misbruik van economische machtsposities. Daarnaast zijn er natuurlijk ook andere randvoorwaarden, die met name met de maatschappelijke acceptatie te maken hebben, en die zonder effectieve coördinatie een serieus risico kunnen gaan vormen voor investeerders.

Een uiterst belangrijk element in dat vertrouwen bestaat uit het zogenoemde 'regulatory risk'; het aanpassen van de regels van het spel door overheden, nadat de investeringen gedaan zijn en tot 'sunk cost' geworden zijn, of het vertragen van (een deel van) de geplande investeringen, zodat het systeem niet (volledig) kan functioneren. In het geval van waterstof is er een bestaand privaat (grensoverschrijdend) netwerk waar waterstof met specifieke kwaliteitseisen (betrouwbaar, beschikbaar en kwaliteit waterstof) aan de industriële klanten wordt geleverd. Indien overheden er niet in slagen het vertrouwen in de regulering bij private investeerders te wekken, rest hen niets anders dan 'zelf' die investeringen te doen. Bestaande, aan de overheid gelieerde partijen, kunnen het voortouw nemen in het creëren van meer zekerheid. Dit geldt zowel voor infrastructuur als ook het verhandelen van waterstof of aardgas/waterstof mengsel.

Voorbeelden van huidige onzekerheden zijn het tijdig beschikbaar komen van voormalige gaspijpleidingen (op land en zee), de ontwikkeling van CCS en onder welk toegangs- en reguleringsregime de transportleidingen zullen functioneren. Ook is het niet duidelijk of lokale elektriciteitsnetten tussen wind- en zonneparken naar waterstofproductieplaatsen mogen worden aangelegd (anders dan microgrids) en of waterstofpijpleidingen en opslag ten behoeve van lokale vraag buiten een netwerkbeheerder om ontwikkeld mogen of kunnen worden. Daarbij speelt ook dat de benodigde investeringen in het ontwikkelen van een nieuw systeem in betrekkelijk korte tijd de (kapitaal)kracht van bestaande partijen kan overstijgen, vooral omdat waterstofinfrastructuur niet de enige infrastructuur is die ontwikkeld (warmte, CO₂) of verzaamd (elektriciteit) moet worden. Daarnaast zorgen mogelijke veranderingen in toekomstig energiebeleid, waarbij overheidssteun voor waterstof weg kan vallen, voor investeringsonzekerheid.

Vooralsnog zijn het vooral publieke partijen zoals Gasunie, TenneT, EBN en de havenbedrijven die investeren (of voornemens zijn te investeren) in infrastructuur en opslag. Dit duidt er op dat private partijen huiverig zijn om te investeren zonder duidelijkheid over het reguleringsregime en het toekomstige energiebeleid, en dat de publieke partijen rekenen op een (nieuwe) rol in het toekomstige energiesysteem die lijkt op de huidige rol. Vooralsnog ontwikkelen de publieke partijen deze activiteiten logischerwijs in de niet-gereguleerde delen van de onderneming, maar ook dat zou heroverwogen kunnen worden.

ONZICHTBARE OF ZICHTBARE HAND

In een recente paper van Mulder et al²⁸, is gekeken naar de voorwaarden waaronder een Nederlandse waterstofmarkt tot stand kan komen, maar ook naar de concurrentiekracht van blauwe en groene waterstof. Belangrijke parameters voor de creatie van de vraag en de soort van waterstof (blauw of groen) zijn de aardgasprijs, de prijs van elektriciteit en de prijs van CO₂. Het onderzoek laat ook zien dat onder de conditie van een lage aardgasprijs en hoge CO₂-prijs, waterstof kan concurreren met aardgas, maar ook dat vooralsnog groene waterstof minder concurrerend is. Dit kan veranderen als de techniek verder opgeschaald wordt, de productiecapaciteit voor electrolyzers beschikbaar is en het aanbod van groene stroom groot is (en de elektriciteitsprijs relatief laag). Uit de studie blijkt ook dat groene waterstof moeilijk zal kunnen concurreren met blauwe waterstof in een vrije markt voor waterstof omdat elektriciteit geprijsd wordt door de marginale producent (in de studie een aardgascentrale), maar ook dat de vraag naar elektriciteit sterk kan fluctueren, hetgeen hoge netwerkkosten kan veroorzaken. Uit de studie wordt duidelijk dat een vrije markt oplossing in dit stadium van ontwikkeling een suboptimale oplossing biedt om de ontwikkeling van groene waterstof in Nederland tot stand te brengen op de termijn die in het klimaatakkoord wordt voorzien (na 2030).

De voorziene rol van mede-systeemenergiedrager van waterstof en de rol van groene waterstof in het absorberen van WOZ kan volgens de studie van Mulder et. al. niet gerealiseerd worden. In plaats van de semi-onzichtbare hand van de markt (met een EU-ETS-regime) moet zeker tot 2030 en wellicht ook nog daarna, totdat de waterstofmarkt volwassen is geworden, de waterstofmarkt gestructureerd worden met een zichtbare hand om ook groene waterstof tot ontwikkeling te laten komen.

28 Machiel Mulder, Peter Perey, Jose L. Moraga, *Outlook for a Dutch hydrogen market, economic conditions and scenarios*, Policy Paper no. 5 March 2019.

Nederland is altijd goed geweest in het pragmatisch organiseren van verandering.²⁹ Vooral als deze verandering kon rekening op een breed draagvlak omdat de baten en lasten goed werden verdeeld. Deze georganiseerde veranderingen waren onderdeel van een sociaal contract en de nieuwe ruggengraat dient hiertoe ook bij te dragen. Daarbij komen na 2030 mogelijk ook andere markten in beeld voor waterstof.

Nu er gedacht wordt aan een economisch structuurfonds waar het klimaatakkoord ook een plaats in zou kunnen krijgen is het gediensig om naast de in het klimaatakkoord aangekondigde stok (CO₂-heffing) vooral ook na te denken over het bieden van een voldoende grote wortel in de vorm van de SDE++ en eventueel aanvullende financieringsmogelijkheden. De wortel bestaat ook uit het uitdragen van de visie op de ontwikkeling van het energiesysteem in Nederland waarin elektriciteit en waterstof de ruggengraat moeten worden van een lage koolstofeconomie (wekken van vertrouwen). Financiering van zowel een aantal grote projecten alsook het aanleggen van infrastructuur passend bij een dergelijke visie zou een belangrijke stap zijn in het omvormen van de Nederlandse energie-economie. In dit paper is al de suggestie gedaan om de fiscale ruimte die bestaat in de warmtemarkt en markt voor motorbrandstoffen te gebruiken, indien mogelijk, om waterstof voor deze marktsegmenten te beprijzen. Dit zou ook het probleem kunnen oplossen van warmtenetten, die momenteel niet uit kunnen in de huidige marktstructuur. Bovendien zou een dergelijke oplossing ervoor zorgen dat de kosten van de eerste consument van waterstof (voor warmte of vervoer) worden gedragen door aardgas of motorbrandstoffen (door variabele heffingen op kostprijzen zodat een gelijke eindverbruikersprijs ontstaat) en de laatste aardgasklant of benzine of dieselauto door andere consumenten van warmte of automobilititeit. Daardoor is de solidariteit in de tijd voor warmte in de bebouwde omgeving en mobiliteit gewaarborgd (meer draagvlak voor opgelegde energiekeuze 's in Regionale of gemeentelijke energieplannen, hoewel het probleem van investeringen achter de voordeur bij bepaalde energietechnologieën hierdoor niet worden opgelost).

29 Een coherent stelsel van instituties die, enerzijds, zorgden voor samenhang in de ontwikkeling in tijd en locatie van de productie-, het transport en distributiecapaciteit en de (voorzien) piek afname van het aardgas. Anderzijds, zorgden deze instituties voor een helder, en stimulerend, financieel kader, waarin eindverbruikerstarieven en -investeringen, investering in distributie-, transmissie-, en productiecapaciteit en - uiteindelijk - de verdeling van de residuele opbrengsten voor de bedrijven en de staat voorspelbaar geregeld werden. Kern daarvan was dat de economische waarde van het nieuwe aardgas gelijkgesteld werd aan die van concurrerende brandstoffen, waarbij duidelijk was dat de maatschappelijke waarde van het gebruik van Nederlands aardgas hoger was om redenen van comfort, milieu, nationale inkomsten en economische ontwikkeling. Hierdoor kregen de betrokken actoren in de productie, het nationale transport, de gemeentelijke distributie en de afnemers voldoende zekerheid om, op het juiste moment, over te gaan op aardgas. De essentie van het Nederlandse aardgas regime in de jaren '60 bestond eruit dat het verschil tussen de hogere maatschappelijke waarde en de economische waarde voor de gebruikers gecompenseerd werd door het wegnemen van de transactiekosten, en het gelijkstellen van de economische waarde gas aan het die van de alternatieven; olieproducten, kolen en LPG.

Ook voor de laatste benzine en dieselvraag kan binnen de fiscale ruimte waterstof voor mobiliteit worden geïntroduceerd zodat de verschillen in kostprijzen niet tot uitdrukking komt in de eindverbruikersprijs. Het vergemakkelijkt de overstap naar een andere energiedrager, zonder dat de systeemkosten door de tijd heen bepalend worden. In mobiliteit moeten ook de kosten van (vermeden) netwerkverzwaring mee worden genomen zodat ook in deze marktevenwicht tussen de verschillende technologieën kunnen ontstaan. Naarmate de transitie voortschrijdt kan zowel in de markt voor motorbrandstoffen als in de warmtemarkt worden gezien of de markt volwassen genoeg is om de koppeling los te laten zonder de solidariteit door de tijd heen geweld aan te doen.

Een gemoderniseerde versie van een 'campagne' of ordening van de markt heeft dezelfde langeretermijn visie als de gascampagne van destijds en is gericht op het aanhaken van kleinverbruikers door zoveel mogelijk gebruik te maken van bestaande infrastructuur zodat naast industriële vraag er een gediversifieerde markt tot ontwikkeling kan komen. Tegelijkertijd moet de conversie van WOZ in waterstof gestimuleerd worden in samenhang met elektrificatie enerzijds en het vermijden van al te veel netverzwaring anderzijds. Naar analogie van de ontwikkeling van de aardgasmarkt destijds, kunnen de imperfecties worden opgevangen door waterstof verschillend te prijzen voor Retail- en groothandelsmarkten. Vooral de aanbieders van stroom en warmte kunnen dan een pakket aanbieden waarvan de basis een gelijkwaardig tarief is voor warmteoplossingen met verschillende kost- en netwerkprijzen en dus verschillende belastingen en heffingstarieven. De ACM normeert de kostenverschillen tussen de energiedragers.

De aardgascampagne, tot slot, werd indertijd georganiseerd door een institutie belast met deze campagne. Ook de waterstofmarkt heeft een organiserend principe en bijbehorende instituties nodig. Vooralsnog zijn provincies, gemeenten en industriële clusters de trekkers, maar er is nog niet gezorgd voor een organisatie of raamwerk die alles bij elkaar brengt en er een logisch Nederland dekkend systeem van kan maken. De kern van het huidige perspectief van de energietransitie, is dat de 'waarde' van een hybride systeem dat berust op de levering van elektriciteit en waterstof, of andere groene gassen, ingebed wordt in een stelsel van instituties die, enerzijds, zorgen voor samenhang in de ontwikkeling in tijd en locatie van de productie-, de transport en distributiecapaciteit en de (voorziene) piek afname van elektriciteit, warmte en waterstof. Anderzijds, dienen deze instituties te zorgen voor een helder, en stimulerend, financieel kader, waarin eindverbruikstarieven en -investeringen, investering in distributie-, transmissie-, en productiecapaciteit en – uiteindelijk – de residuele opbrengsten voor de bedrijven en opbrengsten en kosten voor de staat voorspelbaar geregeld werden.

COÖRDINATIE MECHANISMEN

Het probleem van het moeilijk op elkaar af kunnen stemmen van vraag- en aanbodgroei en investeringen in opkomende en expanderende markten werd in het verleden in zowel de olie als gasindustrie vaak opgelost door verticale integratie; het aangaan van joint-ventures en langetermijncontracten (Figuur 9). De afstemmingsproblemen (coördinatie) kon dan binnen de onderneming of de joint-ventures worden opgelost (het bouwen van een waardeketen) als de markt hiertoe niet in staat was (te duur of te onzeker) of recenter door een bepaalde marktordening niet tot stand kan komen (regulering), zoals bijvoorbeeld gasopslagen en LNG-terminals. Verticale integratie, zowel voorwaarts als achterwaarts, joint-ventures en langetermijncontracten en uiteindelijk de 'markt' vormen een continuüm van economische coördinatievormen die zorgen voor het beheersen van risico's, onzekerheden en reguleringsrisico's, waaronder regelgeving, subsidies en belastingen. Het betekent ook dat op een onderdeel verliesgevende activiteiten kunnen worden ondernomen, omdat dit elders in de keten kan worden goedge maakt. Denk aan de aanleg van grote pijpleidingen, waarvan het risico is dat deze langere tijd niet volledig benut zullen worden (vollooprisico). Op een dergelijke wijze is de markt voor LNG tot stand gekomen. De Japanse overheid bood de zekerheid van afname van het gas, zodat de producenten meer investeringszekerheid kregen om de waardeketen te gaan ontwikkelen. De Noorse offshore gasector is eveneens tot ontwikkeling gekomen nadat een groep Noordwest-Europese afnemers via lange termijn contracten voldoende afzet zekerheid boden.

FIGUUR 9 – MARKTFASES EN MARKTORDENING

MARKTFASE	OPKOMEND	✓		✓✓	
	GROEI		✓		✓
	VOLWASSEN	✓✓		✓	
	TERUGLOPEND	✓			✓
		CONCENTRATIE	SPECIALISATIE	INTEGRATIE	FRAGMENTATIE
		HORIZONTAAL GEÏNTEGREERD		VERTICAAL GEÏNTEGREERD	

DE DYNAMISCHE MARKTTHEORIE BESCHRIJFT VERSCHILLEN IN MARKTORDENING VOOR VERSCHILLENDE MARKTFASES.

BRON: T. SMEENK EN T BOON VON OCHSEE, 2010.

In deze eerste fase van bredere ontwikkeling en inzet van waterstof volstaat de toestemming van mededingingsautoriteiten voor ondernemingen om samen te werken, in plaats van slechts het nastreven van concurrentie, en toe te zien dat er geen misbruik van reguliere marktmacht wordt gemaakt. Echter daarmee wordt voornamelijk alleen de industriële waterstofmarkt geholpen om samen te werken op het gebied van het vervangen van grijze waterstof en het ontwikkelen van groene waterstof.

Voor nieuwe aanbieders in de markt, kan wellicht naar analogie van het 'kleine velden beleid' een regeling worden getroffen zodat zij ook gemakkelijk kunnen toetreden tot de markt en niet alle 'systeemkosten' hoeven dragen maar dat die gesocialiseerd kunnen worden in het systeem. Daartoe zou een partij nodig zijn die, net als voorheen bij aardgas, maar bijvoorbeeld ook nu in de LNG-markt is ontstaan, als 'aggregator' de kosten van dure en goedkoper te produceren klimaatneutrale waterstof middelt over het totaal van een portfolio. Hetzelfde geldt overigens voor warmte waar ook verschillende kostenprofielen moeten worden samengebracht. Of deze aggregator een private partij kan zijn of vanwege de risico's en de publieke belangen (betaalbaarheid, beschikbaarheid) toch een semipublieke partij zal moeten zijn, in ieder geval tot 2030, hangt af van het vertrouwen in het beleid en de mogelijke prijsvorming. Duidelijk is dat er, naarmate de markt zich ontwikkelt buiten de traditionele industriële markt, er behoefte komt aan een partij die de markt kan organiseren en bereid is de risico's bij kleinere aanbieders weg te nemen door een portfolio te ontwikkelen. Dit naar analogie van de aardgasmarkt. Voorwaarde voor een dergelijke ontwikkeling is wel dat vragers en aanbieders elkaar voldoende kunnen bereiken en er dus een landelijk dekkend netwerk is en opslagmogelijkheden.

STAPPEN TOT 2030

Indien we uitgaan van de realisatie van de plannen zoals ingediend door de elektriciteitssector en de industrie en voor 2030 veel meer WOZ realiseren, de pilots op het gebied van groene waterstof zorgen voor aanzienlijke vervanging van de huidige waterstofvraag, de waterstoffabriek H-Vision en Porthos worden gerealiseerd om aardgas en restgassen om te zetten in klimaatneutraal (blauw) waterstof en een pijpleidingverbinding tussen de industriële clusters tot stand wordt gebracht dan is er sprake van voldoende volume om in termen van een Nederlandse klimaatneutrale waterstofmarkt te spreken. Mogelijkerwijs kunnen ook verbindingen worden gemaakt met Duitse en Belgische industriële clusters. De productie van waterstof zoals voorzien in deze plannen biedt enige ruimte voor het ontwikkelen van nieuwe vraag in de industrie als ook markten buiten de industriële clusters, zoals mobiliteit en bebouwde omgeving. Deze projecten komen niet tot stand zonder institutionele

en/of economische steun. Porthos heeft een aanvraag voor Europese subsidie lopen, maar H-Vision, Magnum en de netwerkverbindingen kunnen alleen rekenen op een toekomstbelofte van hogere EU-ETS-prijzen (level playing field), SDE++, voldoende productie van WOZ, de mogelijkheid te importeren en op te slaan.

In de markt voor waterstof voor mobiliteit en in de bebouwde omgeving bestaat fiscale ruimte om het kostenverschil tussen klimaatneutrale waterstof en aardgas en warmte mogelijk gelijk te trekken door de waterstof flink minder te belasten dan benzine, diesel voor vervoer en aardgas voor de bebouwde omgeving. Daarmee kan waterstof wellicht na 2030 concurreren in deze markten en is het ook mogelijk om consumenten die nog geen alternatief hebben en zij die wel kunnen overstappen met dezelfde kosten voor warmte te confronteren. Voor de industriële gebruikers is het verschil van belang tussen aardgas met EU-ETS kosten en klimaatneutrale waterstof.

Voor de overheid is het van belang om alleen die initiatieven aan te jagen die een vliegwielfunctie in het ontwikkelen van een waterstofmarkt hebben. Gezien de opdracht van 14,3 mton CO₂-reductie en het belang van de industriële en logistieke sector voor de Nederlandse economie, 'begint' de waterstofmarkt bij het klimaatneutraler maken van het huidige aanbod en het maken van verbindingen die nu nog niet bestaan. Uitbreiding van het aanbod en het creëren van nieuwe vraag komen pas daarna, al dan niet gesteund door beleidsmaatregelen.

Nadat de waterstofmarkt verder tot wasdom is gekomen, dat zal vermoedelijk ergens na 2030 zijn, kan worden bezien of het 'aardgas' regime van toepassing kan of moet worden. Hierbij is de overweging van belang dat ook het gasregime hoe dan ook aanpassing zal vergen, vanwege het toenemende gebruik van andere gasen (inclusief biogassen), al dan niet decentraal geproduceerd en ingevoerd in de TSO en DSO netten.

De verwachting is dat het aantal aanbieders van waterstof flink zal uitbreiden van een beperkt aantal industriële aanbieders nu, naar energiebedrijven, de elektriciteitssector en mogelijke andere aanbieders. Ook zullen er dienstverlenende bedrijven komen die als service conversie van andere energiedragers naar waterstof en/of opslag van waterstof aanbieden. In het geval dat het 'aardgas regime' de voorkeur heeft of door de EU wordt opgelegd, kunnen de ontwikkelde assets geheel of gedeeltelijk alsnog onder dat reguleringsregime worden gebracht.

Vooral de concentratie in de opkomende fase van markten wordt door de ontwikkeling naar groei tenietgedaan omdat er meer partijen, met nieuwe innovatieve technologieën, toetreden tot de markt, zowel aan de aanbod als de vraagkant en in de conversie van *Power-to-X*.

INFRASTRUCTUUR

De mogelijkheid voor waterstof in een systeemrol rust dus ook op het nemen van de juiste stappen op het juiste moment om investeringsvertrouwen te winnen en om aansluiting te vinden bij de ontwikkelingen in de energiesector. Eventueel hergebruik van pijpleidingen kan helpen in het kosten efficiënt realiseren van nieuwe verbindingen (zie Box 3)

Zo vervult waterstof een belangrijke functie in het goed laten functioneren van het elektriciteitssysteem gebaseerd op hernieuwbare energiebronnen, daar Nederland in 2030 afscheid neemt van kolen, kort erna gevolgd door kernenergie en uiteindelijk ook van aardgas als bron voor elektriciteit. Hierbij zullen maatregelen in naburige landen ook in Nederland gevoeld worden, zoals het sluiten van kerncentrales (België en Duitsland), het verbieden van kolen (Duitsland uiterlijk 2038) en ook daar zal uiteindelijk de rol van aardgas moeten afnemen om de 2050-doelen te halen.

Het is belangrijk dat infrastructuur voor blauwe en groene waterstof (elektriciteitsnet, CO₂-net en waterstof) op tijd beschikbaar komt zodat ondernemingen in staat zijn investeringen in de fabriek te doen. Het stappenplan zoals ontwikkeld voor bijvoorbeeld het Noorden en de regio Rotterdam-Moerdijk volgen deze logica, waarbij infrastructuur buiten de poort investeringen binnen de poort faciliteren.³⁰

Geen enkel individueel bedrijf is in staat om een dergelijk netwerk te ontwikkelen zonder (rijks)coördinatie en samenwerking. Verder bestaat er ook onzekerheid over het beheermodel. Duidelijk is dat de netwerken toegang moeten bieden aan de gebruikers aan zowel de productie en de afnamekant, maar onduidelijk is welke toegangseisen en eigendomsverhoudingen moeten worden ingesteld voor deze netwerken en hoe ze gereguleerd zullen zijn in de beginfase.

30 In drie stappen naar een duurzaam industrie cluster, 13 juli 2018, regiotafel Rotterdam Moerdijk.

In Nederland bevindt de offshore gasindustrie zich in neergang en is er op grote schaal begonnen met *decommissioning* van gasvelden. Zij volgen hiermee de bestaande wet- en regelgeving om gasputten in te sluiten nadat de productie stopt. Deze ontwikkeling raakt in een stroomversnelling door de huidige lage aardgasprijzen waardoor nieuwe gasvelden nog nauwelijks ontwikkeld kunnen worden. Indien gasvelden worden ingesloten terwijl we die later willen gebruiken voor CCS dan dient dat tijdig te worden geregeld (inclusief vergunningen en aansprakelijkheid op lange termijn). Een ander probleem is dat offshore pijpleidingen gebruikt zouden kunnen worden voor het vervoer van op zee geproduceerde waterstof. Echter kan dit niet zolang er nog maar een aangesloten gasveld produceert, terwijl van de andere kant het openhouden van deze pijpleidingen niet mogelijk is als er geen gas meer doorstroomt. Er moet dus aansluiting in de tijd zitten tussen de aanvoer van (groene) waterstof van zee en het afnemen van gastransport. Dit vergt enige coördinatie en planning. Indien men de plannen wil realiseren, zoals nu in enkele regionale visies (van de klimaattafels), zijn neergelegd voor waterstof en WOZ, dan moet wet- en regelgeving voor offshore aardgas en pijpleidingen nu al worden aangepast om deze optie te behouden, en moet er een aansluiting worden gemaakt tussen plannen van de offshore gasector (Nexstep project) en de opties voor CCS. Dit is ook van belang om de bestaande aardgaspijpleidingen te behouden voor hergebruik. Momenteel zijn deze pijpleidingen joint-ventures, deels in publiek (EBN) en deels in privaat bezit.

BOX 3 – HERGEBRUIK VAN ASSETS

Waar in het verleden sprake was van het verbinden door middel van contracten van producenten en consumenten in de industriële waterstofketen, is er in de toekomst sprake van het verbinden van systeemfuncties en netbeheerfuncties. Daarvoor kan bestaande gasinfrastructuur mogelijk worden hergebruikt, terwijl er ook nieuwe infrastructuur voor zowel waterstof als elektriciteitstransport nodig zal zijn. Om die reden hebben Gasunie en TenneT en regionale netbeheerders zich gemeld als potentiële investeerders in een waterstofnetwerk.

Het ontwikkelen van een waterstof hoofdtransportnet door hergebruik van geschikte aardgasinfrastructuur impliceert echter onttrekking aan de aardgastransportcapaciteit. Daar de waterstofmarkt nog in ontwikkeling en ongereguleerd is doen ze dat in het vrije domein van hun activiteiten. Een andere mogelijkheid is dat de publieke netwerkbedrijven belast worden met de ontwikkeling van een landelijk dekkend

Investerings in infrastructuur komen niet vanzelf tot stand. Anders dan het aanleggen van een industrieel waterstofnet, zoals dat nu al bestaat in bepaalde regio's, moet het toekomstige net ook nieuwe potentiële producenten en consumenten in alle regio's aan elkaar verbinden (landelijke dekking) en fijnmaziger worden indien naast de industrie ook andere energiefuncties met waterstof moeten worden ingevuld. Daarbij spelen eventuele kwaliteitseisen van gebruikers ook een rol. Zonder een overtuigend plan van de overheid over de toekomstige systeemfunctie van waterstof, inclusief een betrouwbaar raamwerk waarbinnen partijen (publiek en/of privaat) de (regie over) uitvoering hiervan op zich kunnen nemen, zal de spreiding en dimensionering van de netwerken ongewis blijven en de investeringsrisico's hoog worden ingeschat.

netwerk. Dit kan zowel in het kader van de vrije domein investeringen als in het gereguleerde domein. In het laatste geval zou overwogen moeten worden of het bestaande waterstofnet, dat is aangelegd voor direct aangesloten industrieën met specifieke kwaliteitseisen, indien mogelijk, op termijn *third party access* moeten bieden en/of dat publieke en private netten met verschillende kwaliteitseisen naast elkaar kunnen of moeten bestaan. Naarmate er meer zuivere waterstof in het systeem getransporteerd wordt valt het probleem van het ontbreken van homogeniteit van waterstof wellicht weg. In het geval van ontwikkeling van het netwerk in het gereguleerde domein worden de kosten van de ontwikkeling/ombouw in de waterstofnetwerkstarieven gesocialiseerd. Onderdeel hiervan is ook waardering en doorverkoop van aardgasleidingen voor ombouw naar waterstof. Het is zelfs denkbaar dat het transport van elektriciteit, aardgas en andere gassen – en ook CO₂ – binnen een Nederlands transmissiebedrijf of bedrijven en een aantal lokale distributiebedrijven samengebracht worden. Dit biedt niet alleen mogelijkheden voor de planning in capaciteiten, tijd en ruimte, maar wellicht ook een oplossing voor de socialisatie van de kosten van de laatste aardgasaansluitingen, de eerste waterstofaansluitingen en de eerste CO₂ afvoerleidingen. Door deze allemaal in het gereguleerde domein te brengen en over alle aansluitingen te verdelen worden in ieder geval de infrastructuurkosten gelijkmatig verdeeld over alle aangeslotenen. Daarvoor is wel nodig dat er een brede waterstofstrategie wordt ontwikkeld waarbij waterstof inderdaad kan uitgroeien tot de systeemenergiedrager samen met elektriciteit en vooralsnog CO₂-afvoer.

De keuze van de organisatie van de markt en de fiscale behandeling van de verschillende energiedragers is van belang voor verschillende partijen. Zo wordt groen gas gelijk behandeld aan aardgas. Een ander belangrijk punt bij de

marktorganisatie is de aansluiting op infrastructuur tussen de Randstad en de andere clusters. Een voorbeeld is CO₂: Rotterdam en de regio Noordzeekanaal worden aangesloten op het CO₂-systeem, de regio's Zeeland, Limburg en Eemshaven dreigen achter het net te vissen. Voor waterstof dreigt dat ook, tenzij er een min of meer landelijk dekkend netwerken voor H₂ en CO₂ komen en alle industrieclusters gelijke kansen krijgen zich te ontwikkelen.

Waterstof buiten de industriële sectoren staat in de kinderschoenen en kan ook in het vrije domein ontwikkeld worden, totdat verdere marktordering en regulering noodzakelijk wordt, of totdat de warmtemarkt voor de bebouwde omgeving dat vereist. Bijvoorbeeld omdat de overheid lage temperatuur warmte wil reguleren en zorgen dat alle inwoners toegang hebben tot een betaalbare warmtevoorziening ongeacht de energiedrager of technologie. Voor mobiliteit en industrieel gebruik ontstaat het moment van reguleren pas als de markt volwassener is, er grensoverschrijdende belemmeringen ontstaan, die aanleiding voor EU-beleid vormen, en het aantal aanbieders eerst groter en daarna geconcentreerder wordt.

7 CONCLUSIE

Het klimaatakkoord van 28 juni 2019 is het begin van een periode van veel en dieper onderzoek in de juiste wijze van inrichting van het nieuwe energiesysteem. Er is de afgelopen anderhalf jaar veel informatie bijeengebracht en de contouren van het nieuwe energiesysteem worden steeds duidelijker. De vraag is hoe de plannen te realiseren en wie welke rol moet spelen. Hoe worden de publieke belangen voldoende geborgd in een energiesysteem in volle verandering en zorgen we ervoor dat we uiteindelijk robuuste keuzes maken in het veranderen van dit systeem? Daarbij moet voldaan worden aan de prioriteiten van het energiebeleid, – betrouwbaar, betaalbaar en schoon –, niet alleen aan het eind van de verbouwing maar ook tijdens. Verder moet worden gekeken naar een andere beprijzing van energiediensten zodat de kosten van technologiekeuzes in de kleinverbruikersmarkt niet leidt tot grote kostenverschillen tussen wijken en steden (en dus de aantrekkelijkheid van huizen en gebouwen).

Belangrijk voor het goed functioneren van een energiesysteem zijn een beperkt aantal energiedragers in systeemrollen. Samen kunnen deze elkaar aanvullen en alle rollen van de energiemarkt vervullen, zoals flexibiliteit in vraag en aanbod, (strategische) opslag, energietransport, tegen lage sociale kosten. In het huidige Nederlandse energiesysteem vervullen olie, gas en elektriciteit deze rollen, maar de energietransitie zorgt voor druk om de rol van aardolie en aardgas te vervangen. In de toekomst moeten energiedragers zo veel mogelijk hernieuwbaar te produceren zijn. Waterstof lijkt een ideale kandidaat om elektriciteit in de toekomst als systeembrandstof aan te vullen. Hiervoor moet de huidige waterstofmarkt wel uitgebreid worden, met een eerste rol voor grootschalige vervanging van grijze door blauwe waterstof in de industrie en het uitbouwen van infrastructuur en de waterstofproductiecapaciteit. Hierbij is het van belang dat er rekening wordt gehouden met de kwaliteitseisen van de verschillende gebruikers en het bestaan van een gelijk speelveld. Immers, de waterstofmarkt bestaat al voor industriële gebruikers.

Daar blauwe waterstof al op grotere schaal kan worden geproduceerd en er een begin moet worden gemaakt met het overschakelen op waterstof (en vooral omdat het 2030 CO₂-reductie tussendoel moet worden behaald) en ook restgassen verwerkt moeten worden, is het logisch om blauwe waterstof te gebruiken terwijl groene waterstof verder wordt ontwikkeld om op grote schaal te kunnen produceren.

Het 'ecosysteem' waterstof ligt rond de Noordzee en biedt nieuwe kansen voor economische groei en werkgelegenheid. Wel dient, om het VK ook na de Brexit aangehaakt te houden, het handelstarief op waterstof als industrieel gas te worden vervangen door een nultarief voor energiedragers. Waterstof is bovendien niet iets wat 'half' gedaan kan worden. Hoe groter, hoe effectiever qua kosten, milieu en geopolitiek (voorzieningszekerheid). Bovendien worden risico's van het ontwikkelen het ecosysteem waterstof rondom de Noordzee gedeeld door meerdere landen en industrieën. Precies waartoe de G-20 oproept in zijn recente vergadering in Japan. Nederland kan door zijn ligging en economische kenmerken een sleutelrol spelen door een krachtige keuze te maken voor waterstof, zodat die duurzame ruggengraat alle sectoren en buurlanden kan bedienen.

Vooralsnog bestaat er nog geen duidelijkheid over het nationale en EU-reguleringsregime voor waterstof, ook omdat er nog relatief weinig grensoverschrijdende handel bestaat en waterstof nog niet de functie van mede-ruggengraat heeft. Dat is op zich geen bezwaar. Immers, de aardgasindustrie is ook zonder EU-reguleringsregime tot wasdom gekomen (door actief overheidsbeleid en door in public-private partnership het ontwikkelen van het Nederlandse gas ter hand te nemen). Tegelijkertijd moet rekening worden gehouden met het feit dat wellicht de EU uit hoofde van regelingen ten aanzien van bijmenging van waterstof in het aardgassysteem, de waterstofmarkt via deze route in het aardgasregime kan opnemen. Het vooralsnog ontbreken van een EU-regeling neemt niet weg dat er behoefte bestaat aan samenwerking tussen de NW-Europese ondernemingen in het creëren van 'waterstof ecosystemen', waarin waterstof tot wasdom kan komen als grondstof voor de chemie en als energiedrager in de elektriciteitssector, vervoer en bebouwde omgeving.

Zoals zich nu de projecten ontwikkelen naar aanleiding van de discussies aan de klimaattafels, nemen de gas- en elektriciteit transmissienetbeheerders (TSO's) en distributienetbeheerders (DSO's) de investeringen in infrastructuur van waterstof en verzwaring van het elektriciteitsnet voor hun rekening. Waterstofinfrastructuur zal deels nieuwe infrastructuur zijn, maar voor een belangrijk gedeelte ook uit ombouw van (distributie) gasnetten naar waterstof bestaan. Deze bedrijven zijn eigendom, bij wet, van rijks- of lagere overheden. Indien deze ontwikkeling zich doorzet, ontwikkelt de marktordering zich wellicht op termijn richting die van aardgas nu, met netwerkbedrijven en producenten-distributiebedrijven. Anderzijds, zolang er geen raamwerk voor de marktordering vanuit de EU wordt ontwikkeld, is Nederland vrij om een inrichting tot wasdom te laten komen die (op termijn) past bij de Nederlandse marktomstandigheden, waarbij zoals gezegd rekening gehouden moet worden dat

via de EU het waterstofregime als gevolg van bijmenging in het aardgas marktregime wordt gebracht.

Hoewel de klimaattafels plannen moesten maken voor 2030 met een nadrukkelijke doorkijk op 2050 zal toch de wijze waarop de doelen van 2030 gehaald kunnen worden, in belangrijke mate bepalen hoe de fundamenten voor het nieuwe energiesysteem worden gelegd. De ontwikkeling van klimaatneutrale waterstof is hiervan een goed voorbeeld.



CLINGENDAEL INTERNATIONAL ENERGY PROGRAMME | CIEP

VISITING ADDRESS
Clingendael 12
2597 VH The Hague
The Netherlands

POSTAL ADDRESS
P.O. Box 93080
2509 AB The Hague
The Netherlands

TEL +31 (0)70-374 67 00
www.clingendaelenergy.com
ciep@clingendaelenergy.com