



GROENE WATERSTOF: DE PRAKTISCHE UITDAGINGEN TUSSEN DROOM EN WERKELIJKHEID

Een verkenning naar de knelpunten en mogelijke oplossingsrichtingen in de ontwikkeling van een groenewaterstofmarkt

Hans Elzenga, Emma Eggink, Jeroen de Joode
27 februari 2025

PBL

Colofon

Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid; een verkenning naar de knelpunten en mogelijke oplossingsrichtingen in de ontwikkeling van een groenewaterstofmarkt.

© PBL Planbureau voor de Leefomgeving

Den Haag, 2025

PBL-publicatienummer: 5608

Contact

info@pbl.nl

Auteurs

Hans Elzenga, Emma Eggink en Jeroen de Joode

Met dank aan

Het PBL is dank verschuldigd aan Noé van Hulst, Pieter Boot, Marcel Weeda, Gert Jan Kramer, Thijs de Groot, Wilco van der Lans, Randolph Weterings, Dirk van Hoorn, Jeroen Neuvel, Margreet Spoelstra, Anton Tijdink, Emiel van Druten, Axel Pel, Remko Ybema, Simon Glazenborg, Mark Schenkel, Jeroen Bremmer en Daniël Leliefeld

Redactie figuren

Beeldredactie PBL

Eindredactie en productie

Uitgeverij PBL

Toegankelijkheid

Het PBL hecht veel waarde aan de toegankelijkheid van zijn producten. Mocht u problemen ervaren bij het lezen ervan, dan kunt u contact opnemen via info@pbl.nl. Vermeld daarbij s.v.p. de naam van de publicatie en het probleem waar u tegenaan loopt.

Delen uit deze publicatie mogen worden overgenomen op voorwaarde van bronvermelding: Elzenga (2025), Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid; een verkenning naar de knelpunten en mogelijke oplossingsrichtingen in de ontwikkeling van een groenewaterstofmarkt, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving.

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) is het nationale instituut voor strategische beleidsanalyses op het gebied van milieu, natuur en ruimte. Het PBL draagt bij aan de kwaliteit van de politiek-bestuurlijke afweging door het verrichten van verkenningen, analyses en evaluaties waarbij een integrale benadering vooropstaat. Het PBL is vóór alles beleidsgericht. Het verricht zijn onderzoek gevraagd en ongevraagd, onafhankelijk en wetenschappelijk gefundeerd.

Inhoud

Samenvatting	4
Bevindingen	8
1 Inleiding	20
1.1 Aanleiding tot en inhoud van dit onderzoek	20
1.2 Methode	21
2 De opgave	22
3 Voortgang Nederlandse initiatieven voor groenewaterstofproductie	26
4 Uitdagingen	29
4.1 Ketenontwikkeling	29
4.3 Kostenverlaging	49
4.4 Ruimtebeschikbaarheid	55
4.5 Grondstoffenbeschikbaarheid	60
4.6 Veiligheidsrisicobeperking	61
5 De mogelijke rol van blauwe waterstof in de energietransitie	64
6 Voorgestelde oplossingsrichtingen	69
Referenties	76

Samenvatting

Dit rapport beschrijft de stand van zaken in de ontwikkeling van de groenewaterstofmarkt in Nederland. Er zijn veel knelpunten en uitdagingen waardoor de markt onvoldoende van de grond komt. In het rapport worden enkele suggesties gedaan voor aanpassingen in het huidige beleid die kunnen bijdragen aan het vlot trekken van de productie en het gebruik van groene waterstof.

Een klimaatneutraal energiesysteem in 2050 vereist afbouw van het gebruik van grijze waterstof en de opbouw van het gebruik van groene waterstof

In de Klimaatwet is vastgelegd dat Nederland in 2050 klimaatneutraal moet zijn. Om dit te kunnen bereiken moet het gebruik van fossiele energiedragers – waaronder grijze waterstof¹ – tot een minimum worden beperkt. Daarbij kan groene waterstof² een belangrijke rol spelen. Het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE 2023) verwacht richting 2050 een zeer grote vraag – circa 660 petajoule oftewel 5,5 megaton – naar groene waterstof, vooral vanuit de energie-intensieve industrie (voor hoge-temperatuurwarmte en als grondstof voor bijvoorbeeld ammoniakproductie) en voor de productie van biogene en synthetische brandstoffen in de (internationale) scheep- en luchtvaart. Ook kan groene waterstof worden gebruikt voor flexibele elektriciteitsopwekking op momenten met minder wind en zon, en in de gebouwde omgeving als er geen redelijke alternatieven zijn. Richting 2040 verwacht het NPE een opgesteld elektrolyservermogen van 15 – 20 gigawatt; voor 2050 wordt uitgegaan van 40 gigawatt. Om aan de binnenlandse vraag naar groene waterstof te kunnen voldoen is volgens het NPE ook import nodig. De PBL-studie ‘Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050’ van april 2024 en scenariostudies van Netbeheer Nederland en TNO ramen voor 2050 een vergelijkbare vraag als het NPE. In de transitiefase naar een volwassen hernieuwbare waterstofmarkt speelt volgens het NPE ook blauwe waterstof³ een belangrijke rol. Bij deze ramingen moet worden aangekend dat de toekomstige vraag naar groene en blauwe waterstof zeer onzeker is. Dat komt doordat die vraag sterk afhangt van de productieomvang van energie-intensieve industrieën en de mate waarin deze (kunnen) overschakelen naar klimaatneutrale of koolstofarme productiemethoden. Twee recente Europese rapporten constateren dat hoge energieprijzen en andere factoren momenteel bijdragen aan de vermindering van het concurrentievermogen van bepaalde industrieën in de Europese Unie. Volgens deze rapporten is daarom een belangrijke uitdaging voor beleidsmakers om de juiste voorwaarden te scheppen voor het koolstofvrij maken van de economie, en er tegelijkertijd voor te zorgen dat deze industrieën in de Europese Unie blijven en concurrerend kunnen blijven. Een van die voorwaarden is een ruime beschikbaarheid van goedkope hernieuwbare elektriciteit, om zo een eind te maken aan de afhankelijkheid van dure fossiele energiebronnen.

¹ Waterstof die geproduceerd is uit aardgas of restgassen uit de chemische industrie en raffinaderijen, waarbij de vrijkomende CO₂ naar de atmosfeer wordt afgeblazen.

² Waterstof die geproduceerd is door water via elektrolyse met hernieuwbare elektriciteit te splitsen in waterstof en zuurstof. De installaties waarin dit plaatsvindt worden in dit rapport elektrolyzers genoemd.

³ Waterstof die geproduceerd is uit aardgas of restgassen uit de chemische industrie en raffinaderijen, waarbij de vrijkomende CO₂ grotendeels wordt afgevangen en in oude gasvelden onder de zeebodem wordt opgeslagen.

De opbouw van de productie- en importketen voor groene waterstof komt door meerdere knelpunten onvoldoende van de grond

Voor 2030 en 2032 heeft de rijksoverheid streefdoelen van respectievelijk 4 en 8 gigawatt opgesteld elektrolyservermogen vastgesteld. Hoewel er rond 2022 voor 2030 voor meer dan 10 gigawatt aan projecten is aangekondigd, is er op dit moment pas één project van 200 megawatt daadwerkelijk in aanbouw. Voor de andere projecten is nog geen definitieve investeringsbeslissing genomen. Ook voor import van groene waterstof (dragere) zijn er grote ambities maar is vooralsnog voor slechts één project een leveringscontract afgesloten. Reden voor de afwachtende houding – of soms zelfs terugtrekkende bewegingen – van initiatiefnemers is dat er in meerdere onderdelen van de groene waterstofketen knelpunten zijn. Zo is de omvang van de vraag die uit de jaarverplichtingen voor de industrie en de vervoerssector zal voortvloeien nog zeer onzeker, is het landelijk waterstofnetwerk dat industriële clusters met elkaar, met opslagcapaciteit en met het buitenland zou moeten verbinden jaren vertraagd, en bestaat er onzekerheid over de beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit (met name van wind op zee).

Een belangrijke oorzaak van de vertraging is ook dat de geraamde productiekosten van groene waterstof de laatste jaren door stijgende investerings- en netwerkkosten zijn toegenomen, terwijl tot voor kort de verwachting was dat die door leereffecten en schaalvergroting zouden afnemen. Daardoor zijn de productiekosten van groene waterstof uit een elektrolyser die nu gebouwd zou worden 10 tot 14 euro per kilogram (120 megajoule) – oftewel een factor 5 tot 6 – hoger dan die van grijze en blauwe waterstof. De oplopende kosten vergroten de onzekerheid over de vraag naar groene waterstof, wat producenten afwachtend maakt. De kosten van per zeeschip geïmporteerde waterstof (dragere) zijn mogelijk lager, maar zeker is dat niet. De kosten van import via pijpleidingen uit Spanje en Noord-Afrika zouden naar verwachting wel aanmerkelijk lager kunnen zijn, maar die leidingen moeten nog worden aangelegd.

Het op gang brengen van een groenewaterstofmarkt vereist aanvullend en samenhangend Europees en nationaal beleid op nagenoeg alle onderdelen van de keten

De huidige situatie, waarbij de noodzakelijke ontwikkelingen (soms ernstig) vertraagd zijn en waarbij iedereen op iedereen lijkt te wachten, kan alleen door interventies van de rijksoverheid en de Europese Commissie worden doorbroken. Daarvoor is het nodig dat op vrijwel alle terreinen – vraag, productiekosten, beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit, infrastructuur en subsidies en voldoende bescherming tegen buitenlandse concurrentie – aanpassingen worden gedaan. Vanwege de wederzijdse afhankelijkheden in de groenewaterstofketen is onderlinge afstemming tussen de maatregelen die worden genomen van belang. Hieronder wordt een aantal suggesties aan de rijksoverheid gedaan voor verbetering van het handelingsperspectief van de partijen die aan zet zijn. Deze worden in het rapport verder uitgewerkt en onderbouwd. De suggesties sluiten aan bij de actuele beleidsontwikkeling en beogen niet een alles omvattende oplossing te bieden. Sommige voorstellen zal de rijksoverheid niet zelf kunnen implementeren, maar – bij voorkeur samen met andere lidstaten – alleen bij de Europese Commissie kunnen bepleiten. Geen enkele aanpassing zal op zichzelf voldoende zijn om groenewaterstofproductie en -gebruik vlot te trekken, maar in hun onderlinge samenhang kunnen ze daar wel aan bijdragen.

- Bepleit bij de Europese Commissie aanpassingen van de bijmengverplichting van groene waterstof in de industrie;
- Biedt investeringszekerheid voor groenewaterstofproductie in de raffinagesector en heroverweeg in dat licht de correctiefactor voor de raffinageroute;
- Zorg dat de infrastructuur op land voor waterstof en ammoniak zo snel mogelijk wordt aangelegd;
- Zoek manieren om de productiekosten voor groene waterstof die samenhangen met overheidsregulering te verlagen;
- Overweeg in de SDE++-subsidieregeling voor groene waterstof ook de productie van een beperkt aandeel *low-carbon* waterstof te subsidiëren;
- Bepleit bij de Europese Commissie aanpassing van de methodiek van toewijzingen van de subsidies van de *European Hydrogen Bank*;
- Zet voor netbalanceringsmaatregelen ook in op andere technologieën dan elektrolyzers;
- Overweeg meer tijd te nemen voor het realiseren van de doelstellingen voor elektrolyzers voor 2030 en 2032 en zorg voor versnelde opschaling daarna;

In de transitiefase van grijze naar groene waterstof kan blauwe waterstof een belangrijke rol spelen. Daarbij moet het risico op lock-in worden voorkomen

Blaue waterstof kan naast groene waterstof een belangrijke aanvullende rol spelen in de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem, mits de CO₂-afvangpercentages hoog zijn en de methaanverliezen bij winning en transport van aardgas laag zijn. Het gebruik van blauwe waterstof zal echter minder goed passen in een klimaatneutraal energie- en productiesysteem. Om het risico op *lock-in* te voorkomen kan een verbod rond of na 2050 worden overwogen, dat dan tijdig moet worden aangekondigd om schadeclaims te voorkomen. Een alternatief voor een verbod is de eis dat blauwewaterstoffabrieken na 2050 klimaatneutraal zijn, bijvoorbeeld door groengas bij te mengen.

BEVINDINGEN

BEVINDINGEN

Bevindingen

Dit rapport beschrijft de stand van zaken in de ontwikkeling van de groenewaterstofmarkt in Nederland. De voortgang van Nederlandse initiatieven voor de productie en import van groene waterstof wordt beschreven in samenhang met de ontwikkeling van het Europese en Nederlandse beleid. Op veel onderdelen van de groenewaterstofketen worden uitdagingen en knelpunten gesignaleerd die ervoor zorgen dat de groenewaterstofmarkt onvoldoende van de grond komt en beleidsdoelen niet worden gerealiseerd. Naar aanleiding daarvan worden enkele suggesties gedaan voor aanpassingen in het huidige beleid die kunnen bijdragen aan het vlot trekken van de productie en het gebruik van groene waterstof.

Een klimaatneutraal energiesysteem in 2050 vereist afbouw van het gebruik van grijze waterstof en de opbouw van het gebruik van groene waterstof

In Nederland werd in 2020 bij de productie van grijze waterstof⁴ binnen de industrie en raffinaderijen naar schatting 12 megaton CO₂ uitgestoten. Die waterstof wordt vooral gebruikt voor de productie van ammoniak in de kunstmestindustrie, in raffinaderijen voor kraakprocessen en ontzwavelen, en voor overige industriële processen in de chemie, de voedings-, de glas-, de metallurgische, de elektronica-industrie en de productie van biobrandstoffen. Bij elkaar gaat het ongeveer om 1,3 megaton zuivere waterstof, overeenkomend met 150 petajoule. Daarnaast was er in 2020 ongeveer 0,25 megaton (30 petajoule) waterstof in restgassen (zoals cokesovengas) die voornamelijk voor energieopwekking worden toegepast. Nederland staat daarom voor de opgave om in ieder geval de productie van grijze waterstof vóór 2050 – als Nederland volgens de Klimaatwet klimaatneutraal moet zijn – (vrijwel) volledig te beëindigen. In het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE 2023) is door de rijksoverheid uitgewerkt wat dit betekent voor het energiesysteem. Volgens het NPE moet naast beëindiging van het gebruik van grijze waterstof ook het gebruik van andere fossiele energiedragers tot een minimum worden beperkt.

Groene waterstof⁵ kan bij die omslag een belangrijke rol spelen. Volgens het NPE kan groene waterstof worden gebruikt bij de productie van biogene en synthetische brandstoffen voor de (internationale) scheep- en luchtvaart en als grondstof en voor hoge-temperatuurwarmte in de industrie. Daarnaast kan het worden ingezet voor flexibele elektriciteitsproductie op momenten met minder wind en zon, en in de gebouwde omgeving als er geen redelijke alternatieven zijn. Om die transitie op gang te helpen heeft Nederland voor 2030 een doel van 4 gigawatt productiecapaciteit voor groene waterstof; in 2032 zou dat 8 gigawatt moeten zijn. Het NPE ziet in de transitiefase naar een volwassen groenewaterstofmarkt ook een belangrijke rol voor koolstofarme – oftewel blauwe⁶ – waterstof weggelegd. Richting 2040 veronderstelt het NPE een elektrolysecapaciteit van

⁴ Waterstof die geproduceerd is uit aardgas of restgassen uit de chemische industrie en raffinaderijen, waarbij de vrijkomende CO₂ naar de atmosfeer wordt afgeblazen.

⁵ Waterstof die geproduceerd is door water via elektrolyse met hernieuwbare elektriciteit te splitsen in waterstof en zuurstof. De installaties waarin dit plaatsvindt worden in dit rapport elektrolyzers genoemd.

⁶ Waterstof die geproduceerd wordt uit aardgas of restgassen uit de chemische industrie en raffinaderijen, waarbij de vrijkomende CO₂ grotendeels wordt afgevangen en onder de zeebodem wordt opgeslagen.

15 – 20 gigawatt, en voor 2050 zelfs 40 gigawatt. Met dat vermogen zou ongeveer 400 petajoule groene waterstof per jaar kunnen worden geproduceerd. Daarnaast zou er ongeveer 60 petajoule blauwe waterstof uit restgassen worden geproduceerd en bijna 200 petajoule waterstof worden geïmporteerd om aan de binnenlandse waterstofvraag van circa 660 petajoule te voldoen. De PBL-studie ‘Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050’ van april 2024 en de scenariostudies van Netbeheer Nederland en TNO ramen voor 2050 een vergelijkbare vraag.

De transitie van grijze naar groene waterstof vereist voldoende marktvaart. Deze vraag is op de langere termijn zeer onzeker

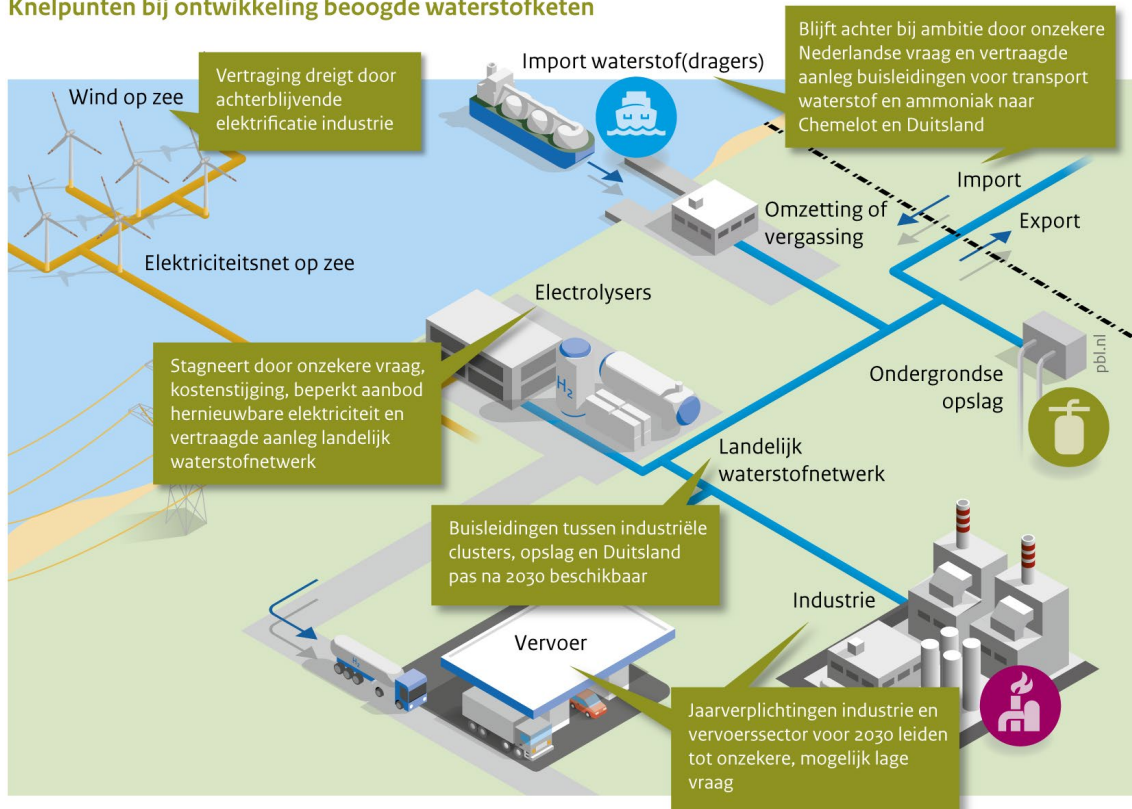
Voor de opbouw van productiecapaciteit voor groene waterstof – en de inzet van blauwe waterstof in de transitiefase – is het van belang dat er ook op de langere termijn voldoende vraag is. Een belangrijk knelpunt is echter dat de toekomstige vraag naar groene en blauwe waterstof in Nederland zeer onzeker is. Dat komt doordat die vraag sterk afhangt van de productieomvang van energie-intensieve industrieën – zoals de organische basischemie, de staalindustrie, de kunstmestindustrie en brandstoffenproductie – maar ook van de mate waarin deze (kunnen) overschakelen naar klimaatneutrale of koolstofarme productiemethoden. Twee recente Europese rapporten – (Draghi 2024 en ERK 2024) – constateren dat diverse factoren – waaronder hoge energieprijzen – momenteel bijdragen aan de vermindering van het concurrentievermogen van bepaalde industrieën in de Europese Unie. Dit zou kunnen leiden tot verplaatsing van productiecapaciteit naar andere werelddelen. Volgens genoemde rapporten is daarom een belangrijke uitdaging voor beleidsmakers om de juiste voorwaarden te scheppen voor het koolstofvrij maken van de economie, en er tegelijkertijd voor te zorgen dat de industrieën in de Europese Unie blijven en concurrerend kunnen blijven. Een van die voorwaarden is een ruime beschikbaarheid van goedkope hernieuwbare elektriciteit, om zo een einde te maken aan de afhankelijkheid van dure fossiele energiebronnen.

De opbouw van de productie- en importketen voor groene waterstof komt door meerdere knelpunten onvoldoende van de grond

Het is aannemelijk dat potentiële initiatiefnemers voor de bouw van een elektrolyser pas een definitieve investeringsbeslissing zullen nemen als de vraag naar groene waterstof voor een voldoende lange periode is gegarandeerd, en hernieuwbare elektriciteit en transport- en opslagcapaciteit voor waterstof(dragers) beschikbaar zijn. Ook zullen zij zoveel mogelijk zekerheid willen hebben dat elektriciteitsprijzen en netwerktarieven niet tijdens de levensduur van de installatie sterk zullen stijgen (liefst gaan ze omlaag). Daarnaast zullen ze voldoende subsidies willen ontvangen om de onrendabele top af te dekken. Ook importprojecten zullen langjarige vraag en de beschikbaarheid van transport- en opslagcapaciteit als investeringsvoorwaarden hebben. Op hun beurt zullen potentiële afnemers van groene waterstof hun processen pas willen aanpassen als het aanbod daarvan voor langere tijd is gegarandeerd en financieel haalbaar is, en zullen ontwikkelaars van wind op zee en van buisleidingen voor waterstof en ammoniak pas investeren als ze voldoende garanties hebben dat er vraag is naar hun elektriciteit en transportcapaciteit.

Ten opzichte van de ambities die de rijksoverheid in en op basis van het NPE heeft geformuleerd zijn bijna op elk onderdeel van de waterstofketen vertragingen opgetreden. Dit is geïllustreerd in figuur B.1. Daarbij lijkt er sprake te zijn van een situatie waarbij iedereen op iedereen wacht. Ook zijn de geraamde productiekosten van groene waterstof de laatste jaren toegenomen in plaats van gedaald. De rijksoverheid staat daarmee voor de uitdaging om op al die terreinen maatregelen te nemen die de ontwikkelingen kunnen versnellen.

Knelpunten bij ontwikkeling beoogde waterstofketen



Bron: PBL

Figuur B.1

Hieronder wordt de stand van zaken voor de genoemde onderdelen van de waterstofketen kort toegelicht.

Investeringsbeslissingen voor elektrolyzers worden uitgesteld

Hoewel er de afgelopen jaren een groot aantal initiatieven zijn aangekondigd voor 2030 – opgeteld ruim 10 gigawatt vermogen – is momenteel alleen de Holland Hydrogen I van Shell (200 megawatt, oftewel 5 procent van de doelstelling voor 2030) in aanbouw, en is nog voor geen enkel ander initiatief een definitieve investeringsbeslissing genomen. Een drietal bedrijven heeft inmiddels zelfs expliciet aangekondigd dat ze hun investeringsbesluiten uit zullen stellen. De doelstelling voor elektrolyzers dat er in 2030 4 gigawatt elektrisch vermogen staat opgesteld lijkt daarmee buiten bereik. Overigens zal er in Nederland waarschijnlijk ook geen vraag zijn naar de 40 petajoule groene waterstof die met dat vermogen geproduceerd kan worden.

De ontwikkeling van de vraag naar groene waterstof blijft achter

Aangezien groene waterstof veel duurder is dan grijze of blauwe waterstof – waarover hieronder meer onder het kopje 'kostenontwikkeling' – wil de rijksoverheid de vraag op gang helpen met jaarverplichtingen voor de industrie en de vervoerssector; bij de industrie wordt die verplichting gecombineerd met miljarden euro's productie- en vraagsubsidies. De jaarverplichting voor de industrie wordt nu zo vormgegeven dat deze in 2030 waarschijnlijk slechts tot een vraag van 2 tot 7 petajoule leidt. Dat komt overeen met 0,2 tot 0,7 gigawatt elektrolyservermogen.

Van de jaarverplichting voor de vervoerssector (ongeveer 5,5 petajoule in 2030) kan volgens de middenraming voor KEV 2024 3,6 petajoule met rechtstreekse toepassing in het transport worden gerealiseerd, waarvan 0,3 petajoule als groene waterstof in het wegverkeer en 3,3 petajoule als

synthetische brandstof in lucht- en zeevaart. Daarbij is aannemelijk dat die synthetische brandstoffen moeten worden geïmporteerd omdat er in Nederland in 2030 naar verwachting nog geen productiecapaciteit is om die brandstoffen zelf te maken. Voor het realiseren van het overige deel van de verplichting – 1,9 petajoule – is dan indirecte inzet van groene waterstof via het raffineren van transportbrandstoffen (de zogenaamde ‘raffinageroute’) noodzakelijk. Het kabinet heeft aangekondigd te willen voorkomen dat de inzet van groene waterstof via de raffinageroute ten koste gaat van de directe inzet van groene waterstof in de mobiliteit en daarom een correctiefactor van 0,4 te willen invoeren. Daardoor wordt de waarde van verhandelbare emissiereductie-eenheden bij de raffinageroute 2,5 keer lager dan bij de directe inzet in de mobiliteit. Dit leidt tot onzekerheid over de effectiviteit van de raffinageroute, waardoor we voor de vraag naar groene waterstof vanuit de vervoerssector een bandbreedte van 0 tot 5 petajoule hebben geraamd⁷, overeenkomend met 0 tot 0,5 gigawatt productievermogen.

Daarmee is de bandbreedte in de totale vraag vanuit de jaarverplichtingen 2 tot 12 petajoule, overeenkomend met 0,2 tot 1,2 gigawatt elektrolyservermogen. Dat betekent dat er geen noodzaak is om in Nederland in 2030 4 gigawatt elektrolyservermogen te realiseren, maar hooguit een kwart tot een derde van dat vermogen. Met de verschillende beschikbare subsidiegelden is er waarschijnlijk voldoende budget om de onrendabele top van de maximale binnenlandse vraag van 12 petajoule voor 5 tot 10 jaar geheel af te dekken. Na afloop van die periode zullen HWI- en HBE-certificaten⁸ voldoende waarde moeten hebben om de rol van subsidies te kunnen overnemen.

De ontwikkeling van wind op zee is vertraagd

Het achterblijven van investeringen in elektrolyzers – en in andere vormen van industriële elektrificatie – maakt ook de kans kleiner om de doelstelling van 21 gigawatt wind op zee in 2032 te realiseren. Voor de twee tenders voor wind op zee die in 2024 zijn uitgezet bleek de belangstelling vanuit de markt in vergelijking met eerdere tenders om verschillende redenen tegen te vallen. Een van de redenen is dat ontwikkelaars zien dat de vraag naar elektriciteit achterblijft bij eerdere verwachtingen. Enkele van de door ons geïnterviewde experts gaven expliciet aan dat de doelstelling van 21 gigawatt wind op zee in 2032 niet gehaald zou worden als de bouw van elektrolyzers niet op korte termijn op gang zou komen. Opvallend is overigens dat juist een beperkte beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit volgens initiatiefnemers voor elektrolyzers één van de redenen was om hun plannen voor de bouw van elektrolyzers uit te stellen. Gecombineerde tenders waarin ook waterstofproductie is opgenomen – zoals de door Zeevonk II gewonnen tender voor IJmuiden Ver Beta – zouden wat dat betreft uitkomst kunnen bieden, maar zullen vanwege door de overheid gestelde eisen ten aanzien van oplevertermijnen voor de elektrolyzers ook weer meer onzekerheden aan projecten toevoegen. Dat kan nadelig uitpakken voor de bereidheid tot investeren.

De aanleg van de waterstofinfrastructuur op land is vertraagd

In 2022 was het nog de ambitie dat er in 2030 een landelijk waterstofnetwerk zou liggen dat zou lopen tot in de 5 grote industriële clusters, en deze met elkaar, met opslagcapaciteit en met de

⁷ 0,3 petajoule als de raffinageroute niet effectief is; $0,3 + 1,9/0,4 = 5,1$ petajoule als de raffinageroute wel effectief is (afgerond 0 tot 5 petajoule). Zoals gezegd zal er naar verwachting in 2030 nog geen Nederlandse productiecapaciteit zijn voor synthetische brandstoffen; daar komt dus geen vraag naar groene waterstof uit voort.

⁸ HWI staat voor Hernieuwbare Waterstofeenheid Industrie, HBE voor Hernieuwbare Brandstofeenheid. Verdere toelichting wordt gegeven in paragraaf 4.1.1.

buurlanden zou verbinden. Hynetwork heeft echter eind 2024 aangegeven zich vanwege vertragingen nu eerst te gaan richten op het realiseren van de infrastructuur binnen de industriële clusters⁹, met de verwachting dat die voor of in 2030 beschikbaar is. Verbindingen tussen de clusters en de verbinding met Duitsland via de Delta Rhine Corridor zullen waarschijnlijk niet voor 2032 beschikbaar zijn. De vertraging zal in ieder geval betekenen dat de meeste industriële clusters in het westen van Nederland voorlopig niet worden verbonden met de opslagfaciliteiten in zoutcavernes in Zuidwending in Groningen (en dus geen constante stroom hernieuwbare waterstof aan afnemers kunnen garanderen), maar ook niet met Chemelot en Duitsland. Sommige initiatiefnemers voor elektrolyzers hebben aangegeven dat de mogelijkheid om in te voeden op het landelijk netwerk een belangrijke voorwaarde is voor een definitieve investeringsbeslissing.

De ontwikkeling van importketens blijft achter bij de ambitie

De rijksoverheid stelt in een kamerbrief uit 2023 dat in 2035 40 tot 60 procent en in 2040 40 tot 70 procent van de totale vraag naar groene waterstof uit het buitenland zou moeten worden geïmporteerd (inclusief doorvoer). Weliswaar zijn met een groot aantal potentiële exportlanden inmiddels samenwerkingsovereenkomsten gesloten of partnerschappen aangegaan, maar is vooralsnog voor slechts één project een leveringscontract afgesloten. Daarbij zal Air Products vanaf 2026 via de Rotterdamse haven jaarlijks 1,2 megaton groene ammoniak (0,2 megaton waterstof-equivalent oftewel 24 petajoule) uit het Neom-project in Saoedi-Arabië importeren. Net als voor binnenlandse groenewaterstofproductie zal ook voor importprojecten gelden dat ze pas van de grond zullen komen als er vraag naar groene waterstof is, liefst in de vorm van langjarige contracten. Zoals eerder is aangegeven is de vraag in Nederland echter vooralsnog beperkt. Mogelijk zal de vraag in Duitsland groter zijn, maar vanwege onzekerheden rond de aanleg van de ammoniakleiding in de Delta Rhine Corridor en de vertragingen rond de waterstofinfrastructuur is het lastig om geïmporteerde ammoniak¹⁰ daarnaartoe te transporteren. Het kabinet Schoof geeft daarom ruimte aan tijdelijk transport per spoor en over de weg. Hoe lang die tijdelijke situatie kan duren is niet duidelijk; dat hangt af van de bereidheid van private initiatiefnemers om de ammoniakleiding met steun van de overheid aan te leggen.

De benodigde kostenverlaging wordt vooralsnog niet gerealiseerd

Uit twee recente studies (van PBL en TNO) blijkt dat de productiekosten van groene waterstof van een elektrolyser die nu in Nederland wordt gebouwd de komende 15 jaar 12 tot 16 euro per kilogram zullen bedragen. Daarmee zijn ze 10 tot 14 euro per kilogram – oftewel een factor 5 tot 6 – hoger dan die van grijze en blauwe waterstof. De hoge productiekosten van groene waterstof worden vooral veroorzaakt door hoge investeringskosten, hoge elektriciteitsprijzen en hoge netwerktarieven. Tot twee jaar geleden was er nog veel optimisme dat de productiekosten van groene waterstof door leereffecten, schaalvergroting en dalende elektriciteitsprijzen sterk zouden gaan dalen. Hoewel de investeringskosten van een elektrolyser die in 2030 of daarna wordt gebouwd inderdaad lager zouden kunnen zijn, is dat niet de verwachting voor de elektriciteitsprijzen en de netwerktarieven. Daarom zal het kostenverschil met groene of blauwe waterstof waarschijnlijk voorlopig niet worden overbrugd. Dat betekent dat de productie en het gebruik van groene

⁹ Het cluster Noord-Nederland krijgt daarbij ook een verbinding met de opslagcavernes in Zuidwending en grensverbindingen met Duitsland; Zeeland krijgt een grensverbinding met België.

¹⁰ Als ammoniak voor bijvoorbeeld de kunstmestindustrie, of als waterstof na reconversie van de ammoniak in waterstof en stikstof in de aankomsthaven.

waterstof voorlopig alleen van de grond kan komen – en blijven – bij voldoende ambitieuze jaarverplichtingen, die voor de industrie gepaard moeten gaan met voldoende hoge subsidies en/of voldoende bescherming tegen buitenlandse concurrentie. Mits de Europese Commissie volgens plan de uitgifte van nieuwe emissierechten in 2039 beëindigt zou de ETS-prijs tegen die tijd mogelijk hoog genoeg kunnen zijn om de rol van subsidies te kunnen overnemen.

De kosten van import van groene waterstof(dragers) per zeeschip zullen volgens een recente studie van TNO in 2030 naar verwachting 6 tot 7,5 euro per kilogram waterstof bedragen. Deze kosten zijn vergelijkbaar met de ramingen in een optimistisch scenario in een studie uit van het *Austrian Institute of Technology* (AIT). In een pessimistisch scenario zouden ze echter 2 keer zo hoog kunnen zijn (13 tot 14 euro per kilogram). Voor import via pijpleiding uit Spanje en Tunesië raamt AIT kosten van respectievelijk 3,5 tot 5 en 4 tot 6 euro per kilogram in 2030. Deze pijpleidingen zijn echter nog niet beschikbaar. Overigens geldt dat werkelijke importkosten niet per se maatgevend zijn voor de marktprijzen, met name in de periode dat de markt nog niet volwassen is. Uit de *Global Hydrogen Review 2024* van IEA blijkt dat de wereldwijde, voor export beschikbare hoeveelheden waarschijnlijk voorlopig nog zeer beperkt zijn, terwijl er veel landen zijn die grote importambities hebben. Dat kan betekenen dat de werkelijke prijzen die voor geïmporteerde waterstof(dragers) moeten worden betaald aanvankelijk hoog zullen zijn. Maar zolang de vraag hoger is dan de productiecapaciteit kan dat ook voor in Nederland geproduceerde groene waterstof gelden.

Het op gang brengen van een groenewaterstofmarkt vereist aanvullend en samenhangend Europees en nationaal beleid op nagenoeg alle onderdelen van de keten

De huidige situatie, waarbij de noodzakelijke ontwikkelingen (soms ernstig) vertraagd zijn, kan alleen door interventies van de rijksoverheid en de Europese Commissie worden doorbroken. Daarvoor is het nodig dat op vrijwel alle terreinen – vraag, productiekosten, beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit, infrastructuur, subsidies en voldoende bescherming tenen buitenlandse concurrentie – aanpassingen worden gedaan. Vanwege de onderlinge afhankelijkheden in de groenewaterstofketen is afstemming tussen de maatregelen die worden genomen van belang. Hieronder wordt een aantal suggesties aan de rijksoverheid gedaan voor verbetering van het handelingsperspectief van de partijen die aan zet zijn. Sommige voorstellen zal de rijksoverheid niet zelf kunnen implementeren maar alleen bij de Europese Commissie kunnen bepleiten. Om dat met meer kans van slagen te doen zijn coalities met andere lidstaten nodig. Geen enkele voorgestelde aanpassing zal op zichzelf voldoende zijn om groenewaterstofproductie en -gebruik vlot te kunnen trekken; daarvoor zullen op vrijwel alle terreinen aanpassingen nodig zijn.

Bepleit bij de Europese Commissie aanpassingen van de bijmengverplichting van groene waterstof in de industrie

De bijmengverplichtingen van 42 procent RFNBO¹¹ in 2030 en 60 procent RFNBO in 2035 die door de Europese Commissie aan lidstaten is opgelegd zijn naar verwachting niet haalbaar, aangezien die een risico vormen voor de concurrentiepositie van de industrie¹², en de daarvoor benodigde hoeveelheden RFNBO's er bovendien waarschijnlijk niet op tijd zullen zijn. Daarom ligt het voor de hand om daar meer tijd voor te nemen. Omdat lidstaten de opgelegde bijmengverplichting verschillend implementeren, zou het daarnaast voor een gelijk speelveld beter zijn dat de Europese bijmengverplichtingen niet voor lidstaten geldt, maar rechtstreeks voor bedrijven, in combinatie met verhandelbare HWI's¹³. Om de Europese industrie te beschermen tegen concurrentie uit andere werelddelen die geen RFNBO-verplichtingen hebben zou een instrument zoals het *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM) kunnen worden ingevoerd, dat dan wel specifieke RFNBO-bepalingen moet bevatten, en niet alleen bepalingen over de koolstofinhoud. Bovendien zou het op meer producten dan alleen cement, ijzer en staal, aluminium, kunstmest, elektriciteit en waterstof van toepassing moeten zijn (zoals plastics), maar ook – om het risico op omzeiling van de Europese RFNBO-eisen te verlagen – op producten die gemaakt zijn met staal en plastics (zoals auto's). Voor die laatste categorie zouden Europese productvoorschriften zoals *Ecodesign* geëigende instrumenten kunnen zijn.

Biedt investeringszekerheid voor groenewaterstofproductie in de raffinagesector en heroverweeg in dat licht de invoering van de correctiefactor voor de raffinageroute

Alhoewel het beleidsmatig wenselijk kan worden geacht om de directe inzet van groene waterstof voor mobiliteit te bevorderen en daarom de indirecte inzet van groene waterstof via de raffinageroute niet te aantrekkelijk te maken, brengt de nu voorgestelde correctiefactor van 0,4 het risico met zich mee dat de prille start van groenewaterstofproductie in Nederland in de knop wordt gebroken. Diverse bedrijven en brancheverenigingen hebben aangegeven dat de waarde van de verkregen HBE's¹⁴ door de correctiefactor dermate laag wordt dat het voor bedrijven economisch niet meer interessant is om voor/in deze route groene waterstof te produceren en te gebruiken. Extra redenen om de invoering van de correctiefactor te heroverwegen zijn dat er in Nederland in 2030 vanuit het wegverkeer en de productie van synthetische brandstoffen¹⁵ waarschijnlijk te weinig groenewaterstofvraag is om de jaarverplichting mee te kunnen invullen, en het feit dat andere lidstaten geen correctiefactor in de raffinageroute kennen; Duitsland kent zelfs een stimuleringsfactor van 3. Dat zorgt voor een ongelijk speelveld.

¹¹ RFNBO staat voor *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*, oftewel synthetische brandstoffen van niet-biologische oorsprong. In de praktijk vereist dit de inzet van groene waterstof.

¹² In Nederland gaat het voor 85 procent om ammoniakproductie voor de internationaal opererende kunstmestindustrie.

¹³ Hernieuwbare Waterstofeenheden Industrie.

¹⁴ Hernieuwbare Brandstofeenheden. Na implementatie van de RED-III is zullen HBE's worden vervangen door EmissieReductie-Eenheden (ERE's) ([Toelichting IenW op publicatie Regeling energie vervoer 2024 | Publicatie | Nederlandse Emissieautoriteit](#)).

¹⁵ Zoals gezegd vindt er in Nederland in 2030 naar verwachting nog geen eigen productie van synthetische brandstoffen plaats, maar worden deze geïmporteerd.

Zorg dat de infrastructuur op land voor waterstof en ammoniak zo snel mogelijk wordt aangelegd

De beschikbaarheid van infrastructuur voor het transport naar afnemers en voor opslag van waterstof blijkt voor initiatiefnemers in binnen- en buitenland een belangrijke voorwaarde voor het nemen van een definitieve investeringsbeslissing. Voor ammoniak geldt daarbij als aanvullend argument dat het transport per spoor of over de weg vanwege de veiligheidsrisico's zeer ongewenst is en zo kort mogelijk zou moeten duren. De rijksoverheid zou de eventuele vrees van uitvoerende partijen dat investeringen niet worden terugverdiend kunnen wegnemen via bijvoorbeeld een waarborgfonds dat het risico op een achterblijvende marktvraag (het vollooprisico) afdekt.

Zoek naar manieren om de productiekosten van groene waterstof die samenhangen met overheidsregulering te verlagen

De rijksoverheid zou kunnen proberen om de bouwkosten van elektrolyzers te verlagen door bijvoorbeeld vergunningsprocedures te verkorten en te versimpelen, analoog aan het model dat voor wind op zee is gebruikt. De elektriciteitsprijzen die elektrolyzers binnen een stroomafnameovereenkomst moeten betalen zouden wellicht lager kunnen zijn als ontwikkelaars van wind op zee niet jaarlijks miljoenen euro's aan de overheid hoeven af te dragen. Ten aanzien van nettarieven kan worden overwogen om naast de onlangs ingevoerde tijdsduurgebonden korting ook een locatiegebonden korting mogelijk te maken. Tot slot zijn er waarschijnlijk ook kostenbesparingen op infrastructuur te behalen als Tennet en Gasunie hun toekomstscenario's zouden harmoniseren, en structureel gezamenlijk zouden afwegen of voor een bepaalde verbinding beter een elektriciteitsleiding of een waterstofleiding kan worden aangelegd. Overigens zullen al deze maatregelen waarschijnlijk niet voldoende kostendaling opleveren om het kostprijsverschil met grijze en blauwe waterstof volledig te overbruggen. Totdat de CO₂-prijs in het ETS-systeem door het beëindigen van de uitgifte van nieuwe rechten in 2039 richting 2040 hoog genoeg is, en er een effectieve bescherming is tegen concurrentie uit werelddelen die geen RFNBO-verplichtingen kennen, zullen subsidies daarom nodig blijven.

Overweeg in de SDE++-subsidierегeling voor groene waterstof ook de productie van een beperkt aandeel low-carbon waterstof te subsidiëren

In de OWE-subsidierегeling wordt naast het gebruik van hernieuwbare elektriciteit ook het gebruik van netstroom toegestaan, op voorwaarde dat de uitstootvermindering van broeikasgas van de geproduceerde waterstof minimaal 70 procent is. Via de subsidie op de investeringskosten wordt indirect de low-carbon waterstof gesubsidieerd die met het fossiele deel van die netstroom wordt geproduceerd. Als er na de derde tender van de OWE-subsidierегeling in het voorjaar van 2025 uit het Klimaatfonds geen budget meer wordt toegekend voor nieuwe tenders, zijn bedrijven voor nieuwe subsidies afhankelijk van de SDE++-subsidie. De SDE++-regeling is echter een pure exploitatiesubsidie die alleen de onrendabele top van de productie van hernieuwbare waterstof subsidieert. Daardoor kan het voor bedrijven financieel lastiger worden om te produceren met het door hun gewenste 'vlakke' productieprofiel (waarover hieronder meer onder het kopje 'Zet voor netbalancing ook in op andere technologieën dan elektrolyzers'). Dat kan leiden tot meer op- en afregelen (ongewenst voor afnemers van groene waterstof) en meer starts en stops (snellere slijtage van de elektroden). De rijksoverheid zou daarom kunnen overwegen in de SDE++-subsidierегeling voor groene waterstof ook de productie van een beperkt aandeel low-carbon waterstof te subsidiëren.

Bepleit bij de Europese Commissie aanpassingen van de methodiek voor toewijzingen van de subsidies van de European Hydrogen Bank

In de eerste Europese subsidieronde van de *European Hydrogen Bank* voor duurzame waterstofproductie met elektrolyzers – met een budget van 800 miljoen euro uit het Innovatiefonds – hebben Nederlandse bedrijven in het voorjaar van 2024 geen subsidie weten te bemachtigen. Deze subsidie werkt volgens een veiling waarbij het laagste bod wint, wat op zichzelf begrijpelijk is uit oogpunt van het zo efficiënt mogelijk inzetten van subsidiemiddelen. Het goedkoopste Nederlandse bod lag twee keer zo hoog als die van de winnende projecten uit landen met relatief goedkope hernieuwbare elektriciteit. De Nederlandse overheid zou voor volgende rondes een veilingssysteem kunnen bepleiten waarbij gecorrigeerd wordt voor de productiekosten van hernieuwbare elektriciteit in een land. Aangezien Nederland via de opbrengsten van ETS-veilingen meebetaalt aan het budget van de subsidieregeling lijkt dat een redelijk verzoek.

Zet voor netbalancing ook in op andere technologieën dan elektrolyzers

De rijksoverheid ziet voor elektrolyzers een belangrijke rol in het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit, vooral van elektriciteit van wind op zee. Elektrolyzers zouden voor groenewaterstofproductie vooral overschotten van hernieuwbare elektriciteit moeten inzetten. Uit deze studie komt echter naar voren dat initiatiefnemers voor groenewaterstofproductie met het oog op kostenoptimalisatie een zo vlak mogelijk productieprofiel met zoveel mogelijk vollasturen beogen. Als elektrolyzers op deze manier zullen draaien zullen overschotten juist op het net komen. Daardoor zal de hoeveelheid elektriciteit van wind op zee die beschikbaar is voor het net sterk variëren. Als er voldoende elektrolyzers aan de kust zijn wordt het elektriciteitsnet dan weliswaar niet overbelast, maar is het wel moeilijker te balanceren. Daarom is het raadzaam dat de rijksoverheid ook inzet op de ontwikkeling van andere balanceringsopties, zoals grootschalige elektrische boilers en industriële warmtepompen, uitwisseling met het buitenland, energieopslag en CO₂-vrij en/of -arm regelbaar vermogen. De laatstgenoemde technologie is pas een reële optie als er voldoende aanbod is van blauwe en/of groene waterstof.

Overweeg meer tijd te nemen voor het realiseren van de doelstellingen voor elektrolyzers voor 2030 en 2032 en zorg voor versnelde opschaling daarna

Naar verwachting kunnen de doelen voor 2030 en 2032 (respectievelijk 4 en 8 gigawatt) niet meer binnen de beperkte tijd die nog beschikbaar is worden gerealiseerd, aangezien er voor nog maar één project een definitieve investeringsbeslissing is genomen. Bovendien zal er in 2030 en 2032 nog geen overeenkomstige binnenlandse vraag zijn, is er onvoldoende subsidiebudget voor beschikbaar en is de waterstofinfrastructuur voor transport naar potentiële afnemers niet voor 2032 beschikbaar. Bovendien zou het in korte tijd bouwen van 4 tot 8 gigawatt vermogen vanwege het grote beslag op materialen, kapitaal en menskracht, en het niet kunnen leren van andermans ervaringen duur en inefficiënt zijn. Omdat de doelen voor 2030 en 2032 daardoor contraproductief werken, ligt het voor de hand deze te heroverwegen. Daarbij is het met het oog op het doel om in 2050 klimaatneutraal te zijn wel noodzakelijk om op korte termijn de randvoorwaarden te creëren die een versnelde opbouw van de productie van groene waterstof na 2030 mogelijk maken. De hierboven genoemde voorstellen kunnen daaraan bijdragen.

In de transitiefase van grijze naar groene waterstof kan blauwe waterstof een belangrijke rol spelen. Daarbij moet het risico op lock-in worden voorkomen

De productie van blauwe waterstof kan een belangrijke aanvullende rol kan spelen in de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem. Dat geldt zowel voor bestaande installaties voor *steam methane reforming* (SMR) als voor nieuwe installaties voor *autothermal reforming* (ATR) op basis van Noors aardgas¹⁶ of voor het decarboniseren van bestaande restgassen die nu worden ingezet voor ondervuring van processen. De productie en het gebruik van blauwe waterstof zal echter vanwege de broeikasgasemissies die daarmee gepaard gaan minder goed passen in een klimaatneutraal energie- en productiesysteem in 2050. Daar komt bij dat de schaarse opslagcapaciteit voor CO₂ beter kan worden gebruikt voor de opslag van biogene CO₂ (BECCS), wat negatieve emissies oplevert. Het is daarom van belang dat de blauwewaterstoffabrieken na 2050 worden uitgefaseerd en vervangen worden door groenewaterstoffabrieken. Mogelijk zullen kostendalingen voor waterstof uit elektrolyse in combinatie met hoge CO₂-prijzen in het ETS-systeem daarvoor zorgen, maar als de rijksoverheid het risico op *lock-in* van de productie en toepassing van blauwe waterstof wil minimaliseren kan een verbod rond of na 2050 worden overwogen. Om eventuele schadeclaims te voorkomen zou zo'n toekomstig verbod bekend moeten zijn voordat bedrijven een investeringsbeslissing nemen. Een alternatief voor een verbod is de eis dat blauwewaterstoffabrieken in 2050 klimaatneutraal zijn, bijvoorbeeld door groengas bij te mengen.

Ruimte- en waterbeschikbaarheid op land kunnen op de langere termijn een knelpunt zijn. Waterstofproductie op zee biedt op termijn mogelijk een oplossing

De initiatieven die ongeveer 2 jaar geleden voor 2030 zijn aangekondigd hebben een gezamenlijk vermogen van ruim 10 gigawatt. Daarvoor zou ongeveer 240 hectare benodigd zijn, vergelijkbaar met 500 voetbalvelden. We veronderstellen dat die ruimte hoogstwaarschijnlijk in de industriële clusters beschikbaar zal zijn; de beschikbaarheid van voldoende bouwgrond lijkt immers een minimale voorwaarde voordat een bedrijf een plan wereldkundig maakt. Op de langere termijn is de beschikbare ruimte voor elektrolyzers op land waarschijnlijk schaarser. Zoals gezegd mikt het NPE richting 2040 op een elektrolysecapaciteit van 15 – 20 gigawatt en in 2050 op bijna 40 gigawatt.

Volgens het Programma Energiehoofdstructuur uit 2024 wordt toekomstig grootschalig elektrolysevermogen (> 100 megawatt_e) bij voorkeur gerealiseerd in en rond de industriële clusters die aan de Noordzeekust liggen, zoveel mogelijk in de buurt van (elektrische) aanlandlocaties van offshore windenergie en van het landelijke waterstofnetwerk dat op termijn de clusters met elkaar en met Duitsland en België zal verbinden. De rijksoverheid heeft de kansrijkheid van 15 locaties voor elektrolyzers nabij de mogelijke aanlandingspunten voor windenergie op zee onderzocht. In concrete zin is nagegaan of in een straal van 6 kilometer rond een 380 kV-station waar het aanlandingspunt via een omvormer-/transformatorstation op invoedt een areaal van 20 hectare beschikbaar is voor een elektrolyser van 1 gigawatt, inclusief noodzakelijke voorzieningen. Onze inschatting op basis van de beschrijving van de individuele casussen is dat 9 van de 15 zoekgebieden om diverse redenen – het bedrijventerrein is vol, het gebied moet agrarisch blijven, de waterbeschikbaarheid is niet gegarandeerd – weinig kansrijk lijken voor de bouw van een elektrolyser van 1 gigawatt. Vooral voor locaties die ver van de kust afliggen – zoals Tilburg en Chemelot – en geen zeewater kunnen gebruiken kan beschikbaarheid van voldoende proces- en koelwater een belangrijk knelpunt zijn. In 3 gevallen is de kansrijkheid onzeker of moeilijk/niet op basis van de geboden informatie te

¹⁶ Noors aardgas kent lage methaanverliezen bij winning en transport.

beoordelen. In slechts 3 gevallen is onze inschatting dat een locatie (mogelijk) kansrijk is. Het gaat daarbij om Eemshaven, Terneuzen en de overlappende contouren van Velsen, NNHN-Zuid, Ag-Zuid en Vijfhuizen. Op basis van deze evaluaties lijkt er in Nederland dus op land onvoldoende ruimte beschikbaar te zijn voor de bouw van voldoende grootschalige elektrolyzers (1 gigawatt per elektrolyser) om de streefwaarden voor 2040 en 2050 uit NPE te realiseren.

Omdat het steeds moeilijker wordt om aanlandlocaties voor elektriciteitskabels en ruimte voor elektrolyzers te vinden, en de netwerkkosten steeds hoger worden naarmate windparken verder uit de kust worden gebouwd, beschouwde het kabinet Rutte IV waterstofproductie op zee als een belangrijk onderdeel om de streefdoelen van het NPE te realiseren. Het aanlanden van waterstof heeft als voordeel dat pijpleidingen goedkoper zijn – vooral als aardgaspijpleidingen worden hergebruikt – en bovendien een grotere capaciteit hebben. Waterstofproductie op zee kent echter ook uitdagingen. Daarom vindt onderzoek plaats naar technologische, economische aspecten en ruimtelijke en ecologische effecten, en worden twee demonstratieprojecten voorbereid. De eerste zal volgens planning rond 2030 worden gerealiseerd, de tweede rond 2033.

Voor de PEM-technologie kan schaarste aan iridium in de relatief nabije toekomst een knelpunt vormen

De technologieën die momenteel het meest voor de productie van groene waterstof worden gebruikt zijn alkalische elektrolyzers (AEL) en *Proton Exchange Membranes* (PEM). In de elektroden van AEL wordt vooral nikkel en platina toegepast, in die van PEM-elektrolyzers vooral iridium en platina. PEM is weliswaar een duurder technologie dan AEL, maar heeft als voordeel dat het veel sneller kan op- en afregelen, waardoor makkelijker dan met AEL het grillige profiel van wind- en zonne-energie kan worden gevolgd. Daardoor wordt door initiatiefnemers toch op relatief grote schaal voor deze techniek gekozen: in 2023 ging het om 22 procent van het wereldwijd opgestelde elektrolyservermogen. Uit een onderzoek van TNO uit 2024 blijkt dat er bij uitvoering van de groenewaterstofdoelen van de Europese Commissie rond 2035 al schaarste aan iridium kan ontstaan. In dat jaar zal alleen al voor Europese PEM-elektrolyzers 22 procent¹⁷ van de huidige wereldwijde productie nodig zijn, terwijl er ook in andere werelddelen vanuit de sector vraag naar iridium zal zijn. TNO stelt dat een aantal circulariteitsstrategieën kan worden toegepast om de vraag naar iridium te verminderen. Daarbij gaat het om het verminderen van het iridiumgebruik in PEM-elektrolyzers door technologische innovatie en optimalisatie (*reduce*), het beperken van het aandeel PEM-elektrolyzers tot 25 procent (*refuse*), het hergebruiken van grondstoffen uit oude elektrolyzers (*reuse*) en het verlengen van de levensduur van bestaande elektrolyzers (*retain*). Het verminderen van het gebruik van iridium voor elektrolyzers kan op termijn het grootste effect hebben, maar daarvoor is nog veel onderzoek nodig. Hergebruik kan vooral op de langere termijn een rol spelen, naarmate meer oude elektrolyzers uit bedrijf worden genomen.

¹⁷ Vanwege onzekerheden kan de vraag ook 2 keer zo hoog of 7 keer zo laag zijn.

VERDIEPING

VERDIEPING

1 Inleiding

1.1 Aanleiding tot en inhoud van dit onderzoek

In kamerbrieven en rapporten van de rijksoverheid worden voor de komende 25 jaar hoge ambities geformuleerd ten aanzien van de ontwikkeling van groenewaterstofproductie en -gebruik in Nederland. Voor 2030 en 2032 gelden doelstellingen van respectievelijk 4 en 8 gigawatt productievermogen. Om aan de binnenlandse vraag te voldoen zou dat vermogen volgens het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE) in 2040 al moeten zijn toegenomen tot 15 tot 20 gigawatt, en in 2050 zelfs tot 40 gigawatt. Daarnaast zou import nodig zijn (NPE 2023). Deze getallen zijn grotendeels in lijn met de ramingen over de hoeveelheden groene waterstof die volgens de PBL-studie 'Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050' van april 2024 nodig zijn om in 2050 klimaatneutraal te kunnen zijn. Hoofdstuk 2 gaat hier dieper op in.

De Nederlandse overheid en de Europese Commissie werken de laatste jaren hard aan het scheppen van de juiste voorwaarden voor het op gang brengen van de beoogde nationale en Europese groenewaterstofmarkt. Dit betreft het ontwikkelen van de vraag naar groene waterstof door middel van jaarverplichtingen in de industrie en de vervoerssector, het ondersteunen van productie en gebruik daarvan via subsidies, de ontwikkeling via tenders van wind op zee (inclusief het net op zee) en de opdracht aan Gasunie-dochter Hynetwork voor de uitrol van een landelijke infrastructuur voor transport en opslag van waterstof. Ook werkt de overheid samen met de havenbedrijven aan de ontwikkeling van import van groene waterstofdragers – vooralsnog vooral ammoniak – uit andere landen. Al deze elementen zijn wederzijds van elkaar afhankelijke schakels in een keten, die alle een noodzakelijk onderdeel uitmaken van de beoogde waterstofmarkt. Vanwege die wederzijdse afhankelijkheid zouden die schakels daarom idealiter qua ontwikkelingsnelheid ongeveer gelijk op moeten gaan.

Ondanks de beleidsinspanningen moet echter geconstateerd worden dat de doelen die de rijksoverheid voor 2030 – 2032 voor productie, import, transport en opslag van groene waterstof heeft gesteld in het huidige tempo niet binnen bereik zijn, en dat ook de ontwikkeling van windvermogen op zee minder voorspoedig dreigt te verlopen dan oorspronkelijk werd beoogd. Ten aanzien van uit overzeese gebieden geïmporteerde ammoniak heeft het vooralsnog uitblijven van buisleidingen voor transport naar het achterland mogelijk tot gevolg dat dit transport via spoor of over de weg zal plaatsvinden. Vanwege de grotere kans op ongevallen en de giftigheid van ammoniak zijn dit minder veilige opties.

In deze studie is op eigen initiatief onderzocht wat de huidige stand van zaken is rond elk van deze schakels, en wat de mogelijke oorzaken zijn voor de trager-dan-beoogde-ontwikkelingssnelheden. Dat gebeurt in hoofdstuk 3 en paragraaf 4.1. In paragraaf 4.2 wordt nagegaan in hoeverre groenewaterstoffabrieken (elektrolyzers) de door de rijksoverheid beoogde rol in netbalancing naar verwachting zullen waarmaken. Omdat de hoge productie- en importkosten van groene waterstof – hoog ten opzichte van de productiekosten van grijze, uit aardgas geproduceerde waterstof – een belangrijke reden zijn dat de gewenste groenewaterstofmarkt moeilijk tot ontwikkeling komt, is in paragraaf 4.3 gekeken in hoeverre verwacht kan worden dat deze in de toekomst omlaag gaan. In paragrafen 4.4 en 4.5 is nagegaan in hoeverre op de langere termijn – als de groenewaterstofmarkt hopelijk inmiddels tot ontwikkeling is gekomen – in Nederland ruimte en water beschikbaar is voor

de elektrolyzers die nodig zijn om de ambities uit het NPE te verwezenlijken. Paragraaf 4.6 gaat dieper in op de veiligheidsrisico's van het transport van ammoniak per spoor of over de weg. Hoofdstuk 5 behandelt de mogelijke rol die zogenoemde blauwe waterstof (fossiele waterstof waarbij de CO₂ die bij de productie vrijkomt wordt afgevangen en onder de zeebodem wordt opgeslagen) naast groene waterstof kan spelen in de transitie naar een klimaatneutraal energie- en productie-systeem in 2050. Tot slot wordt in hoofdstuk 6 een aantal mogelijke oplossingsrichtingen voor de geconstateerde knelpunten gegeven.

1.2 Methode

Voor deze studie is niet alleen gebruik gemaakt van informatie uit kamerbrieven, rapporten en vakbladen, maar ook van de kennis en inzichten van personen die vanuit hun (vorige) beroep op enigerlei manier bijdragen aan het op gang helpen van de beoogde waterstofmarkt. Het gaat daarbij om personen die werkzaam zijn (of waren) in het ministerie van KGG (voorheen EZK), bedrijfsleven, onderzoeksinstituten en universiteiten. Twee personen waren ten tijde van het interview recentelijk gepensioneerd, maar nog steeds actief in de groenewaterstofwereld. De kennis en inzichten zijn 'geogst' tijdens open interviews van ongeveer anderhalf uur, waarbij de vragen toegespitst waren op het werkveld en/of de deskundigheid van de geïnterviewde(n). In het rapport worden geen letterlijk citaten weergegeven, en in slechts enkele gevallen – waar dat relevant is – is aangegeven van welke geïnterviewde partij bepaalde informatie afkomstig is. Tabel 1.1 geeft een overzicht van de desbetreffende personen, hun (voormalige) werkgever en de data waarop de interviews hebben plaatsgevonden.

Tabel 1.1

Geïnterviewde personen, (voormalige) werkgever en data waarop de interviews hebben plaatsgevonden (chronologische volgorde)

Persoon of personen	Huidige of voormalige werkgever	datum
Noé van Hulst	Gepensioneerd, voorheen ministerie van EZK	11 juni 2024
Pieter Boot	Gepensioneerd, voorheen PBL	17 juni 2024
Marcel Weeda	TNO (huidig)	19 juni 2024
Gert Jan Kramer	Universiteit Utrecht (huidig)	20 juni 2024
Thijs de Groot	TU Eindhoven (huidig, voorheen HyCC)	2 juli 2024
Wilco van der Lans en Randolph Weterings	Havenbedrijf van Rotterdam	3 juli 2024
Dirk van Hoorn	Ministerie van KGG (huidig)	4 juli 2024
Jeroen Neuvel	RIVM (huidig)	12 juli 2024
Margreet Spoelstra	NIPV (huidig)	22 juli 2024
Anton Tijdink en Emiel van Druten	TenneT (huidig)	23 juli 2024
Axel Pel	DCMR (huidig)	20 augustus 2024
Remko Ybema en Simon Glazenberg	HyCC (huidig)	10 en 25 september
Mark Schenkel en Jeroen Bremmer	Gasunie (huidig)	2 oktober 2024
Daniël Leliefeld	Vattenfall (huidig, voorheen Shell)	24 oktober 2024

2 De opgave

Bij de productie van grijze waterstof komt in Nederland jaarlijks bijna 12 megaton CO₂ vrij

Volgens een inventarisatie van TNO en CBS uit 2020 (TNO/CBS 2020) werd in dat jaar ongeveer 1,3 megaton zuivere waterstof gebruikt, overeenkomend met 150 petajoule¹⁸. Daarvan werd ongeveer een halve megaton (58 petajoule) toegepast voor de productie van ammoniak in de kunstmestindustrie, ruim een halve megaton (65 petajoule) in raffinaderijen voor kraakprocessen en ontzwellen, en 0,15 megaton (18 petajoule) voor overige industriële processen in de chemie, de voedings-, de glas-, de metallurgische, de elektronica-industrie en de productie van biobrandstoffen. Ongeveer 0,1 megaton (12 petajoule) werd gebruikt bij de inmiddels – vermoedelijk definitief – beëindigde productie van methanol in Delfzijl. Daarnaast was er ongeveer 0,25 megaton (30 petajoule) waterstof in restgassen (zoals cokesovengas) die voornamelijk voor energieopwekking worden toegepast. Het grootste deel van de waterstof die in de industrie en de raffinaderijen wordt ingezet, wordt ter plaatse via *steam methane reforming* (SMR) uit aardgas of raffinaderijgas geproduceerd. Dit wordt grijze waterstof genoemd. Bij dit proces komt ongeveer 9 kilogram CO₂ per kilogram waterstof vrij. Tot nu toe (2024) wordt die CO₂ afgeblazen naar de lucht. Naar schatting komt bij de Nederlandse productie van grijze waterstof dus jaarlijks bijna 12 megaton CO₂ vrij.

Richting 2050 moet het gebruik van grijze waterstof en andere fossiele energiedragers tot een minimum worden beperkt; daarbij kunnen groene en blauwe waterstof een belangrijke rol spelen

Nederland staat daarom in ieder geval voor de opgave om de productie en het gebruik van grijze waterstof vóór 2050 – als Nederland volgens de Klimaatwet klimaatneutraal moet zijn¹⁹ – (vrijwel) volledig te beëindigen. Maar ook het gebruik van andere fossiele energiedragers moet tot een minimum worden beperkt. Dat kan door in bestaande en nieuwe (zie onder) toepassingen in plaats van fossiele energiedragers – waaronder grijze waterstof – CO₂-vrije, groene waterstof te gebruiken. Groene waterstof kan worden geproduceerd door water via elektrolyse met hernieuwbare elektriciteit te splitsen in waterstof en zuurstof. Om die transitie op gang te helpen heeft Nederland voor 2030 al een streefdoel van 4 gigawatt productiecapaciteit voor groene waterstof; in 2032 zou dat 8 gigawatt moeten zijn. De rijksoverheid ziet in de transitiefase naar een volwassen hernieuwbare waterstofmarkt ook een belangrijke rol voor koolstofarme – oftewel blauwe – waterstof. Daar wordt in hoofdstuk 5 dieper op ingegaan.

Het Nationaal Plan Energiesysteem verwacht gaandeweg een steeds grotere vraag naar groene waterstof

Het Nationaal Plan Energiesysteem (NPE 2023) veronderstelt dat groene waterstof in de toekomst met name zal worden ingezet in de energie-intensieve industrie (voor hoge-temperatuurwarmte en als grondstof), en voor de productie van biogene en synthetische brandstoffen in de (internationale) scheep- en luchtvaart. Daarnaast kan waterstof worden ingezet voor flexibele elektriciteitsproductie op momenten met minder wind en zon en in de gebouwde omgeving als er geen redelijke alternatieven zijn. Tot 2035 wordt de productie van groene waterstof aangevuld met

¹⁸ De lage verbrandingswaarde (lower heating value) van waterstof is 120 megajoule per kilogram.

¹⁹ [wetten.nl - Regeling - Klimaatwet - BWBR0042394](https://wetten.nl/Regeling-Klimaatwet-BWBR0042394).

koolstofarme (blauwe) waterstof en import. Hiermee wordt volgens de NPE in de sterk groeiende vraag – vooral in de industrie – voorzien en komt de keten voor waterstof steeds verder tot ontwikkeling. Er wordt een landelijk transportnet aangelegd om vraag en aanbod met elkaar te verbinden. Richting 2040 zet het NPE in op een elektrolysecapaciteit van 15 – 20 gigawatt, en ontstaat vraag naar en ruimte voor toepassing ten behoeve van internationaal transport, biogene en synthetische brandstoffenproductie en overige toepassingen. Grijs en blauwe waterstof worden steeds verder vervangen door groene waterstof. Voor 2050 veronderstelt het NPE een waterstofvraag van circa 660 petajoule en 40 gigawatt opgesteld elektrolyservermogen²⁰. Met dat vermogen zou ongeveer 400 petajoule groene waterstof per jaar kunnen worden geproduceerd; daarnaast zou er ongeveer 60 petajoule blauwe waterstof uit restgassen worden geproduceerd en bijna 200 petajoule waterstof worden geïmporteerd. In het NPE wordt daarbij opgemerkt dat het beeld voor ontwikkeling van de waterstofketen zowel aan de aanbod- als de vraagkant nog erg onzeker is, en dat dit dus indicatieve cijfers zijn.

De studie ‘Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050’ van het PBL uit 2024 raamt voor 2050 een vergelijkbare vraag

In de PBL-studie ‘Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050’ van april 2024 (PBL 2024c) wordt groene waterstof richting 2050 vooral gebruikt voor de productie van synthetische brandstoffen en bio-brandstoffen, en voor een kleiner deel voor de productie van *Direct Reduced Iron* en ammoniak. Beperkt van omvang, maar wel belangrijk is de directe inzet van waterstof in regelbare elektriciteitscentrales die back-up-vermogen leveren. In de gebouwde omgeving wordt nauwelijks tot geen groene waterstof ingezet: door schaarste en de bijkomende hoge kosten blijken alternatieven, zoals energiebesparing, elektrificatie en warmtenetten ondanks de daarvoor benodigde dure infrastructuur veelal aantrekkelijker.

Tabel 2.1 geeft de geraamde inzet in petajoule van groene waterstof en biograndstoffen voor de productie van biogene en synthetische brandstoffen in 2050 voor een drietal integrale trajecten²¹ uit de TVKN-studie, die alle tot klimaatneutraliteit in Nederland in 2050 leiden. Groene waterstof komt deels uit eigen productie en deels uit import, biograndstoffen komen grotendeels uit import. In de trajecten is uitgegaan van een gematigde economische groei en een economische structuur die niet wezenlijk in de tijd verandert. De chemische industrie blijft in Nederland. Wel zijn veranderingen meegenomen die rechtstreeks voortvloeien uit een transitie naar een klimaatneutrale samenleving, zoals de verandering van de productie van brandstoffen. Verondersteld is dat Nederland een ten opzichte van nu kleinere, maar nog steeds belangrijke rol blijft spelen in de productie van bunkerbrandstoffen. Vooral de zeescheepvaart zal minder brandstof bunkeren in Nederland. In de organische chemie daalt het gebruik van primaire *feedstocks* door toenemende recycling van plastics. De integrale systeemanalyses sturen op de laagste nationale kosten.

²⁰ Volgens de ‘(concept)Toelichting Cijferbasis’ van het Nationaal Plan Energiesysteem ([Nationaal plan energiesysteem: toelichting cijferbasis](#)).

²¹ Specifiek-Ruim (SR), Pragmatisch-Ruim (PR) en Pragmatisch-Beperkt (PB). Hierin staan ‘ruim’ en ‘beperkt’ respectievelijk voor een ruime en beperkte beschikbaarheid van biograndstoffen en groene waterstof. ‘Selectief’ en ‘pragmatisch’ staan respectievelijk voor wel en geen uitfasering van fossiel in 2050 en wel en geen plafond op het primaire energiegebruik.

Bij de productie van biobrandstoffen en biograndstoffen voor de organische chemie komt ongeveer de helft van de energie uit de biograndstoffen in de brandstoffen terecht, en ongeveer een derde van de koolstof. De resterende koolstof wordt grotendeels omgezet in een relatief pure stroom CO₂. Met de inzet van extra waterstof kan een deel van deze koolstof alsnog in brandstof worden omgezet (koolwaterstoffen of methanol). Dit deel wordt aangeduid met de term ‘synthetische brandstoffen’.

Tabel 2.1

Waterstof- en biograndstoffeninzet voor productie synthetische en biobrandstoffen in 2050 (in petajoule) volgens (PBL 2024c). De aanduidingen CCS 20, CCS 40 en CCS 30 betekenen dat jaarlijks respectievelijk 20, 40 en 30 megaton CO₂ wordt opgeslagen.

	Inzet H ₂ in industrie	Inzet H ₂ voor brandstoffenproductie	Totale inzet H ₂	Inzet biograndstoffen voor brandstoffenproductie
SR (CCS 20)	143	488	631	1000
PR (CCS 40)	82	380	462	1235
PB (CCS 30)	118	332	450	800

Tabel 2.1 laat zien dat de vraag naar waterstof in 2050 afhankelijk van het traject varieert van 450 tot 630 petajoule, en vooral afhankelijk is van de beschikbaarheid van biograndstoffen en de mate waarin het gebruik van fossiele energiedragers in combinatie met CCS is toegestaan.

Andere scenariostudies laten – na correctie voor economische uitgangspunten – een vergelijkbare waterstofvraag zien

In (PBL 2024c) zijn de uitkomsten van de integrale trajectverkenningen vergeleken met die van twee andere scenariostudies, te weten de tweede editie van ‘Het energiesysteem van de toekomst: Il2050-scenario’s’ van Netbeheer Nederland uit 2023 en de studie ‘Towards a sustainable energy system for the Netherlands in 2050’ van TNO uit 2022. De vergelijking was lastig omdat deze studies andere uitgangspunten hanteren: zo wordt de productie van bunkerbrandstoffen buiten beschouwing gelaten en is de veronderstelde omvang van de industrie in een aantal scenario’s kleiner. Gecorrigeerd voor deze verschillen kan de inzet van biograndstoffen en waterstof bij de meeste scenario’s in deze studies echter oplopen tot de bovenkant van de in (PBL 2024c) in kaart gebrachte bandbreedte, of die zelfs overschrijden.

De vraag naar groene en blauwe waterstof op de langere termijn is zeer onzeker

De toekomstige vraag naar groene en blauwe waterstof in Nederland en Europa hangt uiteraard sterk af van de productieomvang van energie-intensieve industrieën – zoals de organische basischemie, de staalindustrie, de kunstmestindustrie en brandstoffenproductie – en de mate waarin deze zullen overschakelen naar klimaatneutrale of koolstofarme productiemethoden. Uit twee recent verschenen Europese studies – ‘Het industriebeleid van de EU inzake hernieuwbare waterstof’ van de Europese Rekenkamer (ERK 2024) en ‘De toekomst van de Europese concurrentiekracht’ (Draghi 2024) – komt het beeld naar voren dat de Europese industrie wordt geconfronteerd met hoge en volatiele energieprijzen, en verstoringen en afhankelijkheid van toeleveringsketens voor bepaalde grondstoffen. Wereldwijd gezien hebben veel landen nog geen systeem voor de handel in broeikasgasemissierechten, maar verstrekken grote economieën zoals de Verenigde Staten, Canada, Japan, China en India wel aanzienlijke subsidies om hun economieën koolstofvrij te maken, waaronder de productie van hernieuwbare waterstof. Deze factoren dragen bij aan vermindering van het concurrentievermogen van bepaalde EU-industrieën. Dit zou kunnen leiden tot

koolstoflekkage, oftewel het verplaatsen van productie en de daarmee gepaard gaande emissies naar andere werelddelen.

Volgens genoemde rapporten is daarom een belangrijke uitdaging voor beleidsmakers om de juiste voorwaarden te scheppen voor het koolstofvrij maken van de economie, en er tegelijkertijd voor te zorgen dat de EU-industrieën in de Unie blijven en concurrerend kunnen blijven. Een van die voorwaarden is een ruime beschikbaarheid van goedkope hernieuwbare elektriciteit, om een eind te maken aan de afhankelijkheid van dure fossiele energiebronnen. Dit geldt uiteraard ook voor Nederland: door het wegvallen van goedkoop Gronings en Russisch aardgas kunnen bedrijven die veel aardgas gebruiken alleen nog dure LNG en Noors gas gebruiken. Daardoor is Nederland op dit moment een minder aantrekkelijke vestigingsplaats dan voorheen. Dat kan veranderen als Nederland het potentieel dat de Noordzee biedt voor de opwekking van hernieuwbare elektriciteit weet te benutten, en er tevens voor zorgt dat de industriële bedrijven op grote schaal omschakelen van aardgas naar elektriciteit. Nederland biedt immers ook andere voordelen, zoals een goede industriële infrastructuur met omliggende landen, goede zeehavens en verbindingen naar het achterland, steunkaders voor industriële bedrijven, hoog opleidingsniveau, ontbreken van grote conflicten en onafhankelijke rechtspraak.

3 Voortgang Nederlandse initiatieven voor groenewaterstofproductie

Rond 2022 is een groot aantal initiatieven voor groenewaterstofproductie aangekondigd

In het achtergrondrapport over waterstof van de TVKN-studie (Elzenga en Strengers 2024) is een inventarisatie opgenomen van initiatieven voor waterstofproductie groter dan 100 megawatt, die rond 2022 bekend zijn gemaakt. Tabel 3.1 geeft een aangepaste versie van die inventarisatie: alleen plannen die volgens de oorspronkelijke aankondiging vóór 2030 gerealiseerd zouden zijn, en die minstens de status ‘haalbaarheidsonderzoek’ hadden zijn opgenomen; plannen voor na 2030 met conceptstatus zijn buiten beschouwing gelaten. In de laatste kolom is het geplande vermogen vermeld. Tabel 3.1 laat zien dat de initiatieven die voor 2030 zijn aangekondigd een gezamenlijk vermogen hebben van ruim 10 gigawatt. De tabel geeft tevens een onderverdeling naar de belangrijkste industriële clusters die aan de Noordzeekust liggen.

Tabel 3.1

Overzicht van tot 2030 in Nederland in 2022 beoogde projecten voor de productie van groene waterstof met een capaciteit van 100 megawatt of meer.

Projectnaam	Initiatiefnemers	Locatie	Oorspronkelijk aangekondigde opleverdatum	Gepland vermogen (MWe)
Deltaurus 1	Zeeland Refinery	Terneuzen	2024	200
Elygator	Air Liquide	Terneuzen	2024	200
Haddock (Deltaurus 2)	Yara en Ørsted	Sluiskil	2025	100
H2Ero	Zeeland Refinery	Vlissingen	2026	150
EnergHys	TotalEnergies	Vlissingen	Niet bekend	300
Deltaurus 3	Termphos	Sloegebied	2027	700
SeaH2Land	Ørsted	Sloegebied	2030	1.000
Holland hydrogen 1	Shell	Maasvlakte	2025	200
H2 fifty	BP, HyCC, Havenbedrijf Rotterdam	Maasvlakte	2025	250
CurtHyl	Vattenfall	Maasvlakte	2025	100
Maasvlakte fase 1	Uniper	Maasvlakte	2025	100
Maasvlakte fase 2	Uniper	Maasvlakte	Niet bekend	400
Onbekend	Zeevonk II	Maasvlakte	Voor 2030	1.000
H2ermes	Tata Steel/HyCC	IJmuiden	2025	100
H2Era	HyCC	Haven van Amsterdam	2027	500

Projectnaam	Initiatiefnemers	Locatie	Oorspronkelijk aangekondigde opleverdatum	Gepland vermogen (MWe)
Synkero synfuels	SkyNRG en Tata	Noordzeekanaalgebied	2027	100
HyNetherlands fase 1	ENGIE/Gasunie	Eemshaven	2024	100
Westereems	RWE en Innogy	Eemshaven	2027	100
NorthH2 fase 1	GasUnie, Shell, Groningen Seaports, Equinor, RWE	Eemshaven	2027	1000
HyNetherlands fase 2	ENGIE/Gasunie	Eemshaven	2030	750
NorthH2 fase 2	GasUnie, Shell, Groningen Seaports, Equinor, RWE	Eemshaven	2030	3.000
Totaal Nederland				10.350
Totaal Zeeland				2.650
Totaal Maasvlakte				2.050
Totaal Noordzeekanaalgebied				700
Totaal Eemshaven				4.950

Veel initiatieven lopen om verschillende redenen achter op de oorspronkelijke planning of zijn officieel uitgesteld

Op dit moment – december 2024 – is alleen voor de Holland Hydrogen I van Shell een definitieve investeringsbeslissing genomen; de overige plannen verkeren nog in de haalbaarheidsfase. Het is vrijwel zeker dat de plannen die oorspronkelijk voor 2024, 2025 en 2026 zijn aangekondigd vanwege lange voorbereidings- en bouw tijden niet meer op tijd kunnen worden gerealiseerd. Voor de latere jaren zou dat technisch wellicht nog wel mogelijk zijn als op korte termijn definitieve investeringsbeslissingen worden genomen. Aanvankelijk leek een belangrijke reden voor de vertraging dat lange tijd niet duidelijk was aan welke Europese regels de productie van hernieuwbare waterstof moest voldoen. Met de publicatie van 2 Gedelegeerde Handelingen²² in juni 2023 – 18 maanden later dan oorspronkelijk gepland, deels vanwege bezwaren van de industrie tegen het eerste voorstel (ERK 2024) – is die duidelijkheid er gekomen, maar dat heeft niet geleid tot nieuwe definitieve

²² Gedelegeerde Handelingen 2023/1184 en 2023/1185. De eerste stelt een EU-methode vast met gedetailleerde regels voor de productie van hernieuwbare vloeibare en gasvormige transportbrandstoffen van niet-biologische oorsprong. De regels gaan onder andere over additionaliteit, gelijktijdigheid en geografische correlatie van de daarvoor gebruikte hernieuwbare elektriciteit. De tweede stelt een minimumdrempel vast voor broeikasgas-emissiereducties door brandstoffen op basis van hergebruikte koolstof. Specificeert ook een methode voor het evalueren van broeikasgasemissiereducties door hernieuwbare vloeibare en gasvormige transportbrandstoffen van niet-biologische oorsprong en door brandstoffen op basis van hergebruikte koolstof.

investeringsbeslissingen. Uniper, HyCC en BP hebben inmiddels zelfs expliciet aangekondigd dat ze hun investeringsbesluiten hebben uitgesteld. HyCC heeft in december 2023 een uitstel met minstens 4 jaar bekend gemaakt voor de H2Eron-elektrolyser van 40 megawatt in Delfzijl (niet in tabel 3.1 vanwege de daarin gehanteerde ondergrens van 100 megawatt). Uniper heeft in april 2024 een uitstel van 2 jaar bekend gemaakt voor de Maasvlakte fase 1 elektrolyser (Energiea 8 april 2024)²³. Beide bedrijven noemen soortgelijke redenen voor het uitstel, namelijk: gestegen nettarieven, gebrek aan zekerheid over de vraag naar groene waterstof en de beperkte beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit. Niet genoemd maar wel passend in het rijtje is dat de gemiddelde investeringskosten voor een elektrolyser van 100 megawatt de afgelopen 5 jaar door hogere materiaal- en arbeidskosten met circa 50 procent zijn toegenomen, van circa 2.000 naar 3.050 euro per kilowatt elektrisch vermogen (paragraaf 4.3.1). Ook de vertragingen rond de aanleg van een landelijke waterstofinfrastructuur (paragraaf 4.1.4) kunnen een rol spelen.

Vertragingen treden niet alleen in Nederland op maar ook wereldwijd

Overigens is de trage voortgang in de ontwikkeling van de groenewaterstofmarkt geen exclusief Nederlands fenomeen. Volgens (IEA 2024) is eind 2024 voor slechts 5 van de 520 gigawatt aan wereldwijd aangekondigde elektrolyserprojecten een definitieve investeringsbeslissing genomen, waarvan 3,5 gigawatt in China en 0,7 gigawatt in Europa. Volgens een rapport van de Europese energie-toezichthouder ACER is er op dit moment maar iets meer dan 0,2 gigawatt aan elektrolysecapaciteit in Europa geïnstalleerd (ACER 2024). Voor 60 gigawatt aan projecten die voor 2030 zijn aangekondigd moeten nog definitieve investeringsbeslissingen worden genomen. Voor meerdere projecten hebben initiatiefnemers uitstel of zelfs afstel aangekondigd, om redenen als onzekerheid rond regelgeving en vraag, tegenvallende kostenontwikkeling, achterlopende subsidieprogramma's, trage vergunningverlening en technische (opschalings)problemen (IEA 2024; ACER 2024).

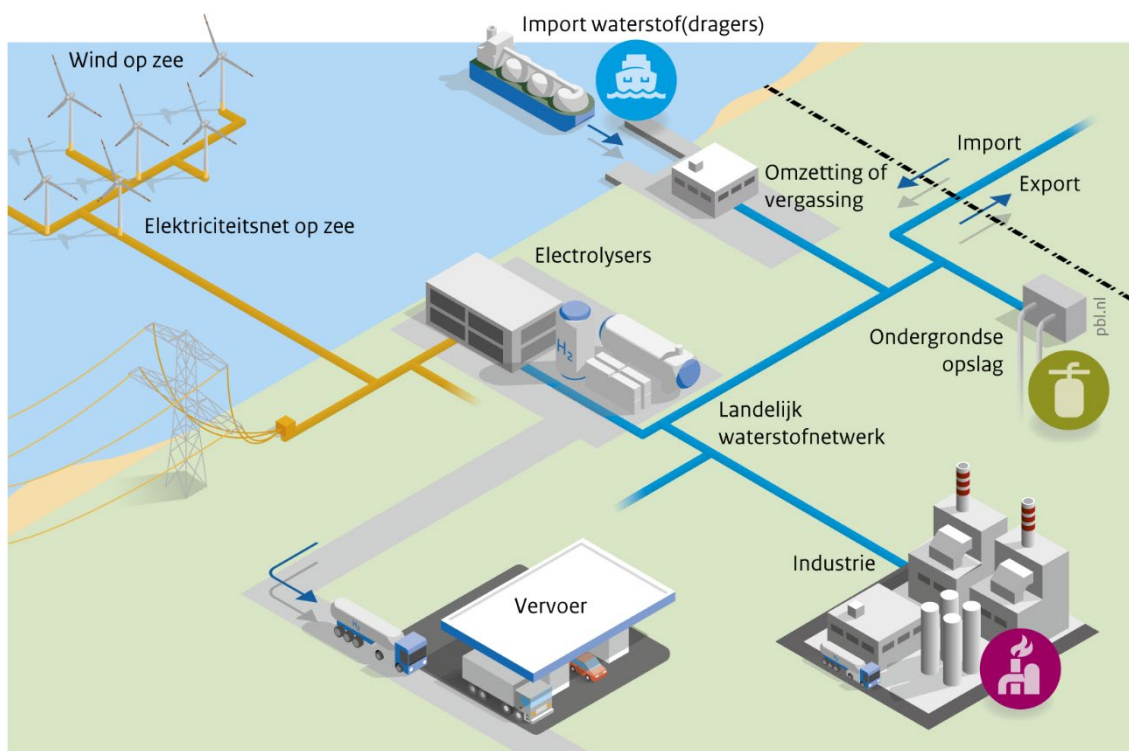
²³ [Uniper stelt besluit uit over elektrolyser op de Maasvlakte | Energiea.](#)

4 Uitdagingen

4.1 Ketenontwikkeling

De inspanningen van de rijksoverheid en de Europese Commissie zijn in belangrijke mate gericht op het wegnemen van de knelpunten die in hoofdstuk 3 zijn genoemd, om zo de juiste voorwaarden te scheppen voor het op gang brengen van de waterstofmarkt. Er wordt ingezet op het ontwikkelen van de vraag naar groene waterstof door middel van jaarverplichtingen in de industrie en de vervoerssector, het ondersteunen van productie en gebruik daarvan via subsidies, en de ontwikkeling van wind op zee door middel van tenders. Het elektriciteitsnet op zee zal worden aangelegd door Tennet, en de waterstofinfrastructuur op land voor transport en opslag door Gasunie-dochter Hynetwerk. Daarnaast werkt de rijksoverheid samen met de havenbedrijven aan de ontwikkeling van import van groene waterstof(dragers) uit andere landen. Al deze elementen zijn wederzijds van elkaar afhankelijke schakels in een keten – schematisch weergegeven in figuur 4.1 -, die alle een noodzakelijk onderdeel uitmaken van de beoogde waterstofmarkt. Vanwege die wederzijdse afhankelijkheid zouden de ontwikkelingsnelheden van die schakels daarom idealiter op elkaar moeten zijn afgestemd. Deze paragraaf bespreekt welke aanpak de rijksoverheid daarbij volgt, welke uitdagingen overwonnen moeten worden en welke vooruitzichten er zijn op doelbereik.

Figuur 4.1
Beoogde groenewaterstofketen



Bron: PBL

4.1.1 Vraagontwikkeling

Om in 2030 en 2032 respectievelijk 4 en 8 gigawatt productiecapaciteit voor groene waterstof te kunnen realiseren moet er een overeenkomstige vraag zijn

In de kamerbrief ‘Vormgeving instrumentarium hernieuwbare waterstof’ van 23 juni 2023 (EZK 2023c) is de verwachting uitgesproken dat de bindende Europese doelen voor gebruik van hernieuwbare waterstof-derivaten in de industrie en de vervoerssector – waarover meer in deze paragraaf – in 2030 circa 4 gigawatt elektrolysecapaciteit in binnen- of buitenland vereisen. Voor 2032 streeft de rijksoverheid naar een elektrolysecapaciteit van 8 gigawatt. Omdat de productiekosten van groene waterstof naar verwachting circa 5 keer zo hoog zijn als die van grijze waterstof (zie paragraaf 4.3.1), zal de gewenste omschakeling naar groene waterstof niet vanzelf gaan. De rijksoverheid en de Europese Commissie gaan ervan uit dat deze op gang moet worden geholpen door bepaalde sectoren – in casu de industrie en de vervoerssector – te verplichten gaandeweg een steeds groter deel van hun grijzewaterstof- en brandstofgebruik te vervangen door groene waterstof of daarop gebaseerde brandstoffen (synthetische brandstoffen of *e-fuels*). In de industrie wordt de omschakeling vanwege concurrentiegevoeligheid gefaciliteerd met omvangrijke subsidies. In Nederland gaat het daarbij zowel om productie- als vraagsubsidies. In deze paragraaf wordt nagegaan tot welke vraag naar groene waterstof de in Nederland geldende verplichtingen kunnen leiden, en in hoeverre de voor de industrie beschikbare subsidies de onrendabele top van die vraag kunnen afdekken.

Lidstaten moeten ervoor zorgen dat in 2030 42 procent van het industriële waterstofgebruik wordt ingevuld met RFNBO's

Volgens artikel 22a in de herziening van de Europese *Renewable Energy Directive* van 18 oktober 2023 (de RED III) moeten lidstaten ervoor zorgen dat tegen 2030 ten minste 42 procent van de waterstof die wordt gebruikt in de industrie en in raffinaderijen²⁴ bestaat uit zogenoemde *renewable fuels of non-biological origin* (RFNBO's), oftewel met groene waterstof geproduceerde gasvormige of vloeibare brandstoffen waarvoor geen biomassa is gebruikt. In 2035 moet dat 60 procent zijn. In de teller gaat het om de RFNBO's die in de industrie voor energetische en niet-energetisch toepassingen worden verbruikt, en in de noemer om alle grijze, groene en blauwe waterstof voor energetische en niet-energetisch toepassingen in de industrie, met uitzondering van onder andere waterstof die geproduceerd is uit restgassen en bijproducten. Ook waterstof die als tussenproduct voor de productie van conventionele transportbrandstoffen en biobrandstoffen wordt gebruikt, is uitgezonderd.

De rijksoverheid mikt voor de industrie voorsnog op een jaarverplichting tussen 8 en 24 procent in 2030

De rijksoverheid heeft het voornemen om een deel van de lidstaatverplichting door te leggen aan individuele bedrijven, omdat de verwachting is dat het RFNBO-doel anders lastig haalbaar wordt. Met zo'n jaarverplichting worden exploitanten van industriële installaties die waterstof gebruiken in een industrieel proces verplicht om per kalenderjaar een bepaald percentage van dat waterstofgebruik te vervangen door RFNBO's. Daarvoor wordt een verhandelbare eenheid geïntroduceerd:

²⁴ Voor zover die wordt gebruikt voor de productie van grondstoffen voor de chemische industrie.

de Hernieuwbare Waterstofeenheid Industrie (HWI). Hierbij staat 1 HWI voor 1 gigajoule_{LHV}²⁵ aan RFNBO's. Volgens (EZK 2023a) mikte de rijksoverheid daarbij aanvankelijk op een jaarverplichting van 24 procent in 2030 (dus niet 42 procent). Volgens deze brief zou een hoger percentage een risico vormen voor CO₂-reductie, de concurrentiepositie van de industrie en de ontwikkeling van een liquide markt, en niet goed aansluiten op bepaalde randvoorwaarden, zoals voldoende aanbod en infrastructuur. In het wetsvoorstel voor de 'Wet jaarverplichting hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong in de industrie' van 31 oktober 2024 wordt voor 2030 zelfs rekening gehouden met nog lagere percentages: in dat voorstel wordt een bandbreedte van 8 tot 24 procent in 2030 voorgesteld. In de jaren daarvoor – 2026, 2027, 2028 en 2029 – lopen de percentages geleidelijk op.

Door uitzonderingsbepalingen voor de ammoniaksector wordt de grondslag van de industrie aanzienlijk lager

De zogenoemde grondslag – het industriële waterstofgebruik waar de verplichting in 2030 betrekking op heeft – bedraagt volgens (CE 2024) ongeveer 70 petajoule (0,84 megaton). Van de totale grondslag wordt 59 petajoule (85 procent) gebruikt voor ammoniakproductie, 4 petajoule (6 procent) voor de productie van chemische grondstoffen in raffinaderijen en 7 petajoule (10 procent) voor overige productieprocessen. Bij de ammoniakproductie (voor kunstmestproductie) gaat het om 2 bedrijven, namelijk Yara in Sluiskil (Zeeland) en OCI dat gevestigd is op Chemelot in Limburg. Beide bedrijven hebben vergevorderde plannen om op andere manieren de CO₂-emissie van hun processen te reduceren:

- Yara wil op 40 procent van de ammoniakproductie CO₂-afvang en -opslag (CCS) toepassen²⁶. Daarbij zal jaarlijks 0,8 megaton CO₂ worden opgeslagen in het Northern Lights-project voor de Noorse kust.
- OCI gaat één van haar ammoniakfabrieken sluiten en de daardoor wegvallende productie vervangen door import van blauwe ammoniak uit de Verenigde Staten²⁷. Blauwe ammoniak telt niet mee in de teller van de jaarverplichting – het is geen RFNBO – maar zou eventueel wel de grondslag oftewel de noemer van de verplichting kunnen verlagen.
- Voor de andere ammoniakfabriek wil OCI de benodigde waterstof deels betrekken van het door RWE geplande FUREC-project. Daarbij zal via vergassing van huisvuil waterstof worden geproduceerd. De fabriek kan jaarlijks ongeveer 54 kiloton oftewel 6,5 petajoule waterstof produceren²⁸, ongeveer de helft van de benodigde hoeveelheid voor de ammoniakfabriek. RWE heeft voor dit project 108 miljoen euro subsidie uit het Europese Innovatiefonds ontvangen. In de RED III is de mogelijkheid opgenomen om 'gerecyclede waterstof' buiten de grondslag te laten vallen.

In de memorie van toelichting op het conceptwetsvoorstel voor de 'Wet jaarverplichting hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong in de industrie' van 31 oktober 2024 (KGG

²⁵ LHV staat voor *lower heating value*, oftewel onderste verbrandingswaarde. Bij waterstof is die 120 megajoule per kilogram.

²⁶ [Yara Sluiskil realiseert eerste cross border CCS-project ter wereld - VNCI](#).

²⁷ [OCI investeert verder in blauwe ammoniak | Energiea](#).

²⁸ [EU Innovation Fund Grants €108 Million to RWE Waste-to-hydrogen Project FUREC - Hydrogen Central \(hydrogen-central.com\)](#).

2024a)²⁹ wordt vanwege deze initiatieven (en een aantal andere beweegredenen) overwogen om de grondslag voor de ammoniakbedrijven als volgt te verlagen: ‘Nederland overweegt hierbij om een reductiepercentage van 60% toe te passen voor ammoniakproductie als ook waterstof volledig uit te zonderen die is geproduceerd in een nieuwe productiefaciliteit waarvoor subsidie is verkregen uit het Europese Innovatiefonds en die bijdraagt aan de langetermijnverduurzaming en CO₂-reductie in bestaande faciliteiten.’ Volgens een mondelinge toelichting van de betrokken beleidsmedewerkers van het ministerie van KGG betekent dit in de praktijk dat eerst 60 procent reductie op de grondslag voor de totale waterstofproductie voor ammoniak wordt toegepast, en dat vervolgens nog de waterstofproductie die OCI van de FUREC-fabriek zal afnemen in mindering wordt gebracht. Daardoor resteert voor de ammoniaksector een grondslag van bijna 17 petajoule³⁰. De grondslag voor de gehele industrie is dan 28 petajoule. Een percentage van 8 tot 24 procent komt daarmee overeen met 2 tot 7 petajoule RFNBO, oftewel een benodigd elektrolyservermogen van ongeveer 0,2 tot 0,7 gigawatt.

De jaarverplichting voor de vervoerssector moet deels worden ingevuld via de raffinageroute

Artikel 25 van de RED-III verlangt van lidstaten dat het gecombineerde aandeel van geavanceerde biobrandstoffen (doorgaans afkomstig van niet-voedingsgrondstoffen) en RFNBO's in de aan de vervoerssector – wegvervoer en lucht- en scheepvaart – geleverde energie in 2030 ten minste 5,5 procent bedraagt. Het aandeel RFNBO's moet daarbij ten minste 1 procentprocent bedragen. Voor deze aandelen is echter in de RED-III een vermenigvuldigingsfactor van 2 gebruikt. De fysieke aandelen in de energie-inhoud moeten dus respectievelijk 2,75 en 0,5 procent bedragen.

De RFNBO-jaarverplichting voor de vervoerssector komt in Nederland overeen met ongeveer 5,5 petajoule in 2030 (TNO 2024a). Volgens de middenraming van de KEV 2024 zou daarvan 3,6 petajoule rechtstreeks kunnen worden ingezet in de vervoerssector, waarvan 0,3 petajoule als groene waterstof in het wegverkeer en 3,3 petajoule als synthetische brandstof in lucht- en zeevaart. Omdat de jaarverplichting niet volledig met rechtstreekse toepassing in de vervoerssector kan worden ingevuld, heeft het ministerie van IenW in een kamerbrief van april 2024 (IenW 2024a) aangegeven ruimte te willen bieden aan de zogenoemde raffinageroute: de RED-III staat toe dat het gebruik van RFNBO's in raffinageprocessen om (fossiele) transportbrandstoffen te produceren ook mag meetellen bij het RFNBO-doel. Daarmee wil het ministerie van IenW bereiken dat een grotere afzetmarkt voor RFNBO's ontstaat, wat hopelijk zal leiden tot opschaling van de Nederlandse elektrolysecapaciteit. Om echter te voorkomen dat verhandelbare raffinage-eenheden meer waard worden dan de emissiereductie-eenheden voor de directe inzet van RFNBO's in de vervoerssector, zou volgens de brief een correctiefactor op deze raffinage-eenheden worden toegepast³¹. Uit een kamerbrief van de minister van IenW van 30 oktober blijkt dat het kabinet Schoof inzet op een correctiefactor van 0,4 (IenW 2024b). Als er 3,6 petajoule rechtstreeks in de vervoerssector kan worden afgezet en het resterende deel van de verplichting (5,5 – 3,6 petajoule) via de raffinageroute moet worden ingevuld zou de totale RFNBO-vraag vanuit de vervoerssector in 2030 bijna 8 petajoule³² kunnen

²⁹ Dit wetsvoorstel heeft tot 12 december 2024 ter consultatie voorgelegen (KGG 2024d).

³⁰ $(0,4 * 59) - 6,5$ petajoule.

³¹ Hierbij speelt volgens (TNO 2024a) mee dat waterstofinzet via de raffinageroute wél meetelt voor de Europese REDIII RFNBO-subverplichting, maar níet voor het halen van de afspraken binnen het Nederlandse Klimaatakkoord voor inzet van hernieuwbare energie in de vervoerssector.

³² 3,6 petajoule uit rechtstreekse toepassing, en 2,5 maal 1,9 = 4,8 petajoule uit de raffinageroute.

bedragen. Als de productie van de benodigde synthetische brandstoffen in Nederland zou plaatsvinden is de in totaal benodigde hoeveelheid groene waterstof voor rechtstreekse toepassing, productie van synthetische brandstoffen en raffinageroute ongeveer 9 petajoule³³, overeenkomend met ongeveer 0,9 gigawatt elektrolyservermogen. Het is echter aannemelijk dat er in Nederland in 2030 nog geen productiecapaciteit is om synthetische brandstoffen te maken; in dat geval zouden die brandstoffen moeten worden geïmporteerd, en resteert alleen de vraag vanuit het wegverkeer en de raffinageroute. In totaal is dat 5 petajoule.

Maar bedrijven geven aan dat de raffinageroute vanwege de voorgenomen correctiefactor niet meer aantrekkelijk is

Brancheverenigingen Vemobin en NIHydrogen geven echter aan dat de waarde van de verkregen Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's)³⁴ door de correctiefactor dermate laag wordt dat het voor bedrijven economisch niet meer interessant is om voor/in deze route groene waterstof te produceren en te gebruiken (Energeia 31-10-1024)³⁵. In een artikel van het Financieel Dagblad van 10 november 2024³⁶ zegt Frans Everts, president-directeur van Shell Nederland, daarover: 'Dit heeft een grote negatieve impact op de businesscase. Shell is al begonnen met de bouw van de eerste grote waterstoffabriek van Nederland, met een capaciteit van 200 megawatt, in de veronderstelling dat de credits volledig mochten worden gebruikt'³⁷. De fabriek zal nu wel worden opgeleverd, maar Everts 'acht de kans uitgesloten' dat Shell nog meer capaciteit neerzet zolang de rekenregels niet gewijzigd zijn. Productie in Nederland wordt zo onaantrekkelijk dat Everts niet uitsluit dat Shell de nieuwe fabriek slechts beperkt zal gebruiken. In het FD-artikel zegt ook BP de kans klein te achten dat ze groene waterstof gaan gebruiken bij raffinage³⁸. Daarbij gaat het om het H2 fifty-project van 250 megawatt. De tweedekamerleden Bontenbal en Vermeer hebben naar aanleiding van de berichtgeving het kabinet op 7 november 2024 via een motie verzocht om 'met spoed te onderzoeken hoe de raffinageroute (inclusief de correctiefactor) er beter uit kan zien om maximaal bij te dragen aan de verduurzamingsdoelstellingen van de industrie en het stimuleren van investeringen in elektrolyzers, en op basis van de resultaten van dit onderzoek de Regeling energie vervoer aan te passen.' De motie werd door een meerderheid van de Tweede Kamer gesteund. Minister Hermans heeft in reactie daarop gezegd dat ze dat onderzoek inmiddels heeft laten starten (TK 2024). De resultaten worden voorjaar 2025 verwacht.

Mogelijk zijn dreigende boetes een stok achter de deur

Mogelijk geven de boetes die dreigen als de brandstofleveranciers niet aan hun jaarverplichting voldoen uiteindelijk genoeg prikkel om toch voor deze route te kiezen. De extra kosten die zij

³³ Vanwege conversieverliezen zal voor de productie van 3,3 petajoule synthetische brandstoffen ruim 4 petajoule groene waterstof nodig zijn.

³⁴ Een Hernieuwbare Brandstofeenheid is een certificaat dat normaal gesproken – zonder correctiefactor – staat voor een hoeveelheid van 1 gigajoule aan geleverde duurzame energie aan vervoer.

³⁵ Brancheclubs: correctiefactor helpt waterstofmarkt niet.

³⁶ [Plannen voor groene waterstof in gevaar door nieuwe rekenregels kabinet](#), FD, 10 november 2024.

³⁷ Shell heeft de investeringsbeslissing in 2022 genomen, toen bekend werd dat de raffinageroute tot 2030 zou worden verlengd (kamerbrief 32 813, nr. 1042). In die brief was nog geen sprake van een correctiefactor, hoogstens van het voornemen om het volume in deze route te maximaliseren.

³⁸ Het gaat daarbij om H2-fifty – een elektrolyser van 250 megawatt – op de Maasvlakte (zie tabel 3.1 in hoofdstuk 3). De waterstof zou aan de raffinaderij van BP worden geleverd.

moeten maken om alsnog aan de verplichting te voldoen kunnen dan eventueel in de brandstofprijzen worden versleuteld. Dat zou op termijn kunnen leiden tot een prijsverhoging van enkele centen per liter brandstof (TNO 2024a). TNO plaatst in dit rapport echter ook de kanttekening dat het ontbreken van concrete doelen voor na 2030 voor initiatiefnemers mogelijk onvoldoende zekerheid geeft voor de langere termijn om tot definitieve investeringsbeslissingen te komen. Vanwege de onzekerheden over hoe de markt zal reageren schatten we de bandbreedte voor de vraag vanuit de vervoerssector in op 0 tot 5 petajoule.

De binnenlandse vraag naar groene waterstof die voortkomt uit de verplichtingen is in 2030 maximaal 20 petajoule, maar kan ook aanzienlijk lager zijn

Tabel 4.1 geeft een overzicht van de genoemde bandbreedtes van de vraag die voortkomt uit de jaarverplichtingen in 2030 voor de industrie en de vervoerssector. De bandbreedte in de vraag vanuit de industrie (2 tot 7 petajoule) komt overeen met een jaarverplichting van 8 tot 24 procent in 2030. De bandbreedte voor de vervoerssector is het gevolg van de onzekerheid over het al dan niet effectief zijn van de raffinageroute. Daarbij is verondersteld dat synthetische brandstoffen vanwege het ontbreken van Nederlandse productiecapaciteit worden geïmporteerd. Deze totale bandbreedte – 2 tot 12 petajoule – kan worden geproduceerd met een elektrolyservermogen van circa 0,2 tot 1,2 gigawatt. Dat betekent dat er geen noodzaak is om in Nederland in 2030 4 gigawatt elektrolyservermogen te realiseren, maar hooguit een kwart tot een derde daarvan.

Tabel 4.1

Bandbreedte van de vraag (in petajoules) die voortkomt uit de jaarverplichtingen voor de industrie en de vervoerssector, 2030

	Minimale waarde	Maximale waarde
Industrie	2	7
Vervoerssector	0	5
Totaal	2	12

Beschikbare nationale subsidies zijn waarschijnlijk voldoende om de onrendabele top van de maximale binnenlandse vraag voor een aantal jaren af te dekken

De Rijksoverheid beoogt de onrendabele top voor de inzet van hernieuwbare waterstof door middel van productiesubsidies als vraagsubsidies af te dekken. In (KGG 2024a) worden de volgende subsidies genoemd:

- Eind 2022 is via IPCEI³⁹ 783,5 miljoen euro aan subsidies toegekend aan zeven elektrolyseprojecten voor de productie van hernieuwbare waterstof.
- Daarnaast opende eind 2023 de eerste OWE-tender⁴⁰ met een budget van 245,6 miljoen euro. In deze tender is in april 2024 aan 7 projecten met in totaal 101 megawatt vermogen subsidie toegekend. De tender was met 600 miljoen euro aan aanvragen fors overtekend.
- In oktober 2024 is een tweede OWE-tender opengesteld met een budget van 998,33 miljoen euro. De tweede OWE-tender biedt een vergoeding van 80 procent van de investeringskosten, plus een vergoeding voor een deel van de resterende operationele meerkosten. De uitkomsten van de tender staan gepland voor voorjaar 2025. Volgens

³⁹ Important Projects of Common European Interest.

⁴⁰ Subsidieregeling grootschalige productie volledig hernieuwbare waterstof via elektrolyse.

(KGG 2024d) zijn er voor deze tender 30 aanvragen binnengekomen voor een bedrag van in totaal 3 miljard euro.

- Er is in het Meerjarenprogramma 2025 van het Klimaatfonds onder voorwaarden 2.472 miljoen euro beschikbaar voor een derde OWE-tender (KGG 2024c). Het ministerie van KGG streeft ernaar om deze in het voorjaar van 2025 te publiceren (EZK 2024a).
- In het Klimaatfonds is tevens 767 miljoen euro gereserveerd voor de stimulering van de vraagkant. Dit bedrag is er volgens (KGG 2024a) vooral gericht op het subsidiëren van de 34% of 18% van de lidstaatverplichting in 2030 waarvoor straks geen jaarverplichting voor de industrie geldt. De vormgeving van deze vraagsubsidies wordt gebaseerd op marktconsultaties en een extern onderzoek, waarvan de resultaten begin 2025 worden verwacht. Omdat alleen subsidies waarschijnlijk onvoldoende investeringsprikkel geven, overweegt het ministerie van KGG een opkoopregeling voor HWI's in te voeren; daarbij zouden bedrijven die een groter bijmengpercentage realiseren dan waartoe ze verplicht zijn de daarmee verkregen HWI's kunnen verkopen aan de overheid, waarbij ze een bepaald deel zelf mogen houden.

In de Klimaat- en Energieverkenning 2024 van PBL (KEV 2024) is geraamd dat met de in het vastgestelde en voorgenomen beleid beschikbare productiesubsidies⁴¹ en een veronderstelde onrendabele top van 8 euro per kilogram in 2030 ongeveer 6 tot 7 petajoule groene waterstof kan worden gesubsidieerd. Als de derde OWE-tender wordt opengesteld kan dat 12 tot 15 petajoule worden. Dat zou betekenen dat er in principe voldoende subsidie beschikbaar is om de onrendabele top van de maximaal uit de jaarverplichtingen voortvloeiende vraag (12 petajoule) voor 5 tot 10 jaar geheel af te dekken⁴². Na afloop van die periode zullen HWI- en HBE-certificaten voldoende waarde moeten hebben om de rol van subsidies te kunnen overnemen.

Nederlandse initiatiefnemers verliezen vooralsnog concurrentieslag met andere lidstaten voor Europese subsidies

Ook de Europese Waterstofbank stelt via veilingen subsidies voor waterstofproductie met elektrolyzers beschikbaar, die gefinancierd worden uit het Europese Innovatiefonds. Aan de eerste veiling, waarvoor 800 miljoen euro beschikbaar was, hebben 7 Nederlandse aanvragers mee gedaan, die geen van alle een subsidie hebben gekregen (EC 2024). Het goedkoopste Nederlandse bod (1 euro per kilogram) lag tenminste twee keer zo hoog als dat van de winnende projecten, die zich in Spanje, Portugal en Scandinavië bevinden; landen waar hernieuwbare elektriciteit relatief goedkoop is. In totaal deden 17 Europese landen met 132 projecten mee en werd het budget 15 keer overschreven. In december van 2024 komt er een tweede ronde met een budget van 1,2 miljard euro⁴³. Daarin zal het maximale subsidiebedrag worden verlaagd van 4,50 naar 3,50 euro per kilogram waterstof. Nederlandse bedrijven zouden met dat bedrag hooguit een derde van de onrendabele top kunnen afdekken (zie paragraaf 4.3.1). Uit de eerste veiling is bovendien gebleken dat de winnende biedingen nog veel lagere bedragen (rond 0,50 euro per kilogram) zullen krijgen.

⁴¹ Naast de genoemde IPCEI- en OWE- subsidies ook 242 miljoen euro van Groenvermogen NL en 300 miljoen euro voor H2Global.

⁴² [Subsidieregeling grootschalige productie volledig hernieuwbare waterstof via elektrolyse \(OWE\)](#).

⁴³ [Second renewable hydrogen auction: European Commission publishes Terms and Conditions - European Commission](#).

Na 2030 worden de RFNBO-bijmengverplichtingen voor de industrie en luchtvaart in hoog tempo verhoogd

Na 2030 zullen de Europese bijmengverplichtingen van RFNBO's voor de industrie en de luchtvaart verder worden verhoogd. Voor de zeevaart gelden oplopende emissiereductieverplichtingen waar het gebruik van RFNBO's een belangrijke rol in kunnen spelen. Het tempo waarin de verplichtingen worden aangescherpt is dermate hoog dat het de vraag is in hoeverre de Nederlandse productie- en importcapaciteit dat kan bijbenen:

- Volgens de richtlijn voor hernieuwbare energie (RED III) moet in de industrie in 2035 60 procent van de gebruikte waterstof uit RFNBO bestaan.
- Volgens de REFuelEU Luchtvaart-verordening moeten luchtvaartbrandstofleveranciers elk jaar een oplopend percentage van hun leveringen van luchtvaartbrandstoffen bijmengen met duurzame luchtvaartbrandstoffen (*sustainable aviation fuels*; SAF). Dit percentage start met 2 procent in 2025 en loopt op tot 70 procent in 2050⁴⁴. Synthetische brandstoffen – op basis van groene waterstof – moeten vanaf 2030 1,2 procent van de brandstoffen uitmaken, oplopend tot 35 procent in 2050.
- Volgens de FuelEU Zeevaart-verordening moet de broeikasgasintensiteit van energie die aan boord van een schip wordt gebruikt in de loop van de tijd steeds verder afnemen (met 6 procent in 2030 tot 80 procent in 2050). Dit kan met name worden bereikt door het gebruik van hernieuwbare brandstoffen, zoals synthetische methanol of ammoniak (ERK 2024). Tot 2033 mogen schepen RFNBO's dubbeltellen.

4.1.2 Ontwikkeling wind op zee

Productiecapaciteit van wind op zee is deels afhankelijk van productiecapaciteit van groene waterstof

In paragraaf 4.2 laten we zien dat elektrolyzers vooral gebruik zullen maken van elektriciteit van wind op zee. Mogelijk zullen ze dit aanvullen met elektriciteit van zonneparken en/of van het net, maar het aandeel daarvan in de mix zal meestal veel kleiner zijn. Het achterblijven van investeringen in elektrolyzers (hoofdstuk 3) – en in andere vormen van industriële elektrificatie – maakt ook de kans kleiner dat de doelstelling van 21 gigawatt wind op zee in 2032 uit (EZK 2024g) wordt gerealiseerd. Op de Nederlandse Noordzee staat op dit moment voor 4,5 gigawatt aan windenergie opgesteld en wordt gebouwd aan nog eens 1,4 gigawatt in het kavel Hollandse Kust West. Met de inmiddels vergunde kavels IJmuiden Ver Alpha en Beta komt daar nog eens 4 gigawatt bij. Opgeteld is dat 11 gigawatt. In het najaar van 2025 zal de aanvraagperiode openen en sluiten voor 4 kavels in de gebieden IJmuiden Ver Gamma en Nederwiek I, samen goed voor wederom 4 gigawatt⁴⁵. Voor de twee tenders die in 2024 zijn uitgezet voor IJmuiden Ver Alpha en Beta bleek de belangstelling vanuit de markt in vergelijking met eerdere tenders echter tegen te vallen (EZK 2024h). Bij deze tenders werden in totaal vier biedingen gedaan door drie partijen, terwijl bij tenders voor eerdere kavels nog 5 tot 8 partijen inschreven. Daarvoor zijn verschillende redenen, zoals gestegen materiaal-

⁴⁴ 2 procent in 2025-2029, 6 procent in 2030-2034, 20% in 2035-2039, 34 procent in 2040-2044, 42 procent in 2045-2049, 70 procent in 2050 en later ([RefuelEU verplichtingen voor brandstofleveranciers | Nederlandse Emissieautoriteit](#)).

⁴⁵ [Vergunningen windparken IJmuiden Ver Gamma-A en Gamma-B, en Nederwiek I-A en I-B \(rvo.nl\)](#). Er is gekozen voor kavels van elk 1 gigawatt (in plaats van 2 gigawatt) om de risico's voor ontwikkelaars te verkleinen.

en kapitaalkosten, gebrek aan capaciteit in de toeleveringsketen maar ook het achterblijven van de vraag naar elektriciteit. Ontwikkelaars stellen dat de behoefte aan nieuwe windparken op zee voornamelijk moeten komen van elektrificatie in de industrie (Energieia 20-6-2024)⁴⁶. Doordat het met de maatwerkovereenkomsten met grote industriële bedrijven en de bouw van elektrolyzers nog niet wil vlotten verwachten ze echter dat de vraag naar hernieuwbare elektriciteit binnenkort verzadigd is. Enkele van de door ons geïnterviewde experts gaven expliciet aan dat als de bouw van elektrolyzers niet op korte termijn op gang zou komen, de doelstelling van 21 gigawatt wind op zee in 2032 niet gehaald zou worden. In (EZK 2024h) kondigt voormalige minister Jetten aan andere tijdelijke opties te verkennen om de periode waarin de vraag nog onvoldoende aansluit op het aanbod te overbruggen, zoals subsidie met overwinstbeperking of een tweezijdige contract-for-difference.

Als de beoogde 21 gigawatt wind op zee niet in 2032 wordt gerealiseerd brengt dat mogelijk ook de windopzeedoelstellingen voor latere jaren in gevaar. Volgens de kamerbrief Windenergie op zee 2030-2050 van 15 september 2022 zijn deze respectievelijk 35 gigawatt in 2035, 50 gigawatt in 2040 en 70 gigawatt in 2050. In het regeerakkoord van het kabinet Schoof staat dat het kabinet de plannen voor windenergie op zee in grote lijnen wil doorzetten en in 2025 zal komen met een Routekaart 2040 voor wind op zee.

... en vice versa

Overigens is opvallend dat de beperkte beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit juist één van de redenen is die initiatiefnemers geven voor hun besluit tot uitstel van de voorgenomen bouw van elektrolyzers (hoofdstuk 3). Volgens het daar aangehaalde Energieia-artikel van 8 april 2024⁴⁷ woedt er een felle concurrentiestrijd om het sluiten van afnamecontracten met nieuwe windparken op zee; niet alleen tussen initiatiefnemers voor elektrolyzers onderling, maar ook met datacenters en andere bedrijven die door middel van hernieuwbare elektriciteit willen vergroenen. Een complicerende factor daarbij is dat de Gedelegeerde Handeling 2023/1184 vanaf 1 januari 2028 vereist dat de installaties die de hernieuwbare elektriciteit leveren maximaal drie jaar vóór de elektrolyse-installatie in gebruik zijn genomen. Vanwege de vele factoren waarover bedrijven die een elektrolyser willen bouwen geen controle hebben, beschouwen initiatiefnemers die periode als zeer kort (ERK 2024)⁴⁸. Volgens een van de bedrijven die in het Energieia-artikel worden aangehaald wordt de positie van bedrijven die een elektrolyser willen bouwen bovendien verzwakt doordat de tijdlijn van de opening van tenders voor windparken op zee niet synchroon loopt met de subsidieregelingen voor waterstof (met name de OWE, zie paragraaf 4.1.1). Als een bedrijf wel subsidie krijgt, maar geen afnameovereenkomst met een nieuw windpark kan sluiten moet de subsidie worden teruggegeven.

Als windopzeeprojecten niet zouden doorgaan vanwege te weinig vraag naar elektriciteit, en elektrolyserprojecten niet doorgaan vanwege te weinig aanbod van hernieuwbare elektriciteit is er sprake van een kip-en-eiprobleem. Gecombineerde tenders waarin ook waterstofproductie is opgenomen – zoals de door Zeevonk II gewonnen tender voor IJmuiden Ver Beta (paragraaf 4.2) – zouden volgens één van de in het Energieia-artikel van 20-6-2024 aangehaalde windenergie-

⁴⁶ [Waar blijft de vraag naar windstroom?](#)

⁴⁷ [Uniper stelt besluit uit over elektrolyser op de Maasvlakte | Energieia.](#)

⁴⁸ 2028 lijkt nog ver weg, maar projecten met plannen voor de installatie van elektrolyzers hebben een doorlooptijd van enkele jaren en lopen het risico niet van de overgangperiode te kunnen profiteren.

ontwikkelaars wat dat betreft uitkomst kunnen bieden, maar zullen vanwege door de overheid gestelde eisen ten aanzien van oplevertermijnen voor de elektrolyzers ook weer meer onzekerheden aan projecten toevoegen. Dat kan nadelig uitpakken voor de bereidheid tot investeren.

4.1.3 Ontwikkeling elektriciteits- en waterstofinfrastructuur op zee

Net op zee voor het transport van 21 gigawatt in 2032 zal waarschijnlijk op tijd beschikbaar zijn

Uit de inventarisatie in tabel 3.1 van initiatieven die groter zijn dan 100 megawatt blijkt dat ze zonder uitzondering gepland zijn in één van de industriële clusters aan de kust (Zeeland, Rotterdam, Noordzeekanaalgebied en Noord-Nederland). Voor de beoogde elektrolyzers zal wind op zee de belangrijkste bron voor hernieuwbare elektriciteit zijn. Dat betekent dat er voldoende aanlandkabels met voldoende capaciteit voor het transport van wind op zee naar de industriële clusters moeten zijn. Weliswaar laten we in paragraaf 4.2 zien dat elektrolyzers op momenten dat er te weinig elektriciteitsaanbod is van wind op zee mogelijk ook gebruik zullen maken van elektriciteit van zonneparken en/of van het net, maar dat het aandeel hiervan in de mix is veel kleiner en zal waarschijnlijk geen erg groot beslag leggen op de capaciteit van het binnenlandse elektriciteitsnet. In deze paragraaf wordt daarom alleen ingegaan op de beschikbare transportcapaciteit van het net op zee.

Uit een overzicht in (Tennet 2024) blijkt dat Tennet verwacht voor nagenoeg alle windopzeeprojecten die tot 2032 door de Nederlandse overheid zijn gepland – Hollandse Kust West (Beta), IJmuiden Ver (Alpha, Beta en Gamma) en Nederwiek (1 en 2) – op tijd exportkabels te hebben aangelegd. Samen met al gerealiseerde windparken tellen deze projecten op tot ruim 16 gigawatt. Alleen de exportkabels voor Nederwiek 3 en Doordewind 1 – samen goed voor 4 gigawatt – verkeren volgens het overzicht nog in de projectfase ‘planstudie’ in plaats van ‘realisatie’. Dat betekent dat er nog geen finaal investeringsbesluit voor is genomen. Tennet verwacht desondanks dat ook deze projecten voor 2032 klaar zullen zijn. Wat er gebeurt als voor de nog komende tenders geen belangstelling is van ontwikkelaars (zie paragraaf 4.1.2) is niet bekend.

Voor het transport van de voor 2035 en 2040 beoogde vermogens zijn al op korte termijn besluiten van het kabinet nodig

Volgens (EZK 2024d) is het voor het halen van de windopzee doelstellingen voor vooral 2035 en 2040 – respectievelijk 35 en 50 gigawatt – nodig dat het kabinet Schoof al op korte termijn richtinggevend besluiten neemt, zodat Tennet verder kan met de voorbereidingen voor de aanleg van kabels, platforms, hoogspanningsstations op zee en landstations voor transformatie naar 380 kilovolt en (zodanig) omvorming van gelijkstroom naar wisselstroom. De reden hiervoor is dat de gemiddelde doorlooptijd vanaf opdracht tot realisatie door grote druk op de toeleveringsketen is opgelopen tot acht à negen jaar.

Naast elektriciteit wil de rijksoverheid op termijn ook waterstof van wind op zee aanlanden

Volgens (TNO 2024b) wordt het steeds moeilijker om aanlandlocaties voor elektriciteitskabels en ruimte voor elektrolyzers te vinden, en worden de netwerkkosten ook steeds hoger naarmate windparken verder vanuit de kust worden gebouwd. Het aanlanden van waterstof heeft als voordeel dat pijpleidingen goedkoper zijn – vooral als aardgaspijpleidingen worden hergebruikt – en bovendien een grotere capaciteit hebben. Het kabinet Rutte IV beschouwde waterstofproductie op zee dan ook als een belangrijke technologie om de streefdoelen van het NPE te realiseren. Waterstofproductie op zee kent echter ook uitdagingen. Daarom vindt onderzoek plaats naar

technologische, economische aspecten en ruimtelijke en ecologische effecten, en worden twee demonstratieprojecten voorbereid (EZK 2024d): volgens (EZK 2024e) gaat het bij het eerste demonstratieproject om een rond 2030 te realiseren elektrolyse-installatie bij één van de bestaande windparken op zee in de Hollandse Kust-regio. Voor het tweede demonstratieproject zal een kavel in 'Ten noorden van de Waddeneilanden' (TNW) samen met de daaraan gekoppelde elektrolysecapaciteit vergund worden. Realisatie van dit project is gepland voor 2033.

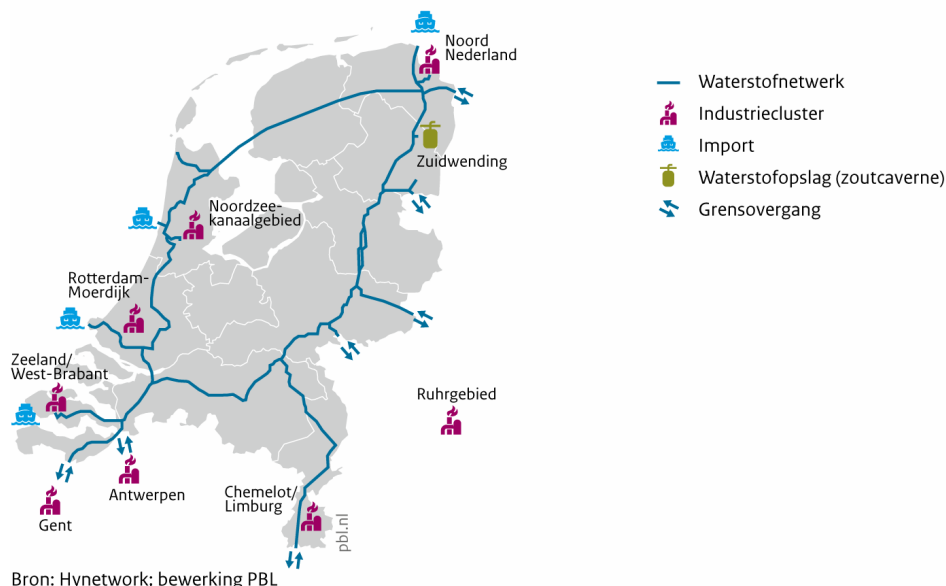
4.1.4 Ontwikkeling waterstofinfrastructuur op land

Koppeling van waterstofproductie en -gebruik is afhankelijk van de beschikbaarheid van waterstofinfrastructuur

In 2021 werd door de minister van Economische Zaken besloten tot de ontwikkeling van een landelijk waterstofnetwerk (EZK 2021). Gasunie's dochteronderneming Hynetwork heeft de taak gekregen om dat netwerk te ontwikkelen en te beheren. Daarnaast werd aangekondigd dat de ontwikkeling van dit netwerk zou worden gebaseerd op een uitrolplan dat gefaseerd aangeeft waar en wanneer het netwerk wordt ontwikkeld. Het doel van het uitrolplan was: '[...] de realisatie van een transportnet dat loopt tot in de grote industriële clusters, deze met elkaar verbindt en toegang biedt tot opslagfaciliteiten en Nederland met de buurlanden verbindt.' Figuur 4.2 geeft een schematische weergave van dit beoogde transportnet. Voor dit transportnet zouden zoveel mogelijk delen van het bestaande aardgastransportnet worden hergebruikt. Een eerste gefaseerd uitrolplan werd gepubliceerd in (EZK 2022a). In de eerste fase (2025-2026) zou het vooral om de aanleg van transportcapaciteit binnen industriële clusters gaan. Daarna, als de volumes groter zouden worden, zou ook opslag nodig zijn⁴⁹ en zou meer uitwisseling van stromen plaats gaan vinden tussen de clusters. In de tweede fase (2027-2028) zouden ook het industriële cluster Chemelot in Limburg en industriële bedrijven die wat meer verspreid liggen in het land (cluster 6) gekoppeld moeten worden met de aan zee gelegen clusters. Import en doorvoer naar Duitsland en interconnectie met België werden in deze planning al voor 2026 – 2027 voorzien.

⁴⁹ Bij een opgesteld vermogen van 3 – 4 GW in 2030 zijn volgens (EZK 2022a) ongeveer 3 tot 4 cavernes nodig om een flexibel systeem te creëren en leveringszekerheid te waarborgen.

Figuur 4.2
Beoogd waterstofnetwerk Nederland



Bron: Hynetwork; bewerking PBL

De uitrol van het waterstofnetwerk loopt echter ernstige vertraging op

In een webbericht van 11 oktober 2024⁵⁰ geeft Hynetwork echter aan dat er vanwege vertragingen in verschillende onderdelen van het netwerk – waaronder de Delta Rhine Corridor, zie onder – eind 2024 een actualisatie van het uitrolplan ter consultatie zal worden voorgelegd. In dit aangepaste uitrolplan (Hynetwork 2024) worden 4 fasen met elk een eigen planning voor ingebruikname onderscheiden:

1. Rotterdam (ingebruikname gepland in 2026); een tracé van 32 kilometer tussen de Tweede Maasvlakte en Pernis.
2. Infrastructuur in de industrieclusters aan de kust (ingebruikname gepland in of voor 2030). Het gaat om de clusters Rotterdam, Noord-Nederland (inclusief de verbinding met Hystock (waterstofopslag) in Zuidwending en grensverbindingen met Duitsland), Noordzeekanaalgebied en Zuidwest-Nederland (inclusief de eerste grensverbinding met België).
3. Verbindingen tussen de clusters (ingebruikname gepland in 2031-2033). In deze fase wil Hynetwork de verbindingen tussen de clusters en met cluster Limburg realiseren. Hierin zit ook de Delta Rhine Corridor. Hierdoor zullen alle clusters met opslag en met het buitenland (België en Duitsland) verbonden zijn.
4. Versterken (jaartal ingebruikname nog niet bekend, maar na 2033). In deze fase wordt het tracé Den Helder – Beverwijk en de IJsselmeerroute aangelegd, waardoor een gesloten ringleiding ontstaat.

Dit aangepaste uitrolplan betekent een vertraging met 4 tot 5 jaar ten opzichte van het uitrolplan uit 2022. Als deze nieuwe planning wordt gerealiseerd zullen pas in 2031-2033 alle industriële clusters met elkaar, met opslag en met België en Duitsland zijn verbonden.

⁵⁰ [Update actualisatieronde waterstofnetwerk | Hynetwork.](#)

Deze vertragingen kunnen tot uitstel of afstel van initiatieven voor elektrolyzers leiden

De vertragingen kunnen ernstige consequenties hebben voor plannen rond de bouw van elektrolyzers. Zo is het de vraag of het grootste winnende project uit de eerste OWE-tender – dat van RWE⁵¹ – nog volgens plan wordt gerealiseerd: volgens dat plan wil RWE eind 2024 de investeringsbeslissing nemen en – indien positief – de installatie 2027 in gebruik nemen. RWE heeft echter op haar website aangegeven dat de tijdige aansluiting op de benodigde infrastructuur (zoals het landelijke waterstofnetwerk) daarvoor een belangrijke voorwaarde is⁵².

De vertragingen zullen in ieder geval betekenen dat de belangrijke industriële clusters in het westen van Nederland voorlopig niet via buisleidingen worden verbonden met de opslagfaciliteiten in zoutcavernes in Zuidwending in Groningen (en dus geen constante stroom hernieuwbare waterstof aan afnemers kunnen garanderen), maar ook niet met Chemelot en Duitsland. De beoogde oost-westverbinding is een onderdeel van de Delta Rhine Corridor (DRC). Deze omvat een aantal buisleidingen voor waterstof, CO₂ en ammoniak van Rotterdam via Moerdijk naar Chemelot, met een aftakking naar Duitsland. TenneT zou over hetzelfde traject een gelijkstroomkabel voor de transport van elektriciteit uit wind op zee naar industrieterrein Chemelot aanleggen. Door de rijksoverheid werd aanvankelijk gemikt op een gezamenlijke en gelijktijdige aanleg van alle leidingen en ingebruikname in 2028. In (EZK 2024f) wordt echter gesteld dat gelijktijdige realisatie van de buisleidingen en de gelijkstroomverbinding niet langer realistisch en noodzakelijk wordt geacht. De waterstofleiding zal waarschijnlijk 2032 gereed zijn. Volgens de brief zou de visievorming waterstofdragers ‘een belangrijk aspect’ vormen bij verdere besluitvorming over de ammoniakleiding. Daar zou het huidige kabinet Schoof een besluit over moeten nemen⁵³. Deze vertragingen kunnen op hun beurt leiden tot vertraging of afstel van initiatieven waarbij beoogd wordt om vanuit het Rotterdamse en/of Zeeuwse cluster groene waterstof (of ammoniak) aan afnemers op Chemelot of in Duitsland⁵⁴ te leveren.

⁵¹ Aan RWE is uit het totale budget van 245,6 miljoen euro 124,9 miljoen toegekend voor de bouw van een elektrolyser van 50 megawatt in de Eemshaven.

⁵² [RWE ontvangt subsidie voor Eemshydrogen-project om elektrolyser van 50 megawatt te bouwen voor de productie van groene H₂](#)

⁵³ Op 22 november 2024 is de Kamerbrief ‘Kabinetsvisie waterstofdragers’ gepubliceerd (KGG & IenW 2024). Over de ammoniakleiding staat daarin alleen: ‘Binnen de context van de Delta Rhine Corridor (DRC) verkennen private initiatiefnemers met ondersteuning van de Rijksoverheid de mogelijkheden voor een ammoniakbuisleiding van Rotterdam naar eindgebruikers in Duitsland. Ook loopt er een haalbaarheidsstudie naar een mogelijke aantakking op die ammoniakbuis vanuit het industriecluster Zeeland.’ Volgens de brief wordt daarom ruimte gegeven aan transport per spoor en over de weg. Zie paragraaf 4.6 voor een meer uitgebreide bespreking van de brief.

⁵⁴ Overigens zou 2032 in lijn zijn met de planning van Duitsland voor de aanleg van een *Wasserstoff-Kernnetz* (<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>). Dit plan voorziet onder andere in een aantal verbindingen met het Nederlandse waterstofnetwerk.

4.1.5 Ontwikkeling importketens

De rijksoverheid zet naast eigen productie ook in op import van groene waterstof(dragers) uit andere landen

De rijksoverheid gaat ervan uit dat na 2030 naast eigen productie ook import van groene waterstof noodzakelijk zal zijn om aan de Nederlandse en Duitse⁵⁵ vraag te voldoen (EZK 2023b). In 2035 zou het volgens deze brief om 40 tot 60 procent en in 2040 om 40 tot 70 procent van de totale vraag gaan (inclusief doorvoer). Daarbij wordt verwezen naar de IJ3050-scenariostudie uit 2023 van Net-beheer Nederland. Voor het ontwikkelen van import-export ketens zet Nederland middels ‘energiediplomatie’ in op het versterken van de banden met een brede groep landen voor het faciliteren van contacten tussen bedrijven en overheden. Met een groot aantal landen – zoals Marokko, Portugal, Chili, Uruguay, Namibië, Zuid-Afrika, Egypte, Canada, Denemarken, Verenigde Staten, Verenigde Arabische Emiraten, Noorwegen, Oman, Australië, Spanje en Saudi Arabië – zijn inmiddels samenwerkingsovereenkomsten gesloten of partnerschappen aangegaan. Voor zover bekend heeft echter alleen Air Products tot nu toe een contract voor daadwerkelijke levering gesloten; volgens plan zal vanaf 2026 jaarlijks 1,2 megaton groene ammoniak (0,2 megaton waterstof-equivalent, oftewel 24 petajoule) die in het Neom-project in Saoedi-Arabië met zon- en windstroom wordt geproduceerd naar Rotterdam worden geëxporteerd⁵⁶.

Het Rotterdamse havenbedrijf heeft de oorspronkelijke ambities voor 2030 inmiddels verlaagd

Het Havenbedrijf van Rotterdam had in 2022 nog de ambitie om in 2030 4 megaton waterstof-equivalent waterstof(verbindingen) te importeren (oftewel 480 petajoule), waarvan een groot gedeelte bestemd was voor doorvoer naar met name Duitsland (PoR 2022). Daarbij gold volgens de door ons geïnterviewde medewerkers van het Havenbedrijf als voorwaarde dat sterke signalen zouden zijn dat er vraag en aanbod zou zijn, en er beleidsmaatregelen zouden komen die import mogelijk zouden maken, zoals certificering en Contracts for Difference (CfD’s). Op de datum van het interview (3 juli 2024) was nog niet aan die voorwaarden voldaan. Zij veronderstelden dat 1 tot 2 megaton (120 tot 240 petajoule) in 2030 nog wel mogelijk zou kunnen zijn, maar bevestigden wel dat het eerder genoemde Neom-project ver voorop liep op andere projecten. Het is niet duidelijk uit welke projecten de overige 0,8 tot 1,8 megaton vandaan kan komen: volgens (IEA 2024) is er wereldwijd voor 16 megaton aan exportprojecten aangekondigd, maar is slechts voor 3 procent daarvan – een halve megaton – een definitieve investeringsbeslissing genomen (of is inmiddels in aanbouw). Welk deel daarvan voor Nederland is bestemd is niet bekend.

Ook de Haven van Amsterdam en North Sea Port (Zeeland) hebben overigens ambities om groene waterstof te importeren. In de CES 3.0⁵⁷ van het Noordzeekanaalgebied is de ambitie om vanaf 2030 0,2 megaton (24 petajoule) groene waterstof te importeren. In de CES 3.0 Zeeland wordt rond 2030 circa 0,1 megaton (12 petajoule) import van groene waterstof verwacht.

⁵⁵ Duitsland verwacht 70% van de geraamde groenewaterstofbehoefte te moeten importeren. <https://energeia.nl/duitsland-steekt-miljarden-in-opschaling-waterstofprojecten>.

⁵⁶ [NEOM Groen waterstofcomplex | Air Products](#).

⁵⁷ Cluster Energie Strategie.

Ook importprojecten zullen pas van de grond komen als er vraag naar groene waterstof is

Net als voor binnenlandse groenewaterstofproductie zal ook voor importprojecten gelden dat ze pas van de grond zullen komen als er vraag is, liefst in de vorm van langjarige contracten (EZK 2024j). Paragraaf 4.1.1 laat zien dat vooralsnog zeer onzeker is hoe groot de vraag in Nederland in 2030 zal zijn. Mogelijk zal vanuit Duitsland wel op korte termijn een substantiële vraag ontstaan – de raffinageroute krijgt daar een stimuleringsfactor van 3 in plaats van een correctiefactor (TK 2024, Bundesgesetzblatt 131 2024) – maar zoals aangegeven in paragraaf 4.1.4 zal er op zijn vroegst in 2032 een pijpleiding liggen om waterstof naar Duitsland te exporteren. Voor ammoniak is onzeker of en wanneer er een pijpleiding naar Duitsland komt. Transport van ammoniak per binnenschip en spoor is volgens het kabinet Schoof mogelijk een optie, maar vanwege veiligheidsrisico's minder aantrekkelijk (paragraaf 4.6). Tot slot is ook onzeker hoe de genoemde hoeveelheid financieel kan worden ondersteund: de middelen die momenteel in Nederland en Duitsland beschikbaar zijn voor het op import gerichte H₂Global-subsidieprogramma⁵⁸ kunnen naar verwachting slechts de import van 0,05 megaton waterstof-equivalent (6 petajoule) per jaar gedurende 10 jaar subsidiëren⁵⁹. Maar mogelijk is import van groene waterstof(dragers) voor Duitse raffinaderijen ook zonder H₂Global-subsidie rendabel.

Import van groene waterstof via pijpleidingen vanuit Spanje en Portugal is op zijn vroegst vanaf 2032 mogelijk

Import van groene waterstof uit de door de rijksoverheid beoogde exportlanden Portugal en Spanje kan goedkoper via pijpleidingen plaatsvinden dan per zeeschip (zie paragraaf 4.3.2). In het kader van de *European Hydrogen Backbone* zijn er daadwerkelijk plannen voor het aanleggen van een corridor vanaf het Iberische schiereiland naar het Noorden (EHB 2023). Voor de BARMAR en de HYFEN pijpleidingen – van Barcelona naar Marseille en van Marseille naar Duitsland – is de verwachting volgens de websites van die projecten dat ze in 2030 in gebruik kunnen worden genomen. Waterstof die via deze route naar Duitsland wordt getransporteerd zou in principe – als er vraag naar is en er voldoende aanbod is – via de Delta Rhine Corridor verder naar Chemelot en de Rotterdamse haven kunnen worden getransporteerd. Deze pijpleiding zal echter – zoals in paragraaf 4.1.4 is aangegeven – op zijn vroegst in 2032 beschikbaar zijn.

Er kunnen haken en ogen zitten aan de import van waterstof(dragers)

Hoewel het financieel aantrekkelijk kan zijn om de Nederlandse en Europese klimaatambities deels in te vullen met groene waterstof die in wind- en zonrijke landen met veel ruimte is geproduceerd, gelden daarbij wel een aantal aandachtspunten:

- Internationaal erkende certificeringschema's voor productie, transport en omzetting van CO₂-vrije of -arme waterstof in/uit waterstofdragers zijn nog niet vastgesteld. Volgens (IEA 2024) heeft de *International Organization for Standardization (ISO)* daarvoor wel een

⁵⁸ H₂Global organiseert tenders om – via een veilingsysteem – op basis van tienjarige contracten waterstof van derde landen in te kopen en door te verkopen aan de industrie in de vorm van éénjarige contracten. Er wordt daarbij waterstof via langetermijncontracten ingekocht tegen een zo laag mogelijke prijs en verkocht aan de hoogste bieder via kortetermijncontracten. H₂Global compenseert vervolgens het eventuele prijsverschil tussen grijze en groene waterstof.

⁵⁹ Waarvan 0,008 megaton in Nederland en 0,045 megaton in Duitsland ([BMWK - Important step for global hydrogen ramp-up – Germany will work with H₂Global to import green hydrogen products on a large scale from 2027](#)).

methodologie ontwikkeld die als basis daarvoor kan dienen. Naar verwachting is die in 2025 of 2026 gereed.

- Voor de bestrijding van het wereldwijde klimaatprobleem lijkt het weinig zinvol om waterstof uit ontwikkelde landen met een eigen (ambitieuw) klimaatbeleid – zoals Australië, Chili en Canada – te importeren, zolang die landen de eigen elektriciteits- en industriële productie nog niet verregaand hebben verduurzaamd. Export naar Nederland kan immers ten koste gaan van hun eigen verduurzamingsopgave. Bovendien kunnen het zeetransport en de omzettingstappen in en uit transporteerbare waterstofdragers⁶⁰ tot extra emissies leiden, tenzij daarvoor alleen hernieuwbare energie wordt gebruikt. Als het gaat om landen die zelf geen sterk ontwikkelde industrie en/of ambitieus klimaatbeleid hebben, kunnen op import gerichte samenwerkingsverbanden er mogelijk toe kunnen leiden dat er in de exporterende landen productiecapaciteit voor hernieuwbare elektriciteit en waterstof komt die anders niet gerealiseerd zou zijn. Westerse bedrijven en overheden moeten dan wel bereid zijn om te helpen deze projecten te ontwikkelen, te financieren, te bouwen en te opereren.
- Volgens een recente studie van PBL (PBL 2024b) verhoogt de productie (en export) van waterstof(derivaten) uit lage- en middeninkomenslanden⁶¹ de risico's op waterschaarste en land-gerelateerde conflicten. Voor opwekking van hernieuwbare elektriciteit en waterstofproductie is namelijk veel ruimte (paragraaf 4.4) en water (paragraaf 4.5) nodig, wat ten koste kan gaan van andere toepassingen, zoals landbouw en drinkwatervoorziening. Ook kan het ten koste gaan van investeringen in andere klimaatmaatregelen. Tegelijkertijd kan groene waterstof ook juist kansen bieden, zoals luchtkwaliteitsverbetering, verbetering van de toegang tot water⁶² en het mogelijk maken van vergroening van de industrie. Daarvoor is volgens de PBL-studie wel nodig dat de waterstofstrategie samenloopt met bredere ontwikkelingsplannen voor het watersysteem, voor de vergroening van de industrie en voor de energievoorziening.
- In niet-democratische landen en/of landen met een zwak bestuur bestaat het risico dat de export van groene waterstof(dragers) alleen ten goede komt aan een rijke bovenlaag, en mogelijk zelfs ten koste gaat van de leefomstandigheden van de rest van de bevolking (zie vorige punt). Als een land bij de export van andere grondstoffen op dat gebied een negatieve *track record* heeft lijkt het niet erg aannemelijk dat het bij waterstofexportprojecten beter zal gaan.
- Als de prijs van geïmporteerde waterstof(derivaten) op termijn lager zou zijn dan de Nederlandse productiekosten, en het aanbod groot is, kan dat tot gevolg hebben dat de Nederlandse productiecapaciteit die met veel subsidies is opgebouwd op termijn weer verdwijnt.

⁶⁰ Onder andere ammoniak, methanol, vloeibare organische waterstofdragers of vloeibare waterstof.

⁶¹ De studie is vooral gericht op landen in Afrika, maar waarschijnlijk zijn de conclusies ook van toepassing op lage- en middeninkomenslanden in andere regio's.

⁶² Dat kan door een installatie voor de ontzilting van zeewater te overdimensioneren, dat wil zeggen een grotere capaciteit te geven dan nodig is voor de elektrolyser.

4.2 Netbalancering

De rijksoverheid ziet voor elektrolyzers een belangrijke rol in het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit

In (NPE 2023) en het Programma Energiehoofdstructuur (PEH 2024) wordt gesteld dat waterstof nodig is voor de verduurzaming van een aanzienlijk deel van de vraag naar energie⁶³, maar tevens dat elektrolyzers daarbij een belangrijke rol kunnen spelen voor het balanceren van vraag en aanbod naar elektriciteit. ‘Overschotten aan elektriciteitsproductie kunnen via elektrolyse worden omgezet naar waterstof, dat desgewenst voor korte en/of langere termijn opgeslagen kan worden voor periodes wanneer de energie daadwerkelijk benodigd is.’ Bij verwezenlijking van de ambitie van 21 gigawatt wind op zee in 2032 zouden elektrolyzers (en andere vormen van elektrificatie in de industriële clusters aan de kust) dan al die rol moeten vervullen. Volgens (EZK 2022b) kan van dat vermogen 11 gigawatt worden ingevoed op het hoogspanningsnet op land om getransporteerd te worden naar afnemers in het binnenland: ‘De aanvullende circa 10,7 gigawatt kan niet zonder meer op het landelijke hoogspanningsnet worden ingevoed en getransporteerd, maar zal zoveel mogelijk nabij de aanlandingslocaties verbruikt moeten worden. [...] De aangevoerde elektriciteit kan daar ter plekke worden benut voor elektrificatie van industriële processen en/of de productie van groene waterstof. Daarvoor is het wel het noodzakelijk dat er voldoende elektriciteitsvraag ontwikkelt met het juiste vraagprofiel om het extra aanbod windenergie op zee te benutten.’

Gecombineerde tenders zijn een manier waarop de overheid dit wil verwezenlijken

Een manier waarop de overheid overbelasting van het elektriciteitsnet wil voorkomen zijn zogeheten gecombineerde tenders. (Guidehouse 2020) beschrijft dat het oogmerk daarvan is dat een ontwikkelaar van een windpark bij een groot aanbod van hernieuwbare elektriciteit – als de elektriciteitsprijzen laag zijn – op dat moment meer waarde uit waterstofproductie kan halen dan uit elektriciteit. ‘Wanneer de elektriciteitsprijs weer stijgt zal de elektrolyser teruggeschakeld worden naar de minimale basislast en zal het (resterende) aandeel windenergie verkocht worden op de elektriciteitsmarkt. [...] Vanuit het perspectief van netontwikkelaars bieden gecombineerde tenders ook voordelen. Door de aanlandingslocatie af te stemmen met een grootschalige afnemer van elektriciteit in de vorm van een elektrolyser is optimalisatie mogelijk voor zowel het net op zee als het achterliggende net op land.’

De tenders voor de kavels Hollandse Kust (west) kavel VII en IJmuiden Ver Beta zijn de eerste die invulling aan dit idee hebben gegeven. In de tenders was de integratie in het energiesysteem van de grote hoeveelheid elektriciteit die de windparken van respectievelijk 795 megawatt en 2 gigawatt zouden produceren een zwaarwegend beoordelingscriterium. RWE heeft de eerstgenoemde tender gewonnen met het aanbod om het windpark te zullen combineren met drijvende zonnepanelen, 600 megawatt elektrolysecapaciteit en 225 megawatt elektrische boilers voor stadsverwarming (Energiea 31-10-2024)⁶⁴. RWE heeft inmiddels een bouw- en milieuvergunning binnen voor een elektrolyser van 100 megawatt in de Eemshaven, maar een definitieve investeringsbeslissing was op 31-10-2024 nog niet genomen. Of RWE – dat inmiddels een joint venture met TotalEnergies is

⁶³ Hoofdstuk 2 laat zien dat waterstof ook als grondstof kan worden gebruikt, bijvoorbeeld voor de productie van ammoniak (NH₃).

⁶⁴ [RWE heeft vergunning tweede elektrolyser Eemshaven | Energiea](#).

aangegaan – inderdaad 600 megawatt elektrolyzers gaat bouwen is nog niet bekend. Er kan ook gekozen worden voor andere flexibele opties, zoals batterijen, elektrische boilers en het laden van elektrische voertuigen. De tender voor IJmuiden Ver Beta had naast het criterium van systeemintegratie tevens als criterium dat het windpark zou bijdragen aan het voorkomen van transportschaarste op het elektriciteitsnet op land (EZK 2024b). Zeevonk II – een joint venture van Vattenfall en CIP – heeft deze tender in 2024 gewonnen met het bod om het windpark van 2 gigawatt en een drijvend zonnepark van 50 megawatt te combineren met een elektrolyser van 1 gigawatt in de buurt van het aanlandingspunt op de Maasvlakte. In de vergunning wordt opgenomen dat Zeevonk II er voor moet zorgen dat de residuele netbelasting van het windpark op geen enkel moment boven 1 gigawatt uitkomt. Zeevonk II moet een dreigend surplus dus afvangen met een elektrolyser of eventueel een andere technologie voor flexibele afname. Volgens de vergunning wordt de installatie uiterlijk 72 maanden – 6 jaar – na onherroepelijk worden van de vergunning in gebruik genomen, oftewel uiterlijk 2030.

Initiatiefnemers voor groenewaterstofproductie beogen echter een zo vlak mogelijk productieprofiel met zoveel mogelijk vollasturen

Het oogmerk van de rijksoverheid is dus dat elektrolyzers aan de kust vooral overschotten van wind op zee zullen gebruiken. Daarmee zouden elektrolyzers echter maar een relatief beperkt aantal vollasturen per jaar kunnen realiseren, wat tot hoge kapitaalslasten per kilogram waterstof zou leiden⁶⁵. Uit de interviews die we met initiatiefnemers voor groenewaterstofproductie en met Tennet hebben gehouden komt inderdaad het beeld naar voren dat ze er met het oog op kostenoptimalisatie en een meer gelijkmatige bedrijfsvoering⁶⁶ inderdaad naar willen streven om zoveel mogelijk vollasturen te produceren. Dat willen ze bereiken door een combinatie van PPA's met (overgedimensioneerde) windparken op zee en zonneparken op land, en inkoop van elektriciteit van het net op momenten dat er onvoldoende aanbod van hernieuwbare elektriciteit is om op minimumlast⁶⁷ door te kunnen draaien óf wanneer de prijzen op de spotmarkt laag genoeg zijn om extra productie te kunnen draaien. Door overdimensionering van de PPA's – waarbij alle elektriciteit die tot aan het

⁶⁵ Uit eigen berekeningen met ons elektriciteitsmodel Competes blijkt dat het aantal vollasturen van een elektrolyser, die een vermogen van 50 procent heeft ten opzichte van het toeleverende windpark en alleen de elektriciteit gebruikt die het windpark boven die 50 procent produceert, bij zo'n productieprofiel ongeveer de helft lager is dan wanneer dezelfde elektrolyser *alle* elektriciteit zou krijgen *tót* 50 procent van het vermogen van het windpark. Dat betekent dat de kapitaalslasten per kilogram groene waterstof in het eerste geval 2 keer zo hoog zijn. Daar zal tegenover staan dat de elektriciteitskosten per kilogram bij gebruik van alleen overschotten waarschijnlijk lager zullen zijn. Hoe dit per saldo voor de totale productiekosten uitpakt is alleen te berekenen als het verschil in elektriciteitsprijzen in beide productieprofielen bekend zou zijn. De afspraken die eigenaren van elektrolyzers daarover in stroomafnameovereenkomsten (PPA's) maken met de eigenaren van windparken op zee zijn echter niet openbaar.

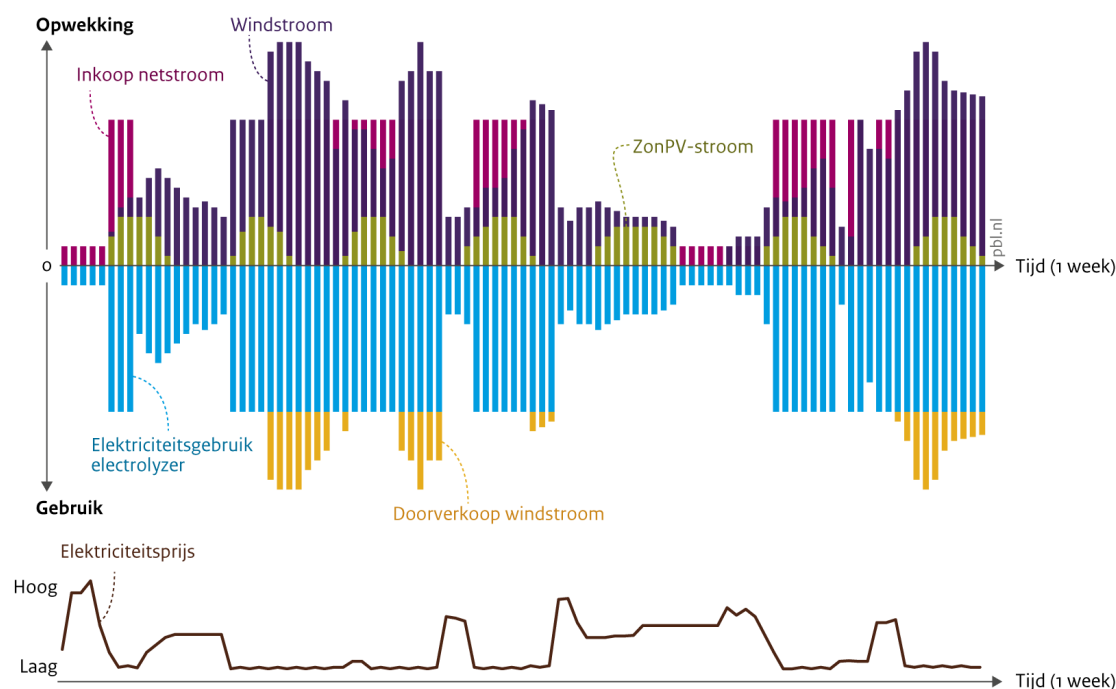
⁶⁶ Een gelijkmatig productieprofiel leidt waarschijnlijk tot minder snelle degradatie van de elektroden en past meestal beter bij de wensen van de afnemer van de groen waterstof. Pas als er een waterstofnetwerk ligt met opslagfaciliteiten zal een gelijkmatig aanbodprofiel van elektrolyzers minder van belang zijn.

⁶⁷ Uit de interviews kwam het beeld naar voren dat de minimale last van een stack – de module waarin de feitelijke elektrolyse plaatsvindt – waarschijnlijk niet lager dan ongeveer 20 procent van het elektrisch vermogen kan zijn. Onder dat percentage kan door diffusie door het membraan de concentratie waterstof in de zuurstofstroom te hoog worden waardoor explosiegevaar kan ontstaan. Een elektrolyser die uit meerdere stacks bestaat kan onder die 20 procent komen door een of meerdere stacks geheel af te schakelen. Veelvuldig afschakelen kan echter tot versnelde degradatie van de stacks leiden.

vermogen van de elektrolyser wordt geproduceerd voor de elektrolyser is – kunnen meer vollasturen worden gerealiseerd, maar zullen er ook momenten zijn dat het windpark meer elektriciteit produceert dan de elektrolyser kan gebruiken. De geïnterviewde initiatiefnemers gaven aan dat deze overschotten zullen worden doorverkocht op de spotmarkt voor elektriciteit. Figuur 4.1 geeft dit productieprofiel schematisch weer. Naarmate er meer grote windparken op zee komen zal de waarde van die overschotten op de spotmarkt naar verwachting te laag worden om overdimensionering economisch te rechtvaardigen. Op de langere termijn zal naar verwachting vooral waarde worden gehaald uit het voorkomen van curtailment door met een niet-overgedimensioneerde PPA het profiel van het windpark te volgen.

Figuur 4.1

Schematische weergave van door initiatiefnemers beoogd productieprofiel van 1 week waterstofproductie



Bron: HyCC 2024; bewerking PBL

De verhouding groene waterstof (RFNBO) en *low-carbon* waterstof die met die elektriciteitsmix geproduceerd wordt, komt overeen met de verhouding hernieuwbare en grijze elektriciteit; voorwaarde is dat de totale emissiereductie minimaal 70 procent bedraagt ten opzichte van de fossiele referentiewaarde van 11,28 kilogram CO₂ per kilogram waterstof (gedelegeerde handeling 2023/1185)⁶⁸. Als in een tijdvak van ten hoogste een kalendermaand niet aan deze voorwaarde wordt voldaan, wordt de gehele waterstofproductie in dat tijdvak aangemerkt als grijze waterstof. Met de huidige emissiefactor van elektriciteit van het net – circa 430 gram CO₂ per kilowattuur – zal het toegestane aandeel daarvan in de mix beperkt zijn, maar naarmate het percentage

⁶⁸ Deze gedelegeerde handeling stelt een minimumdrempel vast voor broeikasgasemissiereducties door brandstoffen op basis van hergebruikte koolstof. Specificeert ook een methode voor het evalueren van broeikasgasemissiereducties door hernieuwbare vloeibare en gasvormige transportbrandstoffen van niet-biologische oorsprong en door brandstoffen op basis van hergebruikte koolstof.

hernieuwbare in elektriciteit van het net toeneemt zal het aandeel kunnen toenemen. Volgens (KEV 2024) zal de emissiefactor van netstroom in respectievelijk 2030 en 2035 zijn gedaald naar respectievelijk 100 en 65 gram CO₂ per kilowattuur.

Er zijn ook andere opties voor netbalancing

Als elektrolyzers met het oog op een zo groot mogelijk aantal vollasturen en een gelijkmatig productieprofiel daadwerkelijk zoveel mogelijk op basislast zullen draaien, zal de hoeveelheid elektriciteit van wind op zee die beschikbaar is voor het net sterk variëren. In plaats van de gewenste situatie dat elektrolyzers vooral overschotten gebruiken zullen die juist op het elektriciteitsnet komen. Het net wordt dan weliswaar niet overbelast, maar is wel moeilijker te balanceren. Als de rijksoverheid en netbeheerders toch willen bereiken dat elektrolyzers vooral overschotten van wind op zee gebruiken kunnen ze proberen dat met daarop toegespitste tarieven (kortingen) aantrekkelijk te maken. Om het verlies aan vollasturen dat daarmee gepaard gaat te kunnen compenseren zijn daarvoor waarschijnlijk forse kortingen nodig. Overigens zal een elektrolyser in dat geval een sterk fluctuerend waterstofaanbod produceren, wat voor de meeste potentiële afnemers niet wenselijk is. Zolang het Nederlandse waterstofnetwerk niet beschikbaar is (zie paragraaf 4.1.4) zal een elektrolyser met een dergelijk productieprofiel moeten beschikken over eigen opslagcapaciteit.

Als alternatief kunnen er flexibiliteitsopties worden ingezet die wél vooral worden ingezet als de hoeveelheid elektriciteit van wind op zee groter is dan de netcapaciteit. Als we ons beperken tot opties die in industriële clusters aan de kust kunnen worden gerealiseerd komen de volgende opties in aanmerking (TNO 2024f):

- Grootschalige elektrische boilers en industriële warmtepompen. Vooral elektrische boilers hebben relatief lage investeringskosten en zijn daarom geschikt als aanvulling op een gasgestookte boiler (samen een hybride boiler). Dat het aantal vollasturen beperkt is als de elektrische boiler alleen bij lage elektriciteitsprijzen wordt aangezet is vanwege die lage investeringskosten niet bezwaarlijk. Volgens (McKinsey 2024) kan met deze technologieën in Nederland 20 gigawatt aan flexibele capaciteit worden gerealiseerd; op dit moment is het geïnstalleerde vermogen echter nog laag. In (KEV 2024) wordt uitgegaan van 2 gigawatt aan elektrische boilers.
- Uitwisseling van elektriciteit via interconnectoren met het buitenland. Tussen Noord-Nederland en Noorwegen ligt al de NorNed-kabel met een capaciteit van 700 megawatt. Nederlandse elektriciteitsoverschotten kunnen worden gebruikt om water omhoog te pompen en op te slaan in stuwmereen. Daarmee kan elektriciteit worden geleverd aan Nederland op momenten dat daar vraag naar is. In principe kunnen meer interconnectoren worden aangelegd, bijvoorbeeld rechtsreeks vanuit de windenergiegebieden naar Groot-Brittannië (EZK 2024c).
- Elektriciteitsopslag in batterijen of *long duration energy storage* (LDES). Voorbeelden zijn flowbatterijen, *metal anode batteries*, *compressed air energy storage* (CAES) en *pumped hydro storage* (PHS, ondergronds of in een valmeer). De capaciteit wordt door (McKinsey 2024) geraamd op meer dan 2 gigawatt.

Als de gewenste flexibele vraag niet of in onvoldoende mate door deze opties kan worden geleverd, kan ook het elektriciteitsaanbod worden verlaagd door het afschalen of -schakelen van windparken op zee (curtailment).

4.3 Kostenverlaging

4.3.1 Productiekosten van groene waterstof in Nederland

Productiekosten van groene waterstof zijn vooralsnog aanzienlijk hoger dan die van grijze of blauwe waterstof

De productiekosten van groene waterstof worden voornamelijk bepaald door de investeringskosten, de kosten van de gebruikte elektriciteit en de tarieven voor de aansluiting op het hoogspanningsnet, het aantal vollasturen dat jaarlijks kan worden gerealiseerd en vaste onderhoudskosten. Kosten voor gedemineraliseerd water – nodig voor de elektrolyse – zijn in verhouding veel kleiner en worden in dit hoofdstuk verder niet in beschouwing genomen. Er wordt ook geen rekening gehouden met opbrengsten uit de eventuele verkoop van zuurstof en restwarmte. Benutting daarvan vergt extra investeringen, terwijl het bijproducten zijn met een beperkte waarde. Bovendien zal het in de meeste gevallen lastig zijn om er een afnemer voor te vinden.

In (PBL 2024a) is berekend dat de productiekosten voor een elektrolyser die nu zou worden gebouwd en die via het Tennet-hoogspanningsnet worden voorzien van hernieuwbare elektriciteit van windparken op de Noordzee, gedurende de komende 15 jaar gemiddeld 16 euro per kilogram waterstof zouden bedragen. (TNO 2024c) komt op basis van op sommige onderdelen afwijkende uitgangspunten – hogere investeringskosten en vollasturen, maar lagere netwerkkosten – tot een bandbreedte van 12 tot 14 euro per kilogram waterstof, eveneens voor de komende 15 jaar. En tot slot: de gemiddelde genivelleerde kosten⁶⁹ voor groenewaterstofproductie die gelden voor de 7 Nederlandse aanvragers voor subsidie in het kader van de eerste ronde van de *European Hydrogen Bank* bedragen 9,80 euro per kilogram waterstof (EC 2024). Ondanks deze verschillen kan geconcludeerd worden dat de productiekosten van groene waterstof voor een nu gebouwde elektrolyser de komende 15 jaar aanzienlijk hoger zullen zijn dan die van grijze en blauwe waterstof. In (PBL 2024a) worden de productiekosten van grijze waterstof op basis van het gemiddelde van de verwachte aardgasprijzen in de komende 15 jaar geraamd op 2,5 euro per kilogram. Blauwe waterstof zal vanwege de SDE++-subsidie op CO₂-afvang en -opslag nauwelijks duurder zijn.

Ook groene waterstof uit elektrolyzers die in of na 2030 worden gebouwd zullen waarschijnlijk niet concurreren met grijze en blauwe waterstof

In het achtergrondrapport over waterstof van de TVKN-studie (Elzenga en Strengers 2024) zijn voor elektrolyzers die in respectievelijk 2030 en 2040 worden gebouwd productiekosten van respectievelijk 7 tot 10 en 6 tot 9 euro per kilogram waterstof geraamd. Daarmee waren de geraamde productiekosten nog steeds fors hoger dan die van groene en blauwe waterstof. Op dit moment – december 2024 – moet bovendien worden geconstateerd dat de berekeningen uit (Elzenga en Strengers 2024) inmiddels op een aantal onderdelen niet meer actueel zijn en moeten worden aangepast. Het gaat om de volgende kostenparameters, welke nader worden toegelicht in het tekstkader ‘Toelichting op aanpassingen kostenparameters ten opzichte van (Elzenga en Strengers 2024)’:

⁶⁹ De genivelleerde kosten (in het Engels: *levelised costs*) zijn een maatstaf voor de gemiddelde netto huidige kosten van waterstofproductie voor een groenewaterstoffabriek gedurende zijn levensduur. Meestal wordt daarvoor 15 jaar aangehouden.

- De investeringskosten in 2030 en 2040 zijn naar verwachting hoger dan geraamd in (Elzenga en Strengers 2024).
- Netwerkkosten zijn naar verwachting lager dan geraamd in (Elzenga en Strengers 2024).
- Er wordt een stroommix gebruikt in plaats van alleen elektriciteit van wind op zee; het effect op de gemiddelde elektriciteitskosten is onzeker.

Doordat sommige aanpassingen zullen leiden tot hogere productiekosten en andere tot lagere, maar de mate waarin ze hoger of lager zullen zijn onbekend is, is het onzeker of en in welke mate de productiekosten per saldo hoger of lager zullen zijn dan berekend in (Elzenga en Strengers 2024). Het lijkt echter niet aannemelijk dat de lagere nettarieven en (mogelijk) lagere elektriciteitskosten zoveel tegenwicht bieden aan de hogere investeringskosten dat de productiekosten van een elektrolyzers die in 2030 worden gebouwd tijdens de levensduur gelijk of lager kunnen zijn dan die van grijze en blauwe waterstof. Ook de CO₂-prijs uit het *Emission Trading System* (ETS) zal de kostprijsverschillen voorlopig niet kunnen overbruggen; pas als die door de beoogde beëindiging van het uitgeven van emissierechten in 2039 tegen die tijd zeer hoog zou worden, kan ETS er mogelijk voor zorgen dat groene waterstof concurrerend wordt⁷⁰. We concluderen dat groene waterstof uit elektrolyzers die in of na 2030 worden gebouwd waarschijnlijk niet concurrerend zal zijn met grijze en blauwe waterstof. Dat betekent dat de productie en het gebruik van groene waterstof voorlopig alleen van de grond kan komen – en blijven – bij voldoende ambitieuze jaarverplichtingen in combinatie met voldoende hoge subsidies en/of voldoende bescherming tegen buitenlandse concurrentie. Richting 2040 zou een voldoende hoge ETS-prijs mogelijk de rol van subsidies kunnen overnemen (mits de Europese Commissie volgens plan de uitgifte van nieuwe emissierechten beëindigt).

Toelichting op aanpassingen kostenparameters ten opzichte van (Elzenga en Strengers 2024)

De investeringskosten in 2030 en 2040 zijn naar verwachting hoger. In (Elzenga en Strengers 2024) was voor de investeringskosten in 2030 uitgegaan van (ISPT 2022); in dat rapport, waaraan een groot aantal deskundigen heeft meegewerkt, werd destijds voor de investeringskosten van een elektrolyser van 1 gigawatt die in 2030 zou worden gebouwd een bandbreedte van 620 tot 950 euro per kilowatt elektrisch vermogen geraamd. Dat zou neerkomen op een kostendaling van 55 tot 70 procent in 6 jaar ten opzichte van de 2200 euro per kilowatt die in (PBL 2023 en PBL 2024a) voor de berekening van de SDE++-subsidies in 2024 werd gehanteerd. Voor 2040 werd in (Elzenga en Strengers 2024) een verdere halving van de investeringskosten verondersteld. In (Elzenga en Strengers 2024) werd daarbij opgemerkt dat dergelijke kostendalingen alleen zouden kunnen worden verwezenlijkt als voor 2030 en daarna wereldwijd op grote schaal in elektrolyzers zou worden geïnvesteerd, en de schaalgrootte van elektrolyzers daadwerkelijk fors zou toenemen. Weliswaar is er wereldwijd voor 520 gigawatt aan elektrolyseprojecten aangekondigd, maar is er vooralsnog voor

⁷⁰ In (Elzenga en Strengers 2024) is aangegeven dat het kostprijsverschil tussen groene en grijze waterstof overbrugd kan worden met een CO₂-prijs van ongeveer 400 tot 500 euro per ton. Om het kostprijsverschil tussen groene en blauwe waterstof met 56 procent afvang te overbruggen is een CO₂-prijs nodig van ongeveer 800 tot 1.100 euro per ton CO₂. Bij blauwe waterstof met 90 procent afvang zullen zelfs fors hogere CO₂-prijzen nauwelijks helpen om het kostprijsverschil met groene waterstof te verkleinen. Let wel: deze waarden gelden voor de (verschillen in) productiekosten die in (Elzenga en Strengers 2024) zijn gehanteerd.

‘slechts’ 20 gigawatt een definitieve investeringsbeslissing genomen (IEA 2024). Het vermogen van de grootste elektrolyzers is met 260 megawatt nog ver verwijderd van de 1 gigawatt-projecten waar de kostenraming in (ISPT 2022) op waren gebaseerd. Bovendien blijkt uit (TNO 2024) dat de investeringskosten voor elektrolyzers van 100 megawatt ten opzichte van de raming in (PBL 2024a) door inflatie en hogere kapitaalslasten zijn gestegen tot 3.050 euro per kilowatt. Het lijkt daarom op dit moment – december 2024 – niet meer aannemelijk dat de investeringskosten in 2030 zullen zijn gedaald tot het in (Elzenga en Strengers 2024) veronderstelde niveau. Hetzelfde geldt voor de waarden die voor 2040 zijn verondersteld: de veronderstelde 310 tot 475 euro per kilowatt komt overeen met een kostendaling van 85 tot 90 procent ten opzichte van de waarde uit (TNO 2024). Dergelijke kostendalingen zijn waarschijnlijk alleen haalbaar voor seriematig geproduceerde energietechnologieën – zoals batterijen en zonnepanelen – maar niet voor complete groene waterstoffabriekenfabrieken, die immers voor een groot deel uit uitontwikkelde technologie bestaan, en waarbij veel ingenieurswerk bij komt kijken. (Ramboll 2023) raamt dat een toekomstige kostendaling van maximaal 60 procent ten opzichte van huidige niveaus mogelijk kan zijn. Al met al is het vrijwel zeker dat de werkelijke investeringskosten in 2030 en 2040 hoger zullen zijn dan verondersteld in (Elzenga en Strengers 2024), maar in welke mate is niet te voorspellen.

Netwerkkosten zijn naar verwachting lager. Doordat elektrolyzers vanaf 2024 gebruik kunnen maken van een tijdsduurgebonden transportrecht⁷¹ – waardoor ze bijdragen aan het verminderen of voorkomen van netcongestie – komen ze in aanmerking voor een lager nettatarief dan bij een contract waarbij op alle uren van het jaar elektriciteit kan worden afgenomen. Naar verwachting kan de korting rond 45 procent bedragen. Doordat de raming van de ‘normale’ gemiddelde nettarieven in de komende 15 jaar echter inmiddels hoger is dan de waarde in (Elzenga en Strengers 2024) – 246 versus 191 euro per kilowatt per jaar – zullen de netwerkkosten per saldo naar verwachting 30 procent lager zijn dan de waarde uit (Elzenga en Strengers 2024).

Het aantal vollasturen is waarschijnlijk hoger. In (Elzenga en Strengers 2024) is verondersteld dat elektrolyzers alleen hernieuwbare elektriciteit van windparken op zee zouden gebruiken, en daarvoor stroomafnameovereenkomsten⁷² zouden afsluiten voor een windvermogen dat even groot was als het elektrolyservermogen. Daarmee zou het productieprofiel van de elektrolyser gelijk zijn aan dat van het windpark. Geraamd werd dat daarmee in 2030 en 2040 jaarlijks 4.740 vollasturen productie zouden kunnen worden gerealiseerd. Zoals gezegd in paragraaf 4.2 komt echter uit interviews het beeld naar voren dat initiatiefnemers voor groenwaterstofproductie er met het oog op kostenoptimalisatie en een gelijkmatig productieprofiel naar willen streven om zoveel mogelijk vollasturen te produceren. Dat willen ze bereiken door een combinatie van stroomafnameovereenkomsten met (eventueel overgedimensioneerde) windparken op zee en zonneparken op land, en inkoop van elektriciteit van het net op momenten dat er onvoldoende aanbod van hernieuwbare elektriciteit is om op minimumlast door te kunnen draaien óf wanneer de prijzen op de spotmarkt laag genoeg zijn om extra productie te kunnen draaien. Het is moeilijk te voorspellen in welke mate en in welke richting – hoger of lager – de gemiddelde stroomprijs van de gebruikte mix zal afwijken van de in (Elzenga en Strengers 2024) veronderstelde waarden (respectievelijk 41 tot 81 euro per

⁷¹ Het tijdsduurgebonden transportrecht geeft de aangeslotene recht op transport gedurende een vastgesteld aantal uren per jaar. Dit transportrecht komt beschikbaar op de netten van de landelijk netbeheerder TenneT, en het aantal beschikbare uren wordt op 85% van het totaal aantal uren op jaarbasis gesteld (Staatscourant 2024, 23594).

⁷² In het Engels: *Power Purchase Agreement (PPA)*.

megawattuur in 2030 en 51 tot 91 euro per megawattuur in 2040). Dat komt onder meer doordat niet bekend is welke prijzen in stroomafnameovereenkomsten (zullen) worden afgesproken (hoeveel bedragen van meer dan 90 euro per megawattuur zijn genoemd), tot welke maximumprijs gebruik wordt gemaakt van netstroom en voor welke prijs elektriciteitsoverschotten zullen worden doorverkocht op de spotmarkt.

4.3.2 Importkosten van groene waterstof

Export naar Nederland vereist transport per pijpleiding of per schip

Het gemeenschappelijke kenmerk van de door de Nederlandse overheid en het Rotterdamse havenbedrijf beoogde exportlanden (paragraaf 4.1.5) is dat ze door een combinatie van gunstige wind- en/of zoncondities en veel beschikbare ruimte een groot potentieel hebben voor de opwekking van goedkope hernieuwbare elektriciteit. Daardoor kunnen ze in potentie grote hoeveelheden goedkope groene waterstof produceren. Een ander gemeenschappelijk kenmerk van een groot aantal van de beoogde landen – met uitzondering van Spanje en Portugal – is echter dat ze zo ver van Nederland vandaan liggen dat zeetransport nodig is. Om waterstof per schip te kunnen importeren moet het eerst vloeibaar worden gemaakt (bij -253 graden Celsius) of worden omgezet in een ‘waterstofdrager’ waaruit op de plaats van bestemming door reconversie weer waterstof kan worden gewonnen. De meest genoemde potentiële waterstofdragers zijn ammoniak, methanol en LOHC’s⁷³. Voornamelijk lijken de meeste bedrijven in te zetten op ammoniak als waterstofdrager⁷⁴, mogelijk omdat de geraamde kosten lager zijn dan bij andere waterstofdragers, ammoniak al wereldwijd wordt verhandeld en het bovendien als voordeel heeft dat het ook als zodanig kan worden toegepast in de kunstmestindustrie.

Er zijn alleen kostenramingen beschikbaar, geen informatie over werkelijke prijzen

Voor de werkelijke kosten van import van waterstof uit andere landen zijn nog geen openbare cijfers uit praktijksituaties bekend, alleen studies met ramingen van de verwachte kosten. Deze ramingen zijn omgeven met onzekerheden. Bovendien geldt dat kosten niet per se maatgevend zijn voor de marktprijzen, met name in de periode dat de markt nog niet volwassen is. Uit (IEA 2024) blijkt dat de wereldwijde, voor export beschikbare hoeveelheden waarschijnlijk voorlopig nog zeer beperkt zijn (zie paragraaf 4.1.5), terwijl er veel landen zijn die grote importambities hebben. Dat kan betekenen dat de werkelijke prijzen die voor geïmporteerde waterstof(dragers) moeten worden betaald aanvankelijk hoog zullen zijn. Maar dat kan ook voor in Nederland geproduceerde groene waterstof gelden, zolang de vraag hoger is dan de productiecapaciteit. Daarom kan het toch nuttig zijn om kosten van import en van eigen productie met elkaar te vergelijken.

De kosten van import van groene waterstof via pijpleidingen zijn naar verwachting lager dan die van productie in Nederland

(AIT 2022) raamt voor de kosten voor import via pijpleiding uit Spanje en Tunesië respectievelijk 3,5 tot 5 en 4 tot 6 euro per kilogram. De onder- en bovenwaarden van de bandbreedtes gelden voor

⁷³ Liquid Organic Hydrogen Carriers oftewel vloeibare organische waterstofdragers.

⁷⁴ Getuige een aantal initiatieven voor de bouw van importterminals voor ammoniak in het Rotterdamse havengebied.

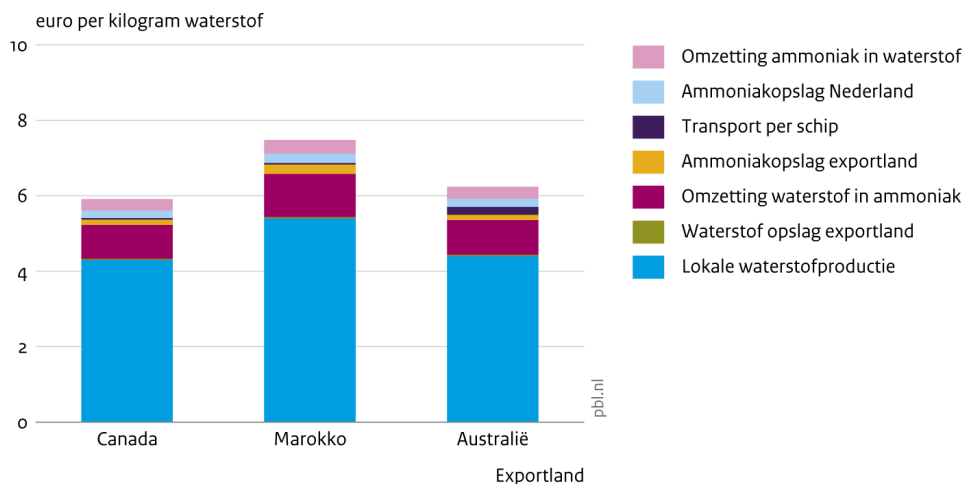
respectievelijk een optimistisch en een pessimistisch scenario⁷⁵. Het grootste deel van de totale kosten bestaat uit productiekosten van groene waterstof, en slechts een klein deel – enige tientallen eurocenten per kilogram – uit transportkosten. Daarbij wordt verondersteld dat er zoveel mogelijk hergebruik van aardgasleidingen zal plaatsvinden. Als de pijpleidingen er eenmaal liggen is verder alleen compressie nodig. Zoals aangegeven in paragraaf 4.1.5 zal transport via pijpleidingen van Spanje naar Nederland op zijn vroegst in 2032 beschikbaar zijn. Overigens zal de raming van de productiekosten waarschijnlijk te optimistisch zijn, aangezien (AIT 2022) voor 2030 uitgaat van investeringskosten voor een groene waterstoffabriek die meer dan drie keer zo laag zijn⁷⁶ als de 3.050 euro per kilowatt die (TNO 2024c) voor 2024 raamt. Maar ook als hiervoor gecorrigeerd zou worden zullen de totale importkosten waarschijnlijk lager zijn dan die van eigen productie in Nederland. Een extra aanwijzing daarvoor is dat de gemiddelde genivelleerde kosten van de Spaanse aanvragers voor subsidie in het kader van de eerste ronde van de *European Hydrogen Bank* 5,80 euro per kilogram waterstof bedroeg, tegen 9,80 euro per kilogram van de Nederlandse aanvragers (EC 2024). Dat verschil van 4 euro per kilogram waterstof is veel groter dan de in (AIT 2022) geraamde transportkosten.

Of dat ook geldt voor transport per zeeschip is onzeker

Figuur 4.2 geeft voor 2030 een overzicht van de geraamde genivelleerde kosten van import per schip van groene waterstof in de Rotterdamse haven uit Canada, Marokko en Australië (TNO 2024d). Hoewel deze studie ook kostenramingen presenteert voor vloeibare waterstof en de dragers methanol en LOHC's, is er voor gekozen om in de figuur alleen de cijfers voor ammoniak te laten zien. De reden daarvoor is dat de meeste bedrijven vooralsnog lijken in te zetten op ammoniak als waterstofdrager.

Figuur 4.2

Genivelleerde kosten van import per schip van groene waterstof met ammoniak als waterstofdrager, 2030



Bron: TNO 2024

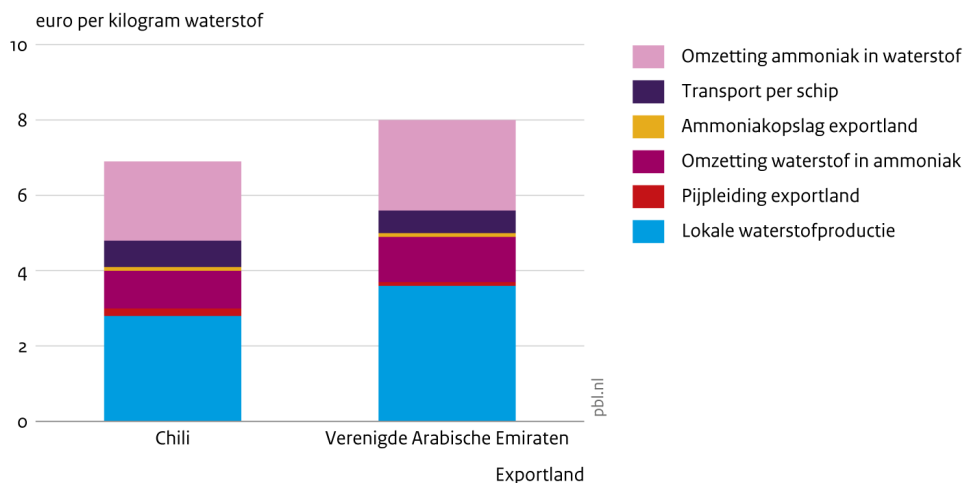
⁷⁵ De scenario's veronderstellen respectievelijk relatief lage en relatief hoge investerings-, transport- en financieringskosten en elektriciteitsprijzen.

⁷⁶ Te weten 917 euro per kilowatt.

Afhankelijk van het exportland bedragen de totale kosten van geïmporteerde waterstof in 2030 bijna 6 tot 7,5 euro per kilogram waterstof. Deze kosten zijn vergelijkbaar met die in het optimistische scenario in (AIT 2022) voor Chili en de Verenigde Arabische Emiraten (zie figuur 4.3). De totale kosten voor import van waterstof-via-ammoniak bedragen daarin respectievelijk bijna 7 euro per kilogram voor import uit Chili en 8 euro per kilogram voor import uit de Verenigde Arabische Emiraten. Voor een aantal processtappen zijn er echter aanzienlijke verschillen tussen beide studies: In (TNO 2024) zijn de productiekosten van groene waterstof aanmerkelijk hoger dan in (AIT 2024), terwijl voor de kosten voor de omzetting van ammoniak in waterstof en het transport per schip het omgekeerde geldt. Overigens zijn de kostenramingen in het pessimistische scenario in (AIT 2022) aanzienlijk hoger dan in het optimistische scenario: respectievelijk 13 euro per kilogram voor Chili en 14 euro per kilogram voor de Verenigde Arabische Emiraten. (AIT 2022) geeft voor dat pessimistische scenario helaas geen uitsplitsing per processtap.

Figuur 4.3

Genivelleerde kosten van import per schip van groene waterstof met ammoniak als waterstofdrager, 2030



Bron: AIT 2022

De grote bandbreedtes en onderlinge verschillen maken duidelijk dat ramingen voor de totale kosten van import van waterstof per schip nog zeer onzeker zijn, en dat daarom feitelijk niet valt te voorspellen of die kosten lager of hoger zullen zijn dan die van productie in Nederland.

Import en toepassing van halffabricaten in Nederland is waarschijnlijk wel goedkoper

Als ammoniak in Nederland als zodanig wordt toegepast – bijvoorbeeld in de kunstmestindustrie of als scheepsbrandstof – en niet wordt omgezet naar waterstof, kunnen de kosten voor import naar verwachting wel lager zijn dan die voor productie van groene ammoniak in Nederland. Om in Nederland groene ammoniak te produceren moet na de groenewaterstofproductie immers nog een extra productiestap worden doorlopen, terwijl bij geïmporteerde ammoniak de laatste stap (de omzetting naar waterstof) juist kan vervallen. Mogelijk zijn dergelijke kostenvoordelen ook te halen in de staalindustrie en de chemische industrie: in plaats van import van waterstof(dragers) om er in Nederland bijvoorbeeld *Direct Reduced Iron* (DRI), methanol of biogene en synthetische brandstoffen

mee te maken, kunnen deze producten ook in de exporterende landen worden geproduceerd. Het exporterende land creëert op die manier meer toegevoegde waarde⁷⁷.

4.4 Ruimtebeschikbaarheid

4.4.1 Ruimtebeslag en -beschikbaarheid tot 2030

In Nederlandse industriële clusters aan de kust is waarschijnlijk voldoende ruimte voor minimaal 10 gigawatt aan elektrolyzers

Tabel 3.1 in hoofdstuk 3 geeft een inventarisatie van initiatieven voor waterstofproductie die groter zijn dan 100 megawatt, die rond 2022 bekend werden gemaakt. De initiatieven hebben een gezamenlijk vermogen van ruim 10 gigawatt. De raming van het ruimtebeslag per industriële cluster in tabel 4.2 is gebaseerd op het gegeven dat het Rotterdamse Havenbedrijf voor het zogenoemde conversiepark – dat ruimte zou moeten bieden aan 1 gigawatt elektrolyservermogen – op de Maasvlakte 24 hectare heeft gereserveerd (Petrochem 2024). In dit park wordt momenteel door Shell de Holland Hydrogen 1 gebouwd, een elektrolyser van 200 megawatt met een ruimtebeslag van 4,5 hectare, oftewel 2,25 hectare per 100 megawatt. In tabel 4.2 wordt op basis hiervan gerekend met 2,3 hectare per 100 megawatt. We veronderstellen dat de benodigde 238 hectare voor de aangekondigde 10 gigawatt hoogstwaarschijnlijk in de clusters beschikbaar zal zijn; de beschikbaarheid van voldoende bouwgrond lijkt immers een minimale voorwaarde voordat bedrijven een plan wereldkundig maken. Naarmate elektrolyzers langer worden uitgesteld kunnen percelen mogelijk wel aan andere bedrijven worden toegekend. De beschikbaarheid is dus een momentopname.

Tabel 4.2

Overzicht van geraamd ruimtebeslag van de tot 2030 aangekondigde initiatieven in tabel 3.1 in hoofdstuk 3, totaal Nederland en per industriële cluster

	Vermogen (megawatt)	Ruimtebeslag (hectare)
Totaal Nederland	10.350	238
Totaal Zeeland	2.650	61
Totaal Rotterdamse haven	2.050	47
Totaal Noordzeekanaalgebied	700	16
Totaal Eemshaven	4.950	114

⁷⁷ Australië schijnt plannen voor de export van DRI te hebben ([Australia should export green iron because hydrogen exports will be ‘prohibitively expensive’: IEEFA | Hydrogen Insight](#)). Een fabriek die in Rotterdam is gepland voor de productie van synthetische vliegtuigbrandstoffen zal de grondstof daarvoor uit onder andere Scandinavië importeren ([Rotterdam krijgt fabriek van €1,5 mrd voor duurzamere vliegtuigbrandstof \(fd.nl\)](#)).

4.4.2 Ruimtebeslag en -beschikbaarheid na 2030

Op de langere termijn is de beschikbare ruimte voor elektrolyzers waarschijnlijk schaarser

Zoals vermeld in hoofdstuk 2 zet het NPE richting 2040 in op een elektrolysecapaciteit van 15 – 20 gigawatt (elektrische vermogen), en voor 2050 zelfs op 40 gigawatt.

Volgens het Programma Energiehoofdstructuur (PEH 2024) wordt toekomstig grootschalig elektrolysevermogen (> 100 megawatt) bij voorkeur gerealiseerd in en rond de industriële clusters die aan de Noordzeekust liggen, zoveel mogelijk in de buurt van (elektrische) aanlandlocaties van offshore windenergie en van het landelijke waterstofnetwerk dat op termijn de clusters met elkaar en met Duitsland en België zal verbinden: ‘Op deze manier worden elektriciteitsoverschotten gelijk omgezet in waterstof en hoeven ze niet getransporteerd te worden via het hoogspanningsnet.’ Het gaat om Eemshaven, Delfzijl, Noordzeekanaalgebied, Maasvlakte tot aan Botlek, Moerdijk, Vlissingen en Terneuzen tot Sluiskil.

In het programma ‘Verbindingen Aanlanding Windenergie op Zee 2031-2040’ (KGG 2024b)⁷⁸ zullen daarbovenop nieuwe keuzes worden vastgelegd over ongeveer 12 nieuwe aanlandingspunten voor windenergie van zee richting 2040, waarvan grofweg 10 voor gelijkstroomkabels van 2 gigawatt elk en 2 voor waterstofpijpleidingen. In de conceptnotitie reikwijdte en detailniveau van het programma VAWOZ 2031-2040 van februari 2024 (EZK 2024i) is door middel van regionale werksessies met belanghebbenden de kansrijkheid van locaties voor elektrolyzers nabij de mogelijke aanlandingspunten voor windenergie op zee onderzocht. Deze locaties zijn te zien als een aanvulling en/of verdieping op de voorkeursgebieden uit het Programma Energiehoofdstructuur (PEH 2024). In concrete zin is nagegaan of in een straal van 6 kilometer rond een 380 kV-station waar het aanlandingspunt via een omvormer-/transformatorstation op invoedt een areaal van 20 hectare beschikbaar is voor de bouw van een elektrolyser van 1 gigawatt, inclusief noodzakelijke voorzieningen⁷⁹. In het omvormer-/transformatorstation wordt de elektriciteit van wind op zee omgezet van gelijkstroom naar wisselstroom en naar 380 kilovolt getransformeerd. Ook voor dit station geldt in (EZK 2024i) als criterium dat het maximaal 6 kilometer van het 380 kV-station mag liggen, dus in hetzelfde zoekgebied als dat voor de elektrolyser. Dit maakt de ruimtelijke zoektocht uiteraard complexer. Bij de beoordeling van de kansrijkheid van elektrolyserlocaties is ook gekeken naar eventuele reserveringen voor andere bestemmingen en draagvlak van de decentrale overheden voor grootschalige elektrolyse, alsmede de beschikbaarheid van voldoende oppervlaktewater (zoet of zout) voor koeling en als proceswater. Er geldt een voorkeur voor bedrijventerreinen.

⁷⁸ In dat programma wordt voor de periode 2031-2040 bekeken hoe 29 gigawatt elektriciteitsproductie op zee aan land kan komen, bovenop de 21 gigawatt die al in gang is gezet voor 2032. Volgens de huidige planning wordt dat programma vastgesteld in 2025. In het programma zullen gekoppeld aan die aanlanding nieuwe voorkeursgebieden voor elektrolyse worden aangewezen. Bij een investeringsbesluit voor diepe aanlanding van elektriciteit van wind op zee naar Maasbracht, wordt ook Chemelot een voorkeursgebied voor elektrolyse.

⁷⁹ Volgens (EZK 2024i) kan het benodigde areaal 10 hectare zijn als randvoorwaarden zoals elektriciteit en zoetwater al aanwezig zijn. Als deze voorzieningen niet aanwezig zijn en nog gebouwd moeten worden, kan het totale ruimtebeslag van een elektrolyser van 1 gigawatt oplopen tot circa 20 hectare. Zo is het ruimtebeslag van een transformatorstation om tot de juiste spanning te komen ongeveer 5 – 6 hectare en van een ontziltingsinstallatie om van zoutwater zoetwater te maken 4 – 5 hectare.

In onderstaand tekstkader zijn de belangrijkste kenmerken, kanttekeningen en knelpunten genoemd die in de regionale werksessies over de kansrijkheid van de onderzochte locaties naar voren zijn gekomen. Opgemerkt wordt dat er in (EZK 2024i) meestal geen eenduidig eindoordeel wordt gegeven over de kansrijkheid van een locatie. In dat geval hebben we op basis van de bevindingen zelf een inschatting gemaakt, aangeduid als ‘Onze inschatting’.

In (EZK 2024i) wordt in algemene zin geconcludeerd dat de inpasbaarheid van grootschalige elektrolyse vanwege het grote ruimtebeslag ‘zeer complex’ is. Onze inschatting is dat 9 van de 15 besproken zoekgebieden om diverse redenen – bedrijventerrein is vol, gebied moet agrarisch blijven, waterbeschikbaarheid is niet gegarandeerd – weinig kansrijk lijken voor de bouw van een elektrolyser van 1 gigawatt. In 3 gevallen is de kansrijkheid onzeker of moeilijk/niet op basis van de geboden informatie te beoordelen. In slechts 3 gevallen is onze inschatting dat een locatie (mogelijk) kansrijk is. Het gaat daarbij om Eemshaven, Terneuzen en de overlappende contouren van Velsen, NNHN-Zuid, Ag-Zuid en Vijfhuizen. Op basis van de evaluaties in (EZK 2024i) lijkt er in Nederland dus onvoldoende ruimte beschikbaar te zijn voor de bouw van voldoende grootschalige elektrolyzers (1 gigawatt per elektrolyser) om de streefwaarden uit NPE voor 2040 en 2050 – respectievelijk 15 tot 20 en 50 gigawatt) te realiseren, en ook niet voor de 35 gigawatt die in de TVKN-studie (PBL 2024c) als bovengrens wordt gehanteerd. In hoeverre deze streefwaarde met kleinere elektrolyzers die lagere spanningsniveaus nodig hebben kan worden ingevuld is niet onderzocht. Waarschijnlijk zullen locaties die daarvoor geschikte zijn minder vaak in de buurt liggen van aanlandlocaties van offshore windenergie en van het landelijke waterstofnetwerk (de voorkeurslocaties in het Programma Energiehoofdstructuur). Mogelijk biedt op de langere termijn de productie en aanlanding van groene waterstof op zee soelaas voor de beperkte mogelijkheden op land (paragraaf 4.1.3).

Inschatting kansrijkheid van onderzochte locaties voor grootschalige elektrolyse

Onderzochte locaties



Bron: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat; bewerking PBL

Eemshaven: in de Oostpolder zal 400 hectare worden ontwikkeld voor grootschalige bedrijven. De Structuurvisie Oostpolder houdt er rekening mee dat een aanzienlijk deel daarvan beschikbaar is voor elektrolyse. In Oostpolder komt 4,7 gigawatt elektriciteit aan land, die deels kan worden omgezet in waterstof. Ons oordeel: kansrijk.

Den Helder: er zijn enkele kansrijke zoeklocaties geïdentificeerd binnen een straal van 6 kilometer rond de plek waar in de toekomst mogelijk een 380 kV-station kan komen; in het huidige investeringsplan van Tennet zijn daarover echter geen plannen opgenomen. Ons oordeel: kansrijkheid lijkt onzeker.

NNHN-Noord (gebied rond Agriport A7): er is nu een 150 kV station, maar 380 kV is gepland. De locatie ligt dicht bij het toekomstige waterstofnetwerk. De gemeente Hollands Kroon heeft echter aangegeven dat zij hier inzetten op verdere agrarische ontwikkelingen en geen energie-infrastructuur willen faciliteren, waaronder de gemeente ook elektrolyzers schaaft. Bovendien zijn er in dit gebied nu al problemen met de watervoorziening. Ons oordeel: lijkt weinig kansrijk.

Velsen, NNHN-Zuid, Ag-Zuid en Vijfhuizen (6 km-contouren overlappen elkaar): een zoekgebied op het terrein van Tata Steel wordt vanuit meerdere perspectieven als kansrijk gezien, maar of er daadwerkelijk voldoende ruimte is hangt van de toekomstige herinrichting van het Tata-terrein. Op deze locatie is vraag naar waterstof en het ligt in de buurt van het Waterstof Netwerk Nederland. Ook zijn er kansen voor een toekomstig zuurstof- of restwarmtenetwerk in dit gebied. Daarnaast is Westpoort (havengebied ten westen van Amsterdam) genoemd als kansrijk zoekgebied. Ons oordeel: kansrijk.

Bleiswijk: er is een 380 kV-station aanwezig, maar geen groot oppervlaktewater. Bovendien komt pas ruimte beschikbaar als de glastuinbouw ten oosten van het 380 kV-station stopt. Ook zijn er grote uitdagingen voor een route naar deze aansluitlocatie en voor een omvormerstation. Ons oordeel: lijkt niet kansrijk.

Wateringen: er is een 380 kV-station aanwezig, maar dat is lastig vanuit een aanlandpunt bereikbaar; ook is het lastig om een locatie voor een omvormerstation te vinden. Om daarnaast nog een locatie te vinden voor een elektrolyser met een fors groter ruimtebeslag lijkt nog minder kansrijk. Ook is er geen groot oppervlaktewater beschikbaar. Ons oordeel: lijkt niet kansrijk.

Europoort: er is een 380 kV-station aanwezig en ook water (zoet en zout) is beschikbaar. Het Havenbedrijf Rotterdam heeft echter aangegeven dat er volgens hun inzichten geen ruimte beschikbaar is voor een converterstation op het industrieterrein, 'vanwege de huidige en toekomstige ruimtevrage als gevolg van de energietransitie en de transitie naar circulaire industrie in het havengebied.' Ook is het moeilijk om hier de elektriciteit vanuit het hoogspanningsstation te vervoeren naar de elektrolyser, omdat deze kabels dan een drukbevaren waterweg moet kruisen. Ons oordeel: kansrijkheid lijkt beperkt.

Simonshaven: er is een 380 kV-station aanwezig en op zich zijn er ruimtelijk gezien veel opties voor een elektrolyser met een ruimtebeslag van 20 hectare. Tijdens de werksessies hebben de gemeenten Nissewaard en Voorne aan Zee echter aangegeven dat er geen grote waterstofopgave is in de regio en dat het zoekgebied in waardevol open agrarisch landschap ligt. Er zijn geen bedrijventerreinen. Ze willen daarom liever geen elektrolyser op hun grondgebied hebben. Ons oordeel: lijkt weinig kansrijk.

Maasvlakte: op basis van de werksessies en vervolgesprekken lijkt er na 2031 zeer beperkt ruimte te zijn voor extra aanlandingen van wind op zee op de Maasvlakte, bovenop de 7,4 gigawatt die reeds is gepland. Het Programma VAWOZ onderzoekt voor de periode na 2031 daarom alleen de mogelijkheid van een waterstofaanlanding op de Maasvlakte met een aansluiting op de Delta Rhine Corridor of het Waterstofnetwerk Rotterdam. Ons oordeel: na realisatie van circa 2,5 gigawatt elektrolyservermogen⁸⁰ lijkt er weinig aanvullende ruimte beschikbaar te zijn.

⁸⁰ Informatie uit het interview met Havenbedrijf Rotterdam 3 juli 2024.

Moerdijk en Geertruidenberg: het zoekgebied van de locaties in Moerdijk ligt op of rond het industrieterrein Moerdijk; in Geertruidenberg is gekeken naar locaties binnen een straal van 6 kilometer rondom het 380 kV-station Geertruidenberg. (EZK 2024i) geeft geen bijzonderheden op basis waarvan de kansrijkheid kan worden beoordeeld.

Tilburg: uit de werksessies is gebleken dat er binnen dit zoekgebied mogelijk ruimte is voor een elektrolyser op de bedrijventerreinen Spinder en De Wildert, met als kanttekening dat er in de toekomst ook veel ruimte nodig is voor circulaire bedrijvigheid. De gemeentes Drimmelen, Dongen en Tilburg staan positief tegenover een elektrolyser in de omgeving. Er is echter geen groot oppervlaktewater in de buurt. Ons oordeel: lijkt niet erg kansrijk.

Maasbracht: uit de werksessies is gebleken dat binnen het zoekgebied een aantal locaties kansrijk lijkt, waaronder het terrein van de Clauscentrale van RWE en een zuidelijker zoekgebied tussen de A2 en A73. Een belangrijk knelpunt is dat beschikbaarheid van water uit de Maas in droge perioden niet gegarandeerd is, en lozingen van warm water dan nadelige effecten kunnen hebben op de waterkwaliteit en ecologie. Ons oordeel: lijkt vanwege beperkte beschikbaarheid van water in droge perioden niet erg kansrijk.

Graetheide: tijdens de werksessies is aangegeven dat er op het terrein van Chemelot geen 20 hectare verkrijgbaar is voor een elektrolyser. Ook hier geldt dat beschikbaarheid van water uit de Maas in droge perioden niet gegarandeerd is, en lozingen van warm water nadelige effecten kunnen hebben op de waterkwaliteit en ecologie. Ons oordeel: lijkt niet kansrijk.

Sloengebied: in het Sloengebied zijn al initiatieven aangekondigd voor de bouw van elektrolyzers (zie tabel 3.1). Vanwege het grote aantal nieuwe ontwikkelingen is er in het Sloengebied op dit moment geen extra ruimte beschikbaar voor elektrolyzers. Ons oordeel: lijkt niet kansrijk.

Terneuzen (Zeeuws-Vlaanderen): ook in het gebied rond Terneuzen zijn al initiatieven aangekondigd voor de bouw van elektrolyzers (zie tabel 3.1). Uit de werksessies is gebleken dat binnen dit zoekgebied twee locaties kansrijk zijn voor een elektrolyser, te weten: industriegebied de Mosselbanken en de westelijke kanaaloever. Er moet nog wel onderzocht worden of hier ruimte is voor zowel een 380 kV-hoogspanningsstation, een omvormerstation én een elektrolyser. Ons oordeel: lijkt mogelijk kansrijk

4.5 Grondstoffenbeschikbaarheid

Voor elektrolyzers die niet aan de kust liggen kan beperkte waterbeschikbaarheid een knelpunt vormen – ook in Nederland

Voor de productie van 1 kilogram groene waterstof is circa 9 liter ultrazuiver water nodig. Als daarvoor gebruik wordt gemaakt van zoet water is ongeveer 9 liter water nodig, als er gebruik wordt gemaakt van zeewater ongeveer 19 liter (Royal HaskoningDHV 2024). Omdat bij de productie van groene waterstof 30 tot 40 procent van de gebruikte elektrische energie wordt omgezet in warmte is daarnaast een grote hoeveelheid koelwater nodig⁸¹. Volgens (Royal HaskoningDHV 2024) is voor een doorstroomkoelsysteem – waarbij het water na gebruik wordt geloosd op het waterlichaam waaraan het onttrokken is – ongeveer het honderdvoudige nodig. Voor een elektrolyser van 1 gigawatt met een productie van 80 kiloton waterstof per jaar is dus naar schatting jaarlijks 70 tot 150 miljoen kubieke meter water nodig. Elektrolyzers die aan de kust worden gebouwd kunnen daarvoor in principe zeewater gebruiken⁸², maar elektrolyzers die verder landinwaarts worden gebouwd zijn afhankelijk van oppervlaktewater. Zelfs als gebruik wordt gemaakt van gesloten koelsystemen – met een veel lagere waterbehoefte dan die van doorstroomsystemen – is niet op alle locaties voldoende water beschikbaar om op de langere termijn (2050) aan de vraag te voldoen. Het gaat onder andere om Tilburg en Chemelot⁸³. Volgens (Royal HaskoningDHV 2024) zijn voor doorstroomkoelwatersystemen alleen de locaties geschikt waar zeewater of grote brakke wateren nabij liggen (doorgaans aan de kust).

In landen waar waterschaarste heerst – of door klimaatverandering dreigt – biedt behandeld zeewater de beste garantie op een continue bedrijfsvoering. Ontzilten kan in landen met goedkope hernieuwbare elektriciteit tegen relatief geringe kosten: volgens (IEA 2024) ongeveer 5 dollarcent per kilogram waterstof. Ook zullen er minder risico's op conflicten zijn met andere toepassingen, zoals irrigatie- en drinkwater. (IEA 2024) stelt dat desondanks meer dan 40 procent van de projecten die gepland zijn in gebieden met waterstress⁸⁴ verder dan 100 kilometer van de kust worden gebouwd. Vooral Spanje, Italië, Californië, Australië, India, China en de Westelijke Sahara springen er wat dat betreft in negatieve zin uit⁸⁵. Met sommige van die landen zijn door de rijksoverheid overeenkomsten afgesloten voor de levering van groene waterstof(derivaten) (zie paragraaf 4.1.5): ons inziens zou de rijksoverheid er alert op moeten zijn dat importprojecten uit landen met waterstress vooral aan de kust worden gebouwd.

⁸¹ Die warmte zou in principe nuttig kunnen worden toegepast voor het verwarmen van huizen of kas- sen, maar vereist de aanleg van kostbare warmteleidingen. De meeste industriële bedrijven zien warmtelevering niet als hun kerntaak en zullen er daarom meestal niet uit eigen beweging in investeren. Warmtelevering aan derden zal waarschijnlijk pas plaatsvinden als het door het beleid wordt gestimuleerd of afgedwongen.

⁸² Om zeewater als proceswater te kunnen gebruiken is ontzilting nodig, om het als koelwater te gebruiken moet het behandeld worden met chloorbleekloog om de aangroei van schelpdieren in de leidingen te voorkomen ([Ecologische bescherming aangroei zeewater koelsysteem | Starthubs](#)).

⁸³ Deze locaties zijn in (EZK 2024) om die reden als 'niet kansrijk' voor grootschalige groenewaterstof- productie beoordeeld.

⁸⁴ Aride (droge) gebieden en gebieden waar al meer dan 40 procent van het beschikbare grond- en oppervlaktewater wordt gebruikt.

⁸⁵ Volgens figuur 3.15 in (IEA 2024).

Voor de PEM-technologie kan schaarste aan iridium al rond 2035 een knelpunt vormen, voor de AEL-technologie worden geen schaarsteproblemen verwacht.

In (TNO 2024e) is onderzocht welke beslag de Europese doelstellingen voor groene waterstof kunnen leggen op een aantal *Critical Raw Materials* – oftewel kritieke materialen –, zoals nikkel, platina en iridium. In de elektroden van PEM-elektrolyzers⁸⁶ worden iridium en platina toegepast, in alkalische elektrolyzers (AEL) nikkel en platina. PEM is weliswaar een duurdere technologie dan AEL, maar heeft als voordeel dat het veel sneller kan op- en afregelen, waardoor makkelijker dan met AEL het grillige profiel van wind- en zonne-energie kan worden gevolgd. Daardoor kiezen initiatiefnemers toch op relatief grote schaal voor deze techniek: volgens (IEA 2024) was het PEM-aandeel in het in 2023 wereldwijd opgestelde elektrolyservermogen 22 procent. Uit het TNO-onderzoek blijkt dat de toekomstige vraag naar nikkel en platina voor elektrolyzers ten opzichte van de wereldmarkt respectievelijk 'verwaarloosbaar' en 'marginaal' is – en in de toekomst waarschijnlijk geen schaarsteproblemen zal opleveren – maar dat er bij verwezenlijking van de groenewaterstofdoelen van de Europese Commissie wel schaarste aan iridium kan ontstaan. Daarbij zal de piekvraag bij snelle opschaling naar verwachting al rond 2035 liggen: in dat jaar zal alleen al voor Europese PEM-elektrolyzers 22 procent⁸⁷ van de huidige wereldwijde productie nodig zijn, terwijl er ook in andere werelddelen vanuit de sector vraag naar iridium zal zijn. (TNO 2024e) stelt dat met behoud van de Europese doelstelling voor waterstofproductie een aantal circulariteitsstrategieën kan worden toegepast om de vraag naar iridium te verminderen. Daarbij gaat het om het verminderen van het iridiumgebruik in PEM-elektrolyzers door technologische innovatie en optimalisatie (*reduce*), het beperken van het aandeel PEM-elektrolyzers tot 25 procent (*refuse*), het hergebruiken van grondstoffen uit oude elektrolyzers (*reuse*) en het verlengen van de levensduur van bestaande elektrolyzers (*retain*). Uit (TNO 2024e) komt naar voren dat het verminderen van het gebruik van iridium voor elektrolyzers op termijn het grootste effect kan hebben. Onderzoekers van TNO hebben in 2022 een bericht gepubliceerd⁸⁸ over een methode waarbij 200 keer zo weinig iridium nodig is, maar waarbij het energetisch omzettingsrendement voornamelijk ongeveer 55 tot 75 procent lager is dan normaal⁸⁹. De onderzoekers beschouwen dit als een doorbraak, maar aangezien dit onderzoek nog in de laboratoriumfase verkeert is duidelijk dat er nog veel aanvullend onderzoek en opschaling nodig zijn voordat iridiumarme elektroden met dezelfde prestaties als de huidige PEM-elektroden op commerciële schaal beschikbaar zullen zijn. Hergebruik kan vooral op de langere termijn een rol spelen, naarmate meer oude elektrolyzers uit bedrijf worden genomen.

4.6 Veiligheidsrisicobeperking

Voor import van waterstof per zeeschip richt de industrie zich voornamelijk op ammoniak als drager

Zoals besproken in paragraaf 4.3.2 moet waterstof dat per zeeschip wordt geïmporteerd eerst vloeibaar worden gemaakt (bij -253 graden Celsius) of worden omgezet in een waterstofdrager

⁸⁶ Proton Exchange Membrane.

⁸⁷ Vanwege onzekerheden kan de vraag ook 2 keer zo hoog of 7 keer zo laag zijn.

⁸⁸ Spatial Atomic Layer Deposition. Daarbij worden zeer dunne lagen van functionele materialen op grotere oppervlakken aangebracht.

⁸⁹ [Breakthrough electrolyser development: 200 times less iridium needed \(tno.nl\)](#)

zoals ammoniak of LOHC's waaruit op de plaats van bestemming desgewenst weer waterstof kan worden gewonnen. Om meerdere (aldaar genoemde) redenen lijken de meeste initiatieven voor intercontinentaal transport in te zetten op ammoniak als waterstofdrager, ook al zijn daar meer veiligheidsrisico's aan verbonden dan aan vloeibare waterstof en LOHC's. Zo gaat Air Products vanaf 2026 jaarlijks 1,2 megaton groene ammoniak importeren uit het Neom-project in Saoedi-Arabië, en heeft OCI een definitieve investeringsbeslissing genomen voor de eerste fase van een importterminal voor ammoniak, waardoor de capaciteit wordt uitgebreid van 0,4 naar 1,2 megaton ammoniak per jaar. Cepsa en ACE-terminal hebben in 2023 een intentieverklaring getekend voor de invoer van groene ammoniak uit Spanje⁹⁰.

De kabinetsvisie waterstofdragers geeft ruimte voor transport van ammoniak per spoor en over de weg als tijdelijke optie

In de kabinetsvisie waterstofdragers van 22 november 2024 (KGG & IenW 2024) staat dat het kabinet voor ammoniak een duidelijke rol ziet bij het opbouwen van een mondiale markt voor waterstof, maar wordt tevens onderkend dat het transport van ammoniak door Nederland 'nadelen' heeft. Daarmee worden vooral de veiligheidsrisico's van ammoniak bedoeld: 'ammoniak kan bij een voorval of ongeval een gifwolk vormen met beperkt handelingsperspectief voor hulpverleners en omwonenden.' Om die reden heeft het kabinet in de visie een aantal voorkeuren ten aanzien van het gebruik en transport van ammoniak geformuleerd:

- geïmporteerde ammoniak wordt bij voorkeur 'zo ver als mogelijk van bewoond gebied' gebruikt in de importhaven, of aldaar omgezet in waterstof en stikstof;
- ammoniak die toch andere eindbestemmingen heeft – zoals OCI en Yara in Nederland of afnemers in Duitsland – wordt bij voorkeur via buisleidingen of binnenvaart getransporteerd. Volgens een multi-criteria analyse die mede ten grondslag heeft gelegen aan de kabinetsvisie scoren deze opties qua veiligheid 'substantieel beter' dan vervoer per spoor of over de weg. Dit is in overeenstemming met de voorkeursvolgorde van NIPV (Rosmuller 2024): buisleiding > binnenwateren > spoor > weg⁹¹.

Gebruik of omzetting in waterstof en stikstof van ammoniak in de importhaven – Rotterdam – ligt voorlopig niet voor de hand aangezien er in het Rotterdamse havengebied geen bedrijven zijn die grootschalig ammoniak als grondstof gebruiken, en er nog geen subsidieprogramma's zijn voor de bouw en exploitatie van ammoniakkrakers. Bovendien zal er vraag naar ammoniak zijn vanuit Chemelot en Duitsland. Voor een buisleidingen voor het transport van ammoniak naar het achterland via de Delta Rhine Corridor bestaan echter nog geen concrete plannen: in de kabinetsvisie staat alleen dat 'private initiatiefnemers met ondersteuning van de Rijksoverheid binnen de context van de Delta Rhine Corridor de mogelijkheden verkennen voor een ammoniakbuisleiding van Rotterdam naar eindgebruikers in Duitsland en Zeeland'.

⁹⁰ [Intentieverklaring ACE Terminal en Cepsa voor invoer groene waterstof en ammoniak | Port of Rotterdam](#).

⁹¹ Dit wordt in (Rosmuller 2024) als volgt gemotiveerd: 'door de ondergrondse ligging van buisleidingen is de kans op het ongewenst vrijkomen van een gevaarlijke stof kleiner dan bij de andere modaliteiten. De routes voor de binnenvaart liggen veelal niet in stedelijk gebied waardoor de kans op slachtoffers in de omgeving bij scheepvaartincidenten kleiner is dan bij transport via spoor of de weg. De kans op een groot incident wordt bij spoorvervoer kleiner geacht dan bij wegvervoer, omdat spoorvervoer meer gereguleerd is, omdat er minder kruisingen zijn en omdat spoorketelwagens inherent sterker zijn dan de transporttanks die over de weg worden vervoerd.'

Voor de tweede voorkeursoptie – transport per binnenvaartschip – zijn volgens de door ons geïnterviewde deskundige van NIPV momenteel weinig extra schepen beschikbaar. De kabinetsvisie stelt dan ook: ‘Zeker zolang een alternatief ontbreekt, laat de visie ruimte voor doorvoer per spoor of weg als tijdelijke dan wel als terugvaloptie en zoveel mogelijk via de Betuweroute’. Dit voorneemen is niet in lijn met een kabinetsstandpunt over ammoniakvervoer uit 2004 (VROM 2004): daarin staat dat ammoniakvervoer, vooral over het spoor, zoveel als mogelijk moest worden ingekrompen. Kunstmestproducent Yara Sluiskil moest bijvoorbeeld productie en verwerking van ammoniak op één locatie mogelijk maken zodat er geen transport over de Westerschelde nodig was, en de ammoniaktrein van Chemelot naar IJmuiden moest liefst verdwijnen. In (VROM 2004) stond als motivering dat als een druktank⁹² lek raakt, ammoniak in korte tijd een gaswolk veroorzaakt. ‘Afhankelijk van de vrijgekomen hoeveelheid en snelheid van vrijkomen kunnen tot 1 à 2 kilometer afstand van de plaats van het ongeval gewonden en doden door de blootstelling aan ammoniak vallen.’ Om transport per spoor of over de weg mogelijk te maken wordt dit standpunt uit 2004 nu door het huidige kabinet herijkt: ‘Door dit standpunt te verbreden en te nuanceren ontstaat een vollediger beeld van wat het kabinet wel en niet gewenst vindt.’ Verdere concretisering van de termen ‘herijken’, ‘verbreden’ en ‘nuanceren’ wordt in de kabinetsvisie niet gegeven.

Ondanks veiligheidsrisico's van spoor- en wegtransport lijkt urgentie voor spoedige realisering van buisleidingen voor ammoniaktransport niet groot

Ook al is de kans op een ongeluk met ammoniaktransport over het spoor of over de weg met lekende tanks tot gevolg niet groot, kunnen de gevolgen als het toch gebeurt dat wel zijn, vooral in dichtbevolkte gebieden. Ook de Betuweroute – waaraan het kabinet Schoof de voorkeur geeft – loopt op sommige plekken – onder andere Rotterdam, Dordrecht, Sliedrecht, Gorinchem, Tiel, Elst en Zevenaar – dicht langs bebouwing met veel bewoners. Naarmate er meer ammoniaktransporten zullen plaatsvinden zullen de risico's op een ongeval navenant toenemen. Het zou daarom aan te raden zijn dat buisleidingen voor ammoniaktransport naar Duitsland, Chemelot en Zeeland zo snel mogelijk worden gerealiseerd. Maar zoals gezegd worden daartoe vooralsnog alleen de mogelijkheden verkend, en is dus niet zeker dat de Delta Rhine Corridor van Rotterdam naar Limburg en Duitsland überhaupt een ammoniakbuis zal bevatten. Ook een pijpleiding voor ammoniak van Vlissingen naar Moerdijk is in onderzoek en vooralsnog onzeker. Het kan dus niet worden uitgesloten dat het transport via spoor of de weg minder tijdelijk zal zijn dan in de kabinetsvisie wordt gesuggereerd.

⁹² De kabinetsvisie waterstofdragers stelt dat vervoer in vloeibare in plaats van gecomprimeerde vorm voordelen heeft voor omgevingsveiligheid, maar vanuit internationale regelgeving niet is toegestaan. Volgens de visie is er daarom reden ‘nader te verkennen of en onder welke condities de internationale regelgeving kan worden aangepast.’

5 De mogelijke rol van blauwe waterstof in de energietransitie

De rijksoverheid en de Europese Commissie zien een belangrijke rol voor blauwe waterstof in de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem

De rijksoverheid ziet een belangrijke rol voor koolstofarme – oftewel blauwe – waterstof in de transitiefase naar een volwassen hernieuwbare waterstofmarkt en voor het realiseren van kosteneffectieve CO₂-reductie (EZK 2024a): ‘Daarom bestaat hier ook financiële ondersteuning voor (bijvoorbeeld de SDE++ voor toepassing van CO₂-afvang) en werkt Nederland nauw samen met andere landen om voldoende aanbod van koolstofarme waterstof te realiseren.’ Volgens (KGG 2024d) werkt het kabinet aan een robuust beleidskader voor blauwe en andere vormen van koolstofarme waterstof. Ook de Europese Commissie heeft aangegeven dat in een overgangsfase koolstofarme waterstof nodig is voor het sneller koolstofvrij maken van de bestaande waterstofproductie (ERK 2024). Eén manier om koolstofarme waterstof te produceren is door aardgas te kraken in *Steam Methane Reformers* (SMR's) of *Autothermal Reformers* (ATR's) en de vrijkomende CO₂ af te vangen en op te slaan (CCS).

CO₂-afvang en -opslag bij bestaande installaties leidt inderdaad tot CO₂-emissiereductie

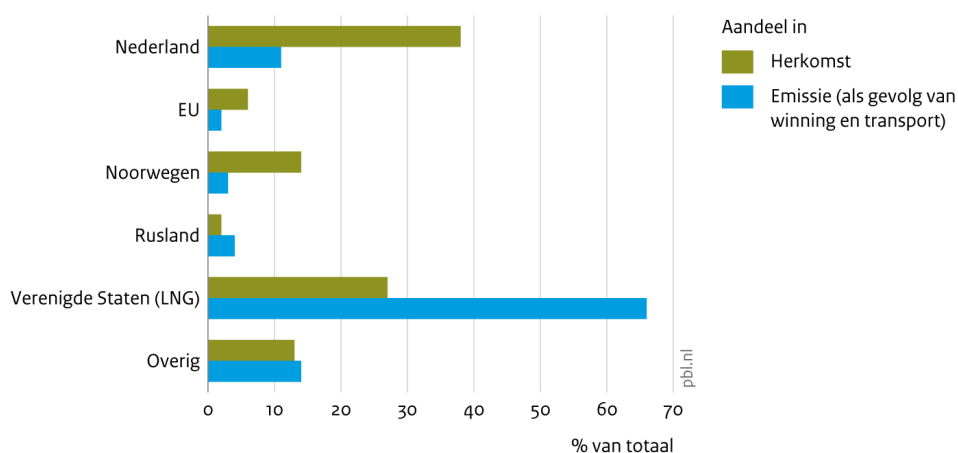
In hoofdstuk 2 is aangegeven dat in Nederland in 2020 ongeveer 1,3 megaton (150 petajoule) aan grijze waterstof werd geproduceerd, voor het grootste deel uit aardgas. Bij de productie komt jaarlijks bijna 12 megaton CO₂ vrij. Daarnaast komen er bij de winning en het transport van de gebruikte aardgas onvermijdelijk methaanemissies vrij. Methaan is een veel sterker broeikasgas dan CO₂⁹³. Volgens (Bauer et al. 2022) komt een verliespercentage van 1 procent bij een GWP₁₀₀ overeen met 0,8 kilogram CO₂-equivalent per kilogram waterstof; bij GWP₂₀ is dat 3 keer zoveel. Aardgas uit Nederland, het Verenigd Koninkrijk, Noorwegen en Qatar heeft volgens dit artikel een verliespercentage dat lager is dan 0,5 procent, maar aardgas uit landen zoals de Verenigde Staten, Algerije en Libië heeft verliespercentages die rond 2 procent liggen en soms nog aanmerkelijk hoger zijn.

Figuur 5.1 laat zien dat de aandelen van de getoonde herkomstlanden in de in 2024 in Nederland gebruikte hoeveelheid aardgas sterk afwijken van de aandelen in de broeikasgasemissies bij winning en transport. Voor LNG uit de Verenigde Staten is het aandeel in de emissies meer dan 2 keer zo hoog als het aandeel in de gebruikte hoeveelheid; Voor Nederland en Noorwegen geldt dat het aandeel in de emissies rond 4 keer zo laag is als het aandeel in de hoeveelheid.

⁹³ Gemeten over een periode van 100 jaar (GWP₁₀₀) is methaan een 28 keer zo sterk broeikasgas als CO₂. Gemeten over 20 jaar (GWP₂₀) is het zelfs 84 keer zo sterk. Dit verschil wordt veroorzaakt doordat de gemiddelde levensduur van methaan in de atmosfeer slechts 12 jaar is.

Figuur 5.1

Herkomst van en emissie door aardgas, 2024



Bron: Energie Beheer Nederland

Er zijn in Nederland meerdere initiatieven om via CCS⁹⁴ ongeveer 60 procent van de CO₂ van bestaande SMR's af te vangen en op te slaan in lege gasvelden onder de Noordzee⁹⁵. Daarnaast zijn er ook 2 initiatieven om met nieuwe ATR-installaties blauwe waterstof te produceren uit restgassen die nu worden ingezet voor industriële warmte, namelijk H-vision in de cluster Rotterdam/Moerdijk en een project van Dow in de cluster Zeeland/West-Brabant. Als deze laatst genoemde initiatieven doorgaan zal meer dan 90 procent van de CO₂ die nu bij de warmteopwekking in raffinaderijen en de naftakrakers van Dow vrijkomt worden vermeden. Bij Dow zou dat volgens de oorspronkelijke plannen een CO₂-reductie van 1,4 megaton per jaar opleveren, bij H-Vision 2,2 tot uiteindelijk 4,3 megaton per jaar⁹⁶.

Vanuit klimaatogpunt is het een goede zaak om de CO₂-emissies van bestaande installaties die sowieso nog langere tijd zullen doorproduceren via CCS te verlagen, ook als rekening wordt gehouden met het feit dat door de toepassing van CCS bij SMR's het aardgasgebruik en de bijbehorende methaanemissies met ongeveer 10 procent zullen toenemen.

⁹⁴ Carbon Capture and Storage, oftewel CO₂-afvang en -opslag.

⁹⁵ Daarbij gaat het om Shell, ExxonMobil, Air Liquide en Air Products in de cluster Rotterdam/Moerdijk, Zeeland Refinery en Yara in de cluster Zeeland/West-Brabant.

⁹⁶ Het is (of was) de bedoeling dat de warmteopwekking op termijn geëlektrificeerd zal worden. De blauwe waterstof is dan niet meer nodig voor de eigen processen en zou voor andere toepassingen buiten de bedrijven beschikbaar komen. Bij H-vision zou het volgens de oorspronkelijke plannen gaan om 700 kiloton per jaar, bij Dow naar schatting om 200 kiloton per jaar.

Ook nieuwe blauwwaterstoffabrieken op basis van aardgas kunnen in de periode tot 2050 tot extra emissiereductie leiden, mits methaanverliezen laag zijn, en afvangpercentages hoog

Er zijn in Nederland ook 2 grootschalige initiatieven om nieuwe installaties voor de productie van blauwe waterstof uit aardgas te bouwen: de H₂M-fabriek van Linde en Equinor in Eemshaven, en de Sapphire-fabriek van Onyx Power op de Maasvlakte. Deze initiatieven – die in meer detail beschreven worden in het tekstkader in deze paragraaf – zullen ondanks het gebruik van Noors aardgas en de toepassing van ATR-installaties met meer dan 90 procent CO₂-reductie samen circa 1 megaton⁹⁷ broeikasgasemissies uitstoten. Bij het gebruik van deze blauwe waterstof – in plaats van fossiele brandstoffen – zullen echter emissiereducties plaatsvinden die aanzienlijk groter zullen zijn. Aangezien deze blauwe waterstof volgens de Gedelegeerde Handeling 2023/1184 niet kwalificeert als RFNBO – maar hoogstens als *low-carbon* waterstof⁹⁸ – kan deze niet gebruikt worden voor het invullen van de jaarverplichtingen voor de industrie en de vervoerssector (paragraaf 4.1.1), en dus niet in de plaats komen van RFNBO's. Het is daarom aannemelijk dat het vooral in de plaats zal komen van fossiel energiegebruik in de industrie en de vervoerssector⁹⁹, en daarmee zal leiden tot *additionele* broeikasgasemissiereductie, bovenop de reductie die bereikt wordt door de inzet van RFNBO's. Daarbij geldt wel een aantal aandachtspunten:

- Als er naast genoemde initiatieven nog meer initiatieven voor blauwwaterstoffabrieken zouden komen is daarbij van belang dat deze eveneens aardgas met lage verliespercentages gebruiken en hoge afvangpercentages realiseren.
- Voorwaarde voor de aanvullende rol van blauwe waterstof in de energietransitie is dat de zeer ambitieuze Europese RFNBO-verplichtingen voor de industrie en de vervoerssector voor 2030 en daarna (zie paragraaf 4.1.1) niet worden afgezwakt, en bovendien worden gerealiseerd. Als de huidige stagnatie rond de ontwikkeling van groene waterstof voortduurt, is het niet ondenkbaar dat er binnen de industrie, de overheden van de lidstaten en de Europese Commissie een dynamiek ontstaan die tot een dergelijke afzwakking kan leiden, bijvoorbeeld door toe te staan dat de verplichtingen (deels) met *low-carbon* blauwe waterstof worden ingevuld. In dat geval zal er wel sprake zijn van extra broeikasgasemissies ten opzichte van een situatie waarin de RFNBO-verplichtingen worden gehandhaafd en gerealiseerd.
- Het gebruik van blauwe waterstof in de industrie zou volgens de Europese regels ten aanzien van de RFNBO-verplichting voor de industrie – 42 procent bijmenging – kunnen meetellen in de grondslag voor de RFNBO-verplichting – het is immers in de RED III niet

⁹⁷ Voor beide initiatieven wordt Noors aardgas gebruikt en zullen naar verwachting CO₂-afvangpercentages van meer dan 90 procent worden bereikt. Volgens (Bauer et al. 2022) zou broeikasgasemissiefactor dan ongeveer 1,7 (GWP₁₀₀) tot 1,9 kilogram CO₂-equivalent per kilogram waterstof (GWP₂₀) zijn. Uitgaande van een totale productie van 550 kiloton per jaar (zie tekstkader) gaat het dan om 900 tot 1.100 kiloton CO₂-equivalent per jaar.

⁹⁸ Dat is het geval als minimaal 70 procent emissiereductie wordt bereikt ten opzichte van grijze waterstof. Volgens Gedelegeerde Handeling 2023/1185 is de referentiewaarde van grijze waterstof 94 gram CO₂-equivalent per megajoule waterstof, en mag de emissie die bij de productie vrijkomt maximaal 28,2 gram CO₂-equivalent per megajoule waterstof zijn (oftewel 3,4 kilogram CO₂-equivalent per kilogram waterstof).

⁹⁹ Mogelijke toepassingen zijn warmteopwekking (waar nu aardgas voor wordt gebruikt), reductie van ijzererts (waar nu cokes voor wordt gebruikt) of gebruik in waterstofauto's en trucks. Het ligt niet voor de hand om blauwe waterstof te gebruiken bij de productie van biobrandstoffen, aangezien dan eerst waterstof en koolstof (uit aardgas) van elkaar moeten worden gescheiden, en in een vervolgstap weer moeten worden samengevoegd.

expliciet uitgezonderd – en daarmee tot een extra opgave kunnen leiden voor het gebruik van RFNBO. Dit kan het gebruik van blauwe waterstof binnen de industrie onaantrekkelijk maken. Deze negatieve prikkel geldt niet voor gebruik in transport, elektriciteitscentrales en de gebouwde omgeving.

Na 2050 zal blauwe waterstof moeten worden uitgefaseerd of klimaatneutraal worden

Hoewel de broeikasgasemissies van blauwewaterstoffabrieken bij hoge CO₂-afvangpercentages en lage methaanverliezen relatief beperkt zijn, zullen ze minder goed passen in een klimaatneutraal energie- en productiesysteem. Bovendien zullen ze beslag leggen op schaarse opslagcapaciteit, die beter voor biogene CO₂ kan worden gebruikt. Het is dus van belang dat alle blauwewaterstoffabrieken in de tweede helft van deze eeuw worden uitgefaseerd, en er productiecapaciteit voor groene waterstof voor in de plaats komt. Het kabinet Schoof verwacht dat de rol van blauwe waterstof richting 2050 afneemt door kostendalingen van waterstof uit elektrolyse en verminderde beschikbaarheid van aardgas met lage ketenemissies (zoals uit Nederland of Noorwegen) (KGG 2024d). Mogelijk zullen ook hoge CO₂-prijzen in het ETS-systeem daar aan kunnen bijdragen. Dat zijn echter moeilijk te voorspellen ontwikkelingen. Als de rijksoverheid het risico op *lock-in* van de productie en toepassing van blauwe waterstof wil uitsluiten kan een verbod worden overwogen, dat dan rond of na 2050 zou ingaan. Om ervoor te zorgen dat dit voor bedrijven niet als een verrassing komt zou zo'n toekomstig verbod al bekend moeten zijn voordat bedrijven een investeringsbeslissing nemen. Daarmee kunnen schadeclaims zoals we nu zien bij de kolencentrales die in 2030 moeten sluiten worden voorkomen. Een alternatief voor een verbod is de eis dat blauwewaterstoffabrieken in 2050 klimaatneutraal zijn, bijvoorbeeld door groengas bij te mengen.

Tot slot: voor zover bekend is voor beide initiatieven voor nieuwe blauwewaterstoffabrieken nog geen definitieve investeringsbeslissing genomen, waardoor het niet zeker is of en wanneer ze doorgaan¹⁰⁰. Waarschijnlijk is een belangrijke voorwaarde voor een definitieve investeringsbeslissing dat de initiatiefnemers langetermijncontracten kunnen afsluiten met de beoogde afnemers. Naar verluid zou de H₂M-fabriek waterstof gaan leveren aan de staalfabriek van Thyssenkrupp, maar volgens recente berichten 'heroverweegt' dit bedrijf momenteel de verduurzamingsplannen¹⁰¹. Omdat het gebruik van *low-carbon* waterstof volgens Europese wetgeving niet verplicht is en de CO₂-prijzen in het ETS-systeem en de Nederlandse CO₂-heffing vooralsnog relatief laag zijn, is de vraag welke prikkel andere potentiële afnemers hebben om het gebruik van aardgas te vervangen door duurdere blauwe waterstof. Aangezien beide initiatieven willen invoeden op het landelijke waterstofnetwerk is het aannemelijk dat de vertragingen rond de aanleg van dat netwerk (paragraaf 4.1.4) sowieso tot vertraging bij het nemen van een definitieve investeringsbeslissing zullen leiden.

¹⁰⁰ Volgens de medewerkers van Gasunie die we in het kader van voorliggende rapport op 2 oktober j.l. hebben gesproken wordt voor het H₂M-project inmiddels een FEED-studie gedaan. FEED staat voor *Front-End Engineering Design*; deze fase komt na een haalbaarheidsstudie maar voor de definitieve investeringsbeslissing.

¹⁰¹ [Thyssenkrupp heroverweegt plannen voor groen staal - Duitsland Instituut.](#)

Geplande blauwewaterstoffabrieken op basis van aardgas

De H₂M- fabriek van Linde en Equinor in Eemshaven.

Volgens de meest recente Cluster Energiestrategie van Noord-Nederland (WES 2024) krijgt de fabriek naar verwachting een productievermogen van 1 gigawatt. Daarmee kan jaarlijks ongeveer 250 kiloton (30 petajoule) blauwe waterstof worden geproduceerd, overeenkomend met de productiecapaciteit van 3 gigawatt aan elektrolysers. Het gebruikte aardgas zal uit Noorwegen komen (Equinor 2023). De afgevangen CO₂ wil Equinor laten transporteren en opslaan in formaties onder de (Noorse) zeebodem. De productie van blauwe waterstof zou in 2028 van start moeten gaan, waarbij de geproduceerde waterstof zou moeten worden ingevoerd op het waterstofnetwerk voor zowel de Nederlandse als de Duitse markt. In hoeverre de vertragingen rond de bouw van het landelijke waterstofnet effect zullen hebben op de plannen is niet bekend.

De Sapphire-fabriek van Onyx Power op de Maasvlakte.

De fabriek krijgt een vermogen van 1,2 gigawatt en kan jaarlijks 300 kiloton (36 petajoule) blauwe waterstof produceren (Arcadis 2023). Dat komt overeen met 3,6 gigawatt aan elektrolyservermogen. Het aardgas wordt aan de waterstoffabriek geleverd via pijpleidingen vanuit het GTS-netwerk¹⁰², dat 'bij normale en huidige bedrijfsomstandigheden' voor het overgrote deel Noors gas transporteert (CBS 2022). De afgevangen CO₂ zal worden opgeslagen in lege gasvelden onder de Noordzee. Van de geproduceerde CO₂-afvang wordt 95 procent afgevangen. De beoogde afzetmarkt voor de geproduceerde waterstof zijn klanten in de Rotterdamse haven, andere industriële clusters in Nederland en export naar bijvoorbeeld België of Duitsland. De installatie zou volgens de website van Onyx Power tegen 2028 in bedrijf moeten zijn¹⁰³. Ook voor de Sapphire-fabriek is niet bekend in hoeverre de vertragingen rond de bouw van het landelijke waterstofnet effect zullen hebben op de plannen.

¹⁰² Gasunie Transport Services.

¹⁰³ [Voorbereiding waterstofproductieproject in Rotterdam - Onyx Power.](#)

6 Voorgestelde oplossingsrichtingen

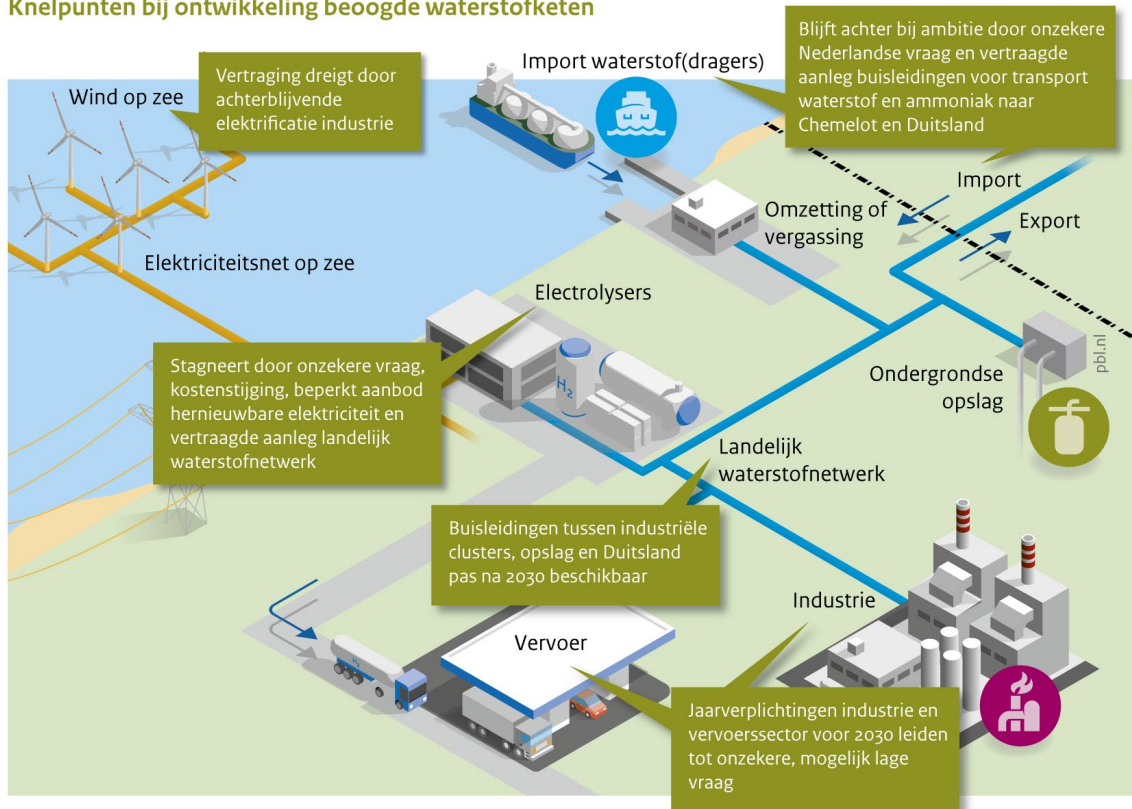
Op meerdere onderdelen van de keten zijn vertragingen opgetreden; ook zijn de productiekosten van groene waterstof gestegen in plaats van gedaald

Uit hoofdstukken 3 en 4 blijkt dat er ten opzichte van de ambities die geformuleerd zijn door het kabinet Rutte IV (en die zijn overgenomen door het kabinet Schoof) bijna op elk onderdeel van de keten vertragingen zijn opgetreden. Ook zijn de geraamde productiekosten van groene waterstof de laatste jaren gestegen in plaats van gedaald. Hieronder zetten we de belangrijkste bevindingen nog een keer op een rij. Figuur 6.1 laat zien welke oorzaken ten grondslag liggen aan de geconstateerde vertragingen.

- Slechts 5 procent van de door de rijksoverheid beoogde 4 gigawatt opgesteld elektrolyservermogen in 2030 is in aanbouw. Voor geen enkel ander initiatief is een definitieve investeringsbeslissing genomen; een drietal bedrijven heeft inmiddels zelfs expliciet aangekondigd dat ze hun investeringsbesluiten zullen uitstellen.
- In paragraaf 4.1.1 ramen we dat de jaarverplichtingen voor de industrie en de vervoerssector in totaal tot een groenewaterstofvraag van 2 tot 12 petajoule in 2030 zullen leiden, overeenkomend met 0,2 tot 1,2 gigawatt elektrolyservermogen (in Nederland of daarbuiten).
- Door het achterblijven van investeringen in elektrolyzers – en in andere vormen van industriële elektrificatie – is ook de kans kleiner dat de doelstelling van 21 gigawatt wind op zee in 2032 worden gerealiseerd. Opvallend is echter dat sommige initiatiefnemers voor elektrolyzers juist aangeven dat een beperkte beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit één van de redenen was om hun plannen voor de bouw van elektrolyzers uit te stellen. Hier lijkt dus sprake te zijn van een kip- en ei-situatie.
- Verbindingen tussen de clusters onderling en met opslagcapaciteit, en de verbinding met Duitsland via de Delta Rhine Corridor zullen niet voor 2030 beschikbaar zijn. Sommige initiatiefnemers voor elektrolyzers hebben aangegeven dat de mogelijkheid om in te voeden op het landelijk netwerk een belangrijke voorwaarde is voor een definitieve investeringsbeslissing.
- De rijksoverheid heeft de ambitie dat na 2030 ruwweg de helft van de totale vraag naar groene waterstof uit het buitenland wordt geïmporteerd. Vooral nog is voor slechts één project met een omvang van 0,2 megaton waterstof-equivalent (24 petajoule) een leveringscontract afgesloten. Ook importprojecten kunnen gehinderd worden door onzekerheid over de vraag in Nederland en de vertragingen rond de Delta Rhine Corridor, omdat eventuele vraag uit Duitsland naar waterstof of ammoniak daardoor alleen per spoor of over de weg is te bereiken. Vooral bij ammoniak zijn hier veiligheidsrisico's aan verbonden.
- De productiekosten van groene waterstof zullen voor een elektrolyser die nu in Nederland wordt gebouwd de komende 15 jaar 12 tot 16 euro per kilogram bedragen, terwijl die van grijze en blauwe waterstof naar verwachting rond 2,5 euro per kilogram zullen bedragen. De productiekosten van een elektrolyser die in 2030 of daarna wordt gebouwd kunnen door een mogelijke daling van de investeringskosten wellicht lager zijn dan genoemde 12 tot 16 euro per kilogram, maar onvoldoende om het kostenverschil met groene of blauwe waterstof te overbruggen.

Figuur 6.1

Knelpunten bij ontwikkeling beoogde waterstofketen



Bron: PBL

Er is dus sprake van meerdere kip- en ei-situaties

Het is aannemelijk dat initiatiefnemers die in potentie elektrolyzers willen bouwen pas een definitieve investeringsbeslissing zullen nemen als langjarige vraag naar groene waterstof, subsidies, aanbod van hernieuwbare elektriciteit en transport- en opslagcapaciteit zijn gegarandeerd. Ook zullen zij zoveel mogelijk zekerheid willen hebben dat elektriciteitsprijzen en netwerktarieven niet tijdens de levensduur van de installatie sterk zullen stijgen (liefst gaan ze omlaag). Ook importprojecten zullen langjarige vraag en transport- en opslagcapaciteit als investeringsvoorwaarden hebben. Op hun beurt zullen potentiële afnemers van groene waterstof hun processen pas aanpassen als het aanbod daarvan voor langere tijd is gegarandeerd, en zullen ontwikkelaars van wind op zee en van buisleidingen voor waterstof en ammoniak pas investeren als ze zekerheid hebben dat er vraag is naar hun elektriciteit en transportcapaciteit. Zolang de wederzijdse onzekerheden hierover aanhouden zal waarschijnlijk ook de huidige stagnatie aanhouden. De meeste investeringsbeslissingen moeten immers worden genomen door marktpartijen die rekening hebben te houden met hun financiers en aandeelhouders en risico's zoveel mogelijk willen uitsluiten. Deze situatie, waarbij iedereen op iedereen wacht, kan alleen door interventies van de rijksoverheid en de Europese Commissie worden doorbroken. Onderstaand wordt aan de rijksoverheid een aantal suggesties gedaan voor verbetering van het handelingsperspectief van de partijen die aan zet zijn. De suggesties volgen uit de gehouden interviews en de analyse zoals beschreven in dit rapport.

Suggesties voor verbetering van het handelingsperspectief van partijen die aan zet zijn

Beleit bij de Europese Commissie aanpassingen van de bijmengverplichting van groene waterstof in de industrie

Volgens de Europese Richtlijn Hernieuwbare Energie van 18 oktober 2023 moeten lidstaten er voor zorgen dat tegen 2030 42 procent van de waterstof die in de industrie wordt gebruikt bestaat uit RFNBO; tegen 2035 moet dit 60 procent zijn. Deze percentages zijn naar verwachting niet haalbaar, enerzijds omdat die een risico vormen voor de concurrentiepositie van de industrie¹⁰⁴, en anderzijds omdat de daarvoor benodigde hoeveelheden RFNBO's er bovendien waarschijnlijk niet op tijd zullen zijn. Daarom ligt het voor de hand om daar meer tijd voor te nemen. Daarnaast zou het beter zijn dat ook de werkingssfeer van de industrieverplichting zodanig wordt aangepast dat die rechtstreeks van toepassing is op individuele bedrijven, in combinatie met verhandelbare HWI's. De huidige verplichting geldt voor lidstaten, die vervolgens zelf beleid moeten formuleren om er voor te zorgen dat 'hun' industrie aan de verplichtingen voldoet. Elke lidstaat probeert dat op een andere manier te bereiken. Veel lidstaten – zoals Duitsland – leggen geen verplichtingen op maar zetten vooral financiële instrumenten in. Sommige – vooral Oost-Europese – lidstaten spannen zich nauwelijks in om aan de verplichting te voldoen. Nederland is de enige lidstaat die poogt om de lidstaatverplichting gedeeltelijk via een individuele verplichting aan bedrijven vorm te geven, en ondervindt daarbij hoe moeilijk het is om daarbij het evenwicht te vinden tussen een voldoende hoog ambitieniveau en het bewaken van de concurrentiekracht van de bedrijven die het betreft (paragraaf 4.1.1). Voor een gelijk speelveld tussen lidstaten zou het daarom de voorkeur hebben dat de Europese Commissie rechtstreeks aan bedrijven haalbare bijmengverplichtingen oplegt, en daar verhandelbare HWI's (paragraaf 4.1.1) aan koppelt. Om de Europese industrie te beschermen tegen concurrentie uit andere werelddelen die geen RFNBO-verplichtingen hebben zou een instrument zoals het *Carbon Border Adjustment Mechanism* (CBAM) kunnen worden ingevoerd, dat dan wel specifieke RFNBO-bepalingen moet bevatten en niet alleen bepalingen over de koolstofinhoud. Bovendien zou de bescherming op meer producten dan alleen cement, ijzer en staal, aluminium, kunstmest, elektriciteit en waterstof van toepassing moeten zijn (zoals plastics), maar ook – om het risico op omzeiling van de Europese RFNBO-eisen te verlagen – op producten die gemaakt zijn met staal en plastics (zoals auto's). Voor die laatste categorie zouden Europese productvoorschriften zoals Ecodesign geëigende instrumenten kunnen zijn.

Biedt investeringszekerheid voor groenewaterstofproductie in de raffinagesector en heroverweeg in dat licht de correctiefactor voor de raffinageroute

Hoewel er vanuit beleidsmatig oogpunt wellicht valide argumenten zijn om de raffinageroute niet te aantrekkelijk te laten zijn ten opzichte van rechtstreekse toepassing van RFNBO's in de vervoerssector, brengt de nu voorgestelde correctiefactor van 0,4 het risico met zich mee dat de prille start van groenewaterstofproductie in Nederland in de knop wordt gebroken. Brancheverenigingen Vemobin en NIHydrogen hebben laten weten dat de waarde van de verkregen Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's) door de correctiefactor dermate laag wordt dat het voor bedrijven economisch niet meer interessant is om voor/in deze route groene waterstof te produceren en te gebruiken. Twee initiatiefnemers die de grijze waterstof die ze in hun raffinaderijen gebruiken gedeeltelijk willen (Shell) of wilden (BP) vervangen door zelf geproduceerde groene waterstof, geven

¹⁰⁴ Voor 85 procent gaat dit om ammoniakproductie voor de internationaal opererende kunstmestindustrie.

aan dat de kans klein of nihil is dat er naast de Holland Hydrogen I van Shell nog nieuwe elektrolyzers zullen komen. Extra redenen om de invoering van de correctiefactor te heroverwegen zijn dat er in Nederland waarschijnlijk te weinig groenewaterstofvraag vanuit het wegverkeer en de productie van synthetische brandstoffen¹⁰⁵ is om de jaarverplichting mee te kunnen invullen, en het feit dat andere lidstaten geen correctiefactor in de raffinageroute kennen – Duitsland kent zelfs een stimuleringsfactor van 3 (TK 2024; Bundesgesetzblatt 131 2024). Dat zorgt voor een ongelijk speelveld.

Zorg dat de infrastructuur op land voor waterstof en ammoniak zo snel mogelijk wordt aangelegd

Zoals aangegeven kunnen de vertragingen rond de aanleg van het landelijke waterstofnetwerk (waaronder de Delta Rhine Corridor) en de onzekerheid of er überhaupt een ammoniakbuisleiding langs die corridor zal komen (paragraaf 4.6), leiden tot uitstel of afstel van initiatieven voor Nederlandse elektrolyzers, maar ook voor importprojecten. De beschikbaarheid van infrastructuur voor het transport naar afnemers en voor opslag van waterstof lijkt voor initiatiefnemers in Nederland en in potentiële exportlanden een belangrijke voorwaarde voor het nemen van een definitieve investeringsbeslissing. Voor ammoniak geldt daarbij als aanvullend argument dat het transport per spoor of over de weg vanwege de veiligheidsrisico's zeer ongewenst is en zo kort mogelijk zou moeten duren. Als vrees van Hynetwork en marktpartijen voor het niet terugverdienen van investeringen de reden is voor de vertragingen rond het landelijke waterstofnetwerk en de twijfel over het al dan niet aanleggen van de ammoniakleiding langs de Delta Rhine Corridor, dan zou de rijksoverheid deze vrees kunnen wegnemen via bijvoorbeeld een waarborgfonds dat de volloopriscio's afdekt¹⁰⁶.

Zoek naar manieren om de productiekosten van groene waterstof die samenhangen met overheidsregulering te verlagen

Zoals gezegd worden de hoge productiekosten van groene waterstof vooral bepaald door hoge investeringskosten, hoge elektriciteitsprijzen en hoge netwerktarieven. De rijksoverheid zal weinig invloed hebben op de kosten van materialen en menskracht, maar heeft dat wellicht wel op de bouwkosten, door bijvoorbeeld vergunningsprocedures te verkorten en te versimpelen, analoog aan het model dat voor wind op zee is gebruikt. De elektriciteitsprijzen die elektrolyzers binnen een stroomafnameovereenkomst moeten betalen zouden wellicht lager kunnen zijn als ontwikkelaars van wind op zee niet jaarlijks miljoenen euro's aan de overheid hoeven af te dragen¹⁰⁷. Dat geld moet immers via de elektriciteitsprijzen worden terugverdiend. Ten aanzien van nettarieven kan worden overwogen om naast de onlangs ingevoerde tijdsduurgebonden korting (paragraaf 4.3.1) ook een locatiegebonden korting mogelijk te maken. Daar zouden dan elektrolyzers voor in aanmerking kunnen komen die op plaatsen worden gebouwd die tot minder belasting van het stroomnet leiden. Vaak zal dat aan de kust zijn. Tot slot zijn er waarschijnlijk ook kostenbesparingen op infrastructuur te behalen als Tennet en Gasunie hun toekomstscenario's zouden harmoniseren, en structureel gezamenlijk zouden afwegen of voor een bepaalde verbinding beter een

¹⁰⁵ Zoals gezegd vindt er in Nederland in 2030 naar verwachting nog geen eigen productie van synthetische brandstoffen plaats, maar worden deze geïmporteerd.

¹⁰⁶ Analoog aan het Waarborgfonds voor warmtenetten in de gebouwde omgeving ([Kabinet maakt ruim 1 miljard euro vrij voor warmtenetten - Stichting Warmtenetwerk](#)). Een volloopriscio is het risico dat de capaciteit van een pijpleiding niet volledig wordt benut waardoor er te weinig inkomsten zijn.

¹⁰⁷ Zeevonk II moet jaarlijks 20 miljoen euro afdragen ([Noordzeker en Zeevonk II winnen tenders windparken op zee IJmuiden Ver Alpha en Beta - Noordzeeloket](#)).

elektriciteitsleiding of een waterstofleiding kan worden aangelegd. Overigens zullen al deze maatregelen waarschijnlijk niet voldoende kostendaling opleveren om het kostprijverschil met grijze en blauwe waterstof volledig te overbruggen. Dat betekent dat de productie en het gebruik van groene waterstof voorlopig alleen van de grond kan komen – en blijven – bij voldoende ambitieuze maar tevens haalbare jaarverplichtingen, die voor de industrie gepaard moeten gaan met voldoende hoge subsidies. Mits de Europese Commissie volgens plan de uitgifte van nieuwe emissierechten in 2039 beëindigt zou de CO₂-prijs in het ETS-systeem tegen die tijd mogelijk hoog genoeg zijn om de rol van subsidies te kunnen overnemen. Als Europa tegen die tijd het enige continent is met een dergelijk stringent beleid, is het essentieel dat er dan een effectief en verbreed¹⁰⁸ CBAM- en Ecodesign-systeem en in werking is.

Overweeg in de SDE++-subsidierегeling voor groene waterstof ook de productie van een beperkt aandeel low-carbon waterstof te subsidiëren

De OWE-subsidierегeling (paragraaf 4.1.1) subsidieert alleen de exploitatiekosten voor de productie van volledig hernieuwbare waterstof, maar staat toe dat met de productie-installatie ook niet-hernieuwbare waterstof wordt geproduceerd, op voorwaarde dat de uitstootvermindering van broeikasgas van de geproduceerde waterstof minimaal 70 procent is¹⁰⁹. Aangezien de OWE ook een deel – in de tweede tender tot 80 procent – van de investeringskosten subsidieert, wordt daarmee indirect toch de productie van deze *low-carbon* waterstof gesubsidieerd. Het is onzeker of er na de derde tender van de OWE-subsidierегeling in het voorjaar van 2025 nog budget uit het Klimaatfonds wordt toegekend aan nieuwe tenders. Als dat niet het geval is zijn bedrijven voor nieuwe subsidies afhankelijk van de SDE++-subsidie. De SDE++-regeling is echter een pure exploitatiesubsidie die alleen de onrendabele top van de productie van hernieuwbare waterstof subsidieert. Onder de huidige voorwaarden kan het dan voor bedrijven financieel lastiger worden om met het door hun gewenste ‘vlakke’ productieprofiel te produceren (paragraaf 4.2). Dat kan leiden tot meer op- en afregelen (ongewenst voor afnemers van groene waterstof) en meer starts en stops, wat tot snellere slijtage van de elektroden leidt. De rijksoverheid zou daarom kunnen overwegen in de SDE++-subsidierегeling voor groene waterstof ook de productie van een beperkt aandeel *low-carbon* waterstof te subsidiëren.

Bepleit bij de Europese Commissie aanpassingen van de methodiek voor toewijzingen van de subsidies van de European Hydrogen Bank

In de eerste Europese subsidieronde van de *European Hydrogen Bank* voor duurzame waterstofproductie met elektrolyzers – met een budget van 800 miljoen euro uit het Innovatiefonds – hebben Nederlandse bedrijven dit voorjaar geen subsidie weten te bemachtigen. Deze subsidie werkt volgens een veiling waarbij het laagste bod wint. Het goedkoopste Nederlandse bod lag twee keer zo hoog als die van de winnende projecten uit Spanje, Portugal, Finland en Noorwegen. Dat zijn alle vier landen met relatief goedkope hernieuwbare elektriciteit. De Nederlandse overheid zou voor volgende rondes een veilingssysteem kunnen bepleiten waarbij gecorrigeerd wordt voor de prijs van hernieuwbare elektriciteit in een land. Dit lijkt een redelijk verzoek omdat het budget voor de subsidierегeling afkomstig is uit opbrengsten van veilingen van ETS-rechten; ook de landen die nu geen subsidie krijgen betalen daaraan mee. Het huidige het-laagste-bod-wint-principe zal bij de tweede

¹⁰⁸ Zoals gezegd: niet alleen bepalingen voor koolstofinhoud maar ook voor RFNBO-gebruik.

¹⁰⁹ [Subsidierегeling grootschalige productie volledig hernieuwbare waterstof via elektrolyse \(OWE\).](#)

veiling – die op 3 december 2024 open is gegaan en een budget heeft van 1,2 miljard euro¹¹⁰ – niet meer kunnen worden aangepast, maar wellicht wel in eventuele rondes die daarna komen.

Zet voor netbalancing ook in op andere technologieën dan elektrolyzers

In paragraaf 4.2 is aangegeven dat de rijksoverheid voor elektrolyzers een belangrijke rol ziet in het balanceren van vraag en aanbod van elektriciteit, vooral van elektriciteit van wind op zee. Elektrolyzers zouden vooral overschotten van hernieuwbare elektriciteit moeten inzetten. Uit paragraaf 4.2 komt echter naar voren dat initiatiefnemers voor groenwaterstofproductie een zo vlak mogelijk productieprofiel met zoveel mogelijk vollasturen beogen. Daarmee kunnen ze immers veel meer vollasturen realiseren dan met alleen overschotten, waardoor de kapitaalslasten per kilogram waterstof relatief lager zullen zijn. Als elektrolyzers op deze manier zullen draaien zullen de sterk variërende overschotten van wind op zee juist op het elektriciteitsnet komen. Als er voldoende elektrolyzers aan de kust zijn wordt het elektriciteitsnet dan weliswaar niet overbelast, maar is het wel moeilijker te balanceren. Daarom is het raadzaam dat de rijksoverheid ook inzet op de ontwikkeling van andere balanceringsopties, zoals grootschalige elektrische boilers en industriële warmtepompen, uitwisseling van elektriciteit met het buitenland, energieopslag en CO₂-vrij en/of -arm regelbaar vermogen. De laatstgenoemde technologie is pas een reële optie als er voldoende aanbod is van blauwe en/of groene waterstof.

Zorg dat blauwewaterstoffabrieken na 2050 zijn uitgefaseerd of klimaatneutraal zijn

In hoofdstuk 5 is betoogd dat blauwewaterstofproductie een belangrijke aanvullende rol kan spelen in de transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem. Dat geldt zowel voor bestaande SMR-installaties als voor nieuwe ATR-installaties op basis van Noors aardgas of voor het decarboniseren van bestaande restgassen die nu worden ingezet voor ondervuring van processen. Het gebruik van blauwe waterstof zal echter vanwege de broeikasgasemissies die in de productieketen vrijkomen minder goed passen in een klimaatneutraal energie- en productiesysteem in 2050. Daar komt bij dat de schaarse opslagcapaciteit beter kan worden gebruikt voor de opslag van biogene CO₂ (BECCS), omdat dat negatieve emissies oplevert. Het is daarom van belang dat de blauwewaterstoffabrieken richting 2050 worden uitgefaseerd en vervangen worden door groenwaterstoffabrieken. Mogelijk zullen hoge CO₂-prijzen in het ETS-systeem en verminderde beschikbaarheid van aardgas met lage ketenemissies daar rond 2040 voor zorgen, maar als de rijksoverheid het risico op *lock-in* van de productie en toepassing van blauwe waterstof wil minimaliseren kan een verbod in 2050 worden overwogen. Om eventuele schadeclaims te voorkomen zou zo'n toekomstig verbod bekend moeten zijn voordat bedrijven een investeringsbeslissing nemen. Een alternatief voor een verbod is de eis dat blauwewaterstoffabrieken in 2050 klimaatneutraal zijn, bijvoorbeeld door groengas bij te mengen.

Overweeg meer tijd te nemen voor het realiseren van de doelstellingen voor elektrolyzers voor 2030 en 2032 en zorg voor versnelde opschaling daarna

Zoals gezegd in hoofdstuk 2 heeft Nederland voor 2030 een doel van 4 gigawatt productiecapaciteit voor groene waterstof; in 2032 zou dat 8 gigawatt moeten zijn. Er zijn meerdere redenen om meer tijd te nemen voor die doelen naar beneden bij te stellen:

¹¹⁰ [Second renewable hydrogen auction: European Commission publishes Terms and Conditions - European Commission.](#)

- Voor de productie van de vraag die in 2030 door de jaarverplichtingen in de industrie en de vervoerssector wordt veroorzaakt is 0,2 tot 2,0 gigawatt elektrolyservermogen voldoende, en zelfs minder als er ook import plaatsvindt voor de Nederlandse markt. Voor de binnenlandse vraag is er daarom geen noodzaak om in 2030 4 gigawatt elektrolyservermogen te hebben. Productie voor bijvoorbeeld Duitsland is niet mogelijk zolang er nog geen waterstofnetwerk is.
- Met de beschikbare subsidies (paragraaf 4.1.1) zal de onrendabele top van ongeveer een derde van de jaarproductie van 4 gigawatt elektrolyservermogen¹¹¹ voor een aantal jaar kunnen worden afgedekt.
- Gezien het feit dat er nog maar één definitieve investeringsbeslissing is genomen – voor 5 procent van het beoogde vermogen in 2030 – en sommige partijen officieel uitstel van hun plannen hebben aangekondigd, zijn de doelstellingen voor 2030 en 2032 in redelijkheid niet meer binnen 6 jaar haalbaar.
- In het onwaarschijnlijk geval dat de komende een of twee jaar toch voldoende investeringsbeslissingen zouden worden genomen om de doelen te realiseren, zal dat een enorm beslag leggen op *stacks*¹¹², materialen, kapitaal en menskracht. Dat zal ongetwijfeld leiden tot forse kostenstijgingen.
- Om de doelen te kunnen halen moeten tegelijkertijd zeer veel installaties worden gebouwd. De elektrolysetechniek is echter nog in ontwikkeling en zal daarom kinderziektes vertonen. Gelegenheid om processen al voorafgaand of tijdens de bouw te optimaliseren op basis van andermans ervaringen is er bijna niet.
- De infrastructuur voor transport naar de opslagfaciliteiten in Zuidwending en naar potentiële afnemers in andere industriële clusters en Duitsland is niet voor 2032 beschikbaar.

Tot slot

Geen enkele voorgestelde aanpassing zal op zichzelf voldoende zijn om groenewaterstofproductie en -gebruik vlot te kunnen trekken. Daarvoor zullen op vrijwel alle terreinen – vraag, productiekosten, beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit, infrastructuur, subsidies en voldoende bescherming tegen buitenlandse concurrentie – aanpassingen nodig zijn. Wellicht zijn daarbij nog maatregelen te bedenken die hier niet zijn genoemd. Sommige voorstellen zal de rijksoverheid niet zelf kunnen implementeren maar alleen bij de Europese Commissie kunnen bepleiten. Om dat met meer kans van slagen te doen zijn coalities met andere lidstaten nodig.

¹¹¹ De jaarproductie van 4 gigawatt is circa 40 petajoule. In paragraaf 4.1.1 hebben we laten zien dat er in principe voldoende subsidie beschikbaar is om de onrendabele top van de maximaal uit de jaarverplichtingen voortvloeiende vraag (19 petajoule) voor 5 tot 10 jaar af te dekken.

¹¹² *Stacks* is het deel van de fabriek waar de feitelijke elektrolyse plaatsvindt. Een fabriek van bijvoorbeeld 200 megawatt bestaat uit meerdere *stacks*.

Referenties

- ACER 2024 European hydrogen markets; 2024 Market Monitoring Report, 19 november 2024.
- AIT 2022 Importmogelijkheden für erneuerbaren Wasserstoff, december 2022.
- Arcadis 2023 Notitie Reikwijdte en detailniveau Low Carbon (blue) hydrogen gas production plant, Rotterdam Onyx Strategic Investment Management II BV, 30 maart 2023.
- Bauer et al. 2022 On the climate impact of blue hydrogen, Sustainable Energy Fuels, 2022, 6, 66.
- Bundesgesetzblatt 131 2024 Verordnung zur Neufassung der Siebenunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote – 37. BImSchV), 17. April 2024.
- CBS 2022 Oorsprong van gas, 10 augustus 2022. [Oorsprong van gas | CBS](#).
- CE 2024 Toetsing beleidsontwikkelingen waterstof.
- Draghi 2024 The future of European competitiveness, September 2024
- EC 2024 Results of the pilot auction for renewable hydrogen, 7 oktober 2024.
- EHB 2023 Implementation roadmap – Cross border projects and costs update, november 2023.
- Elzenga en Strengers 2024 Productie, import, transport en opslag van waterstof in Nederland; Achtergrondstudie binnen het project Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), 24 april 2024.
- ERK 2024 Het industriebeleid van de EU inzake hernieuwbare waterstof; Rechtskader grotendeels aangenomen – tijd voor een realitycheck, Europese Rekenkamer, 2024.
- Equinor 2023 H2M: Koolstofarme waterstof uit de Eemshaven; mededeling over het voornemen, 16 februari 2023.
- EZK 2021 Kamerbrief ‘Ontwikkeling transportnet voor waterstof’, 30 juni 2021.
- EZK 2022a Kamerbrief ‘Ontwikkeling transportnet voor waterstof’, 29 juli 2022.
- EZK 2022b Aanvullende routekaart windenergie op zee 2030, 10 juni 2022.
- EZK 2023a Kamerstuk 32813, nr. 1314 van 30 oktober.
- EZK 2023b Kamerbrief ‘Energiediplomatatie en import van waterstof’, 2 juni 2023.
- EZK 2023c Vormgeving instrumentarium hernieuwbare waterstof, 23 juni 2023
- EZK 2024a Kamerbrief ‘Voortgang waterstofbeleid’, 30 mei 2024.
- EZK 2024b Kamerbrief ‘ Uitslag vergunningverlening windenergie op zee: IJmuiden Ver kavels Alpha en Beta (4 GW)’, 11 juni 2024.
- EZK 2024c Ontwikkelkader windenergie op zee, 24 april 2024.
- EZK 2024d Kamerbrief ‘Energie Infrastructuur Plan Noordzee 2050’, 6 juni 2024.
- EZK 2024e Kamerbrief ‘Voortgang demonstratieprojecten waterstof op zee’, 10 juni 2024.
- EZK 2024f Kamerbrief ‘Voortgang en procedure Delta Rhine Corridor’, 27 juni 2024.
- EZK 2024g Update aanvullende routekaart wind op zee, 25 april 2024. Eerder was het doel 21 gigawatt in 2030 – 2031.
- EZK 2024h Kamerbrief ‘Vergunningverlening windenergie op zee (4 GW): IJmuiden Ver Gamma en Nederwiek I’, 31 mei 2024.

EZK 2024i Concept Notitie Reikwijdte en Detailniveau Programma VAWOZ 2031-2040, 9 februari 2024.

EZK 2024j Kamerbrief 29023, nr. 512, 8 mei 2024.

Guidehouse 2020 Gecombineerde Tenders Windenergie Op Zee & Waterstofproductie, eindrapport, 30 september 2020.

Hynetwork 2024 Conceptvoorstel aanpassing uitrolplan (consultatiedocument), 10 december 2024.

IEA 2024 Global Hydrogen Review 2024, International Energy Agency.

IenW 2024a Kamerstuk 32 813, nr. 1383, 26 april 2024.

IenW 2024b Derde voortgangsbrief implementatie RED-III vervoer, 30 oktober 2024.

ISPT 2022 A One-GigaWatt Green-Hydrogen Plant; Advanced Design and Total Installed-Capital Costs, 20 januari 2022.

KEV 2024 Klimaat- en Energieverkenning 2024, Planbureau voor de Leefomgeving.

KGG 2024a Memorie van toelichting Wet jaarverplichting hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong in de industrie, november 2024.

KGG 2024b Programma Verbindingen Aanlanding Wind Op Zee (VAWOZ) 2031-2040, 2024.

KGG 2024c Meerjarenprogramma klimaatfonds 2025, 2024.

KGG 2024d Voortgang waterstofbeleid 10 december 2024.

KGG & IenW 2024 Kabinetsvisie waterstofdragers 22 november 2024.

McKinsey 2024 Demand-based pricing stabilizes the electricity market of the future, 28 februari 2024.

Neuvel 2024 Kennisnotitie Signalen waterstoftransitie
<https://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/KN-2024-0029.pdf>

NPE 2023 Nationaal Plan Energiesysteem, 1 december 2023.

PBL 2024a Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024.

PBL 2024b The Green Hydrogen Dilemma; The risks, trade-offs, and co-benefits of a green hydrogen economy in low- and middle-income countries. 16 juli 2024.

PBL 2024c Trajectverkenning Klimaatneutraal 2050, april 2024.

PEH 2023 Programma Energiehoofdstructuur, maart 2024.

Petrochem 2024 Petrochem 3 – 2024, pagina 12 e.v., 18 juni 2024

PoR 2022 Position paper of the port of Rotterdam on H2 imports; Delivering REPowerEU ([Port-of-Rotterdam-Position-paper-on-H2-imports-2022_10.pdf](#)).

Ramboll 2023 Achieving affordable green hydrogen production plants., 2023.

Rosmuller 2024 De zeven veiligheidsprincipes van grootschalig transport van ammoniak en andere waterstofdragers, NIPV.

Royal HaskoningDHV 2024 Water voor waterstof, Onderzoek naar de relatie tussen waterbeschikbaarheid en grootschalige elektrolyse, 9 juli 2024.

Tennet 2024 Investeringsplan Net op zee 2024 – 2033, 17 april 2024.

TK 2024 Vragen gesteld door de leden der Kamer, met de daarop door de regering gegeven antwoorden, aanhangsel van de Handelingen (795), Tweede Kamer der Staten-Generaal, vergaderjaar 2024-2025

TNO/CBS 2020 The Dutch hydrogen balance, and the current and future representation of hydrogen in the energy statistics, 24 juni 2020

- TNO 2024a Inzet van groene waterstof in de vervoerssector; Kostenvergelijking van de raffinage-route met opties voor direct gebruik.
- TNO 2024b State of art in Offshore Hydrogen production, juli 2024.
- TNO 2024c Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands; Renewable Hydrogen Cost Element Evaluation Tool (RHyCEET), 30 mei 2024.
- TNO 2024d Costs and greenhouse gas emissions of international hydrogen supply chains, 2 augustus 2024.
- TNO 2024e Op weg naar circulaire elektrolyzers: verkenning van scenario's en strategieën, mei 2024.
- TNO 2024f Verkenning van toekomstige ontwikkelingen en uitdagingen voor een klimaatneutraal elektriciteitssysteem in Nederland, 2030-2050; Achtergrondrapport bij de PBL-studie Trajectverkenning Klimaatneutraal Nederland 2050 (TVKN 2050), 24 april 2024.
- VROM 2004 Kamerbrief 27801, nr. 26. Kabinetsstandpunt ketenstudies ammoniak, chloor en lpg, 22 december 2004.
- WES 2024 CES Cluster Noord-Nederland, WaterEnergySolutions, september 2024.