

Verkenning Aanlanding Netten Op Zee 2024-2030 Waterstof onderzoeks- en kennisvragen

In opdracht van het ministerie van EZK organiseert RVO samen met TenneT zogenoemde omgevingsmanagementbijeenkomsten. Dit ter voorbereiding op de besluitvorming eind 2018 over mogelijke scenario's voor het aan land brengen van 7 GW windenergie opgewekt op de Noordzee in de periode 2024-2030. Op donderdag 12 april 2018 vond in het WTC Rotterdam de startbijeenkomst plaats. In juni 2018 zijn vier regionale vervolgsessies georganiseerd in Groningen, Haarlem, Den Haag en Middelburg. In september 2018 volgt er nog een aantal afsluitende bijeenkomsten.

De voorkeursvarianten zijn nieuwe AC- of DC-hoogspanningskabels met 380 kV aansluitstations op land met voldoende capaciteit en ruimte. Alternatieven voor het transport en de afname van deze 7 GW windenergie zijn onder andere snellere elektrificatie nabij de kust, conversie naar groene waterstof als energiedrager en het gebruik van de bestaande gasinfrastructuur in Nederland.

Vragen en antwoorden

Tijdens de startbijeenkomst zijn de verschillende opties besproken en de mogelijke kansen en belemmeringen. Er zijn veel vragen gesteld over nut en noodzaak van het transport via elektronen en/of moleculen. Hieronder zijn negen kennisvragen over groene waterstof beantwoord voorzien van een nadere toelichting. Aan de hand van de vragen en antwoorden worden betrokkenen geïnformeerd over de voor- en nadelen van dit alternatief (transport van moleculen) naast extra hoogspanningskabels (transport van elektronen)

Vraag 1

Wat is het verschil tussen grijze, blauwe en groene waterstof?

Antwoord

Grijze waterstof is waterstof die industrieel op grote schaal wordt geproduceerd op basis van aardgas. Hierbij komt veel CO₂ vrij, vandaar de naam grijze of fossiele waterstof. Bij blauwe waterstof wordt de CO₂ die vrijkomt bij de productie van waterstof uit aardgas volledig afgevangen en opgeslagen in bijvoorbeeld oude gasvelden. Blauwe waterstof is dus klimaatneutrale waterstof door de toepassing van Carbon Capture & Storage (CCS, CO₂-afvang en -opslag). Groene waterstof wordt geproduceerd door (meestal elektrochemische) splitsing van water in waterstof en zuurstof met behulp van duurzame energie. Hierbij komt geen CO₂ vrij, vandaar de naam groene of duurzame waterstof.

Vraag 2

Hoe worden grijze, blauwe en groene waterstof geproduceerd?

Antwoord

Grijze waterstof wordt grootschalig industrieel geproduceerd, meestal door reforming van aardgas via het Steam Methane Reforming (SMR) proces. Voor blauwe waterstof zijn extra investeringen en aanpassingen aan het SMR proces nodig om de vrijkomende CO₂ volledig te kunnen afvangen en opslaan. Groene waterstof wordt geproduceerd uit hernieuwbare bronnen via de elektrolyse van water op basis van duurzame elektriciteit.

Nadere toelichting op de verschillende waterstofproductieprocessen

Op dit moment wordt wereldwijd en in Nederland de meeste waterstof grijs geproduceerd. Deze grijze waterstof wordt hierbij grootschalig geproduceerd door reforming van aardgas. Daarnaast zijn er diverse andere (petro)chemische processen waarbij waterstof vrijkomt zoals bij kraak- en dehydrogeneringsprocessen. Het Steam Methane Reforming (SMR) proces, waarbij reforming plaatsvindt in een reactie met stoom, is de meest toegepaste variant. Het proces bestaat uit meerdere stappen maar kan grofweg worden opgesplitst in twee delen. In het eerste deel vindt reforming van aardgas met stoom plaats bij temperaturen van 800-1000 °C. Hierbij wordt een

syngas gevormd dat bestaat uit koolmonoxide (CO) en waterstof (H₂). Het tweede deel is de watergas-shift-stap. Deze vindt bij lagere temperatuur plaats. De CO uit het syngas reageert hierbij met nog meer stoom (H₂O) waarbij kooldioxide (CO₂) en meer waterstof wordt gevormd. In een gasscheidingssectie worden het mengsel van CO₂ en waterstof vervolgens gescheiden en wordt de CO₂ hierbij geëmitteerd.

Voor blauwe waterstof zijn aanpassingen aan het SMR proces wenselijk om tegen lagere kosten de vrijkomende CO₂ volledig te kunnen afvangen. Met zuurstof vanuit bijvoorbeeld de productie van groene waterstof (zie hieronder) kan tegen lagere energiekosten met o.a. het Auto Thermal Reforming (ATR) proces blauwe waterstof gemaakt worden als opschalingsstap op weg naar een volledig duurzame energievoorziening.

Momenteel wordt elektrolyse van water bij uitstek beschouwd als de technologie voor de productie van duurzame waterstof. Voorwaarde voor groene waterstof is dan wel de inzet van duurzame elektriciteit. Bij de huidige Nederlandse elektriciteitsmix, met nog een groot aandeel steenkool, is de productie van waterstof via elektrolyse nu echter nog koolstof-intensiever dan de productie-route via SMR met aardgas. Dit zal in de komende jaren door de snelle ontwikkeling van wind- en zonprojecten veranderen. Er bestaan diverse lage (60-70 °C) en hoge (600-800 °C) temperatuur elektrolysetechnologieën. In alle gevallen wordt elektriciteit ingezet voor de splitsing van water met als nettoresultaat de productie van waterstof en zuurstof. Het elektrisch rendement zal naar verwachting stijgen van nu gemiddeld 72% (55 kWh/kg H₂) naar 79% (50 kWh/kg H₂) in 2030 gebaseerd op de Higher Heating Value (39,4 kWh/kg H₂).

Geraadpleegde bronnen en meer informatie:

- Routekaart waterstof, TKI Nieuw Gas, maart 2018

Vraag 3

Wat is de kostprijs van groene waterstof ten opzichte van elektriciteit?

Antwoord op vraag 3

De kostprijs van groene waterstof is ca. 25% (28% nu en 21% in 2030, zie antwoord op vraag 2) hoger per eenheid van energie in vergelijking met groene stroom. Of de integrale kostprijs voor groene waterstof in de praktijk ook ca. 25% hoger zal zijn dan die voor duurzame elektriciteit hangt mede af van:

- de markt- en groothandelsprijzen voor groene stroom bij overschotten (veel wind) en tekorten (weinig wind);
- hoe de voordelen van groene waterstof (o.a. lagere opslag- en transportkosten) als energiedrager in het toekomstige Nederlandse energiesysteem verdisconteerd worden.

Nadere toelichting op de kostprijs van groene waterstof

De kostprijs van groene waterstof is lastig te vergelijken met de kostprijs van elektriciteit. Het zijn onvergelijkbare energiedragers. Een eenvoudige vergelijking zou kunnen zijn om de kostprijs van elektriciteit te delen door het omzettingsrendement naar waterstof. De kostprijs van waterstof ligt dan ca. 25% hoger per eenheid energie dan die van elektriciteit. Wanneer naar integrale kosten wordt gekeken, dan zou er nog een bijdrage voor afschrijving en onderhoud van de elektrolyser in rekening moeten worden gebracht, en kosten voor de financiering. Deze bijdrage is echter sterk afhankelijk van het aantal bedrijfsuren van de installatie, maar bij de huidige en toekomstige investeringskosten en meer dan 4000 bedrijfsuren per jaar is de bijdrage klein ten opzichte van de elektriciteitskosten.

Daarnaast is het maar de vraag of de kostprijs van groene waterstof per eenheid energie ook daadwerkelijk zoveel hoger ligt dan die van elektriciteit. Dit is o.a. ook sterk afhankelijk van de elektriciteitsprijs die moet worden betaald bij de omzetting ten opzichte van de groothandelsprijs van elektriciteit of de prijs van elektriciteit die geldt voor een bepaalde categorie klanten. In principe geldt, hoe grootschaliger de omzetting, hoe lager de prijs. Bij grootschalige omzetting moet door het sluiten van langjarige contracten (Power Purchase Agreements, PPAs) met windparken een lagere prijs kunnen worden verkregen dan de gemiddelde productiekosten voor elektriciteit. Daarbij

kan het voor grootschalige omzetters lonen om actief te handelen op de elektriciteitsbeurs, waardoor uiteindelijk een gemiddelde prijs kan worden verkregen die zelfs onder de gemiddelde groothandelsprijs uitkomt. Hierbij kan worden gedacht aan een prijs in de orde van 3,5 tot 4 €/MWh. Hiermee zou de kostprijs van groene waterstof uitkomen rond de 2 €/kg. Dit is redelijk vergelijkbaar met de toekomstige kosten van fossiel waterstof op basis van aardgas, zeker wanneer hierbij afvang en opslag van CO₂ nodig is om de klimaatdoelstellingen voor emissiereductie te kunnen halen.

Geraadpleegde bronnen en meer informatie:

- Routekaart waterstof, TKI Nieuw Gas, maart 2018
- A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers, PWC, maart 2017

Vraag 4

Wat zijn de transportkosten van waterstof?

Antwoord op vraag 4

De transportkosten van waterstof zijn vergelijkbaar met die van aardgas. Een interessante optie is hierbij de toekomstige inzet van het bestaande aardgas transport leidingen voor waterstof in Nederland.

Nadere toelichting op de transportkosten van waterstof

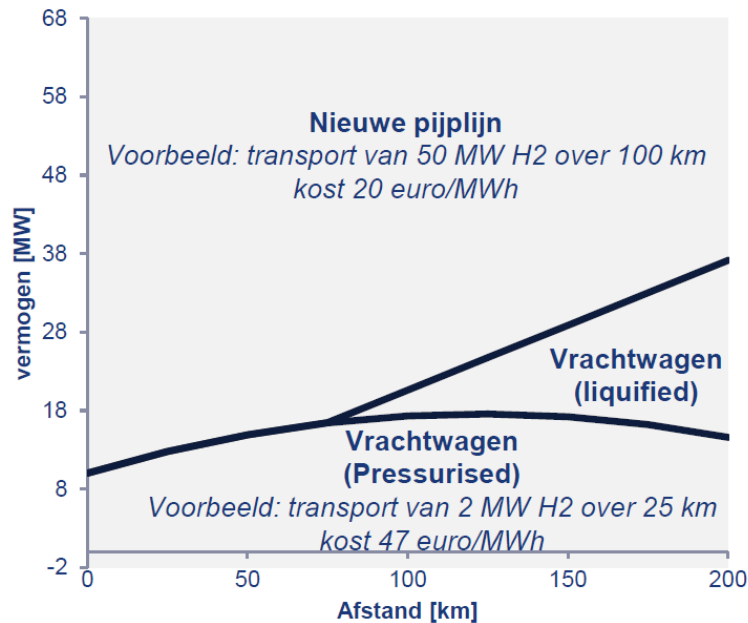
Uit de eerste verkenningen komt naar voren, dat er geen "showstoppers" zijn voor het gebruik van (delen van) de huidige aardgasinfrastructuur voor het transport van waterstof. De energie-inhoud van een kubieke meter waterstof bedraagt een derde van die van een kubieke meter aardgas. De viscositeit van het gas is echter een stuk lager waardoor het gas met een grotere snelheid kan worden getransporteerd. Er zijn meerdere effecten die elkaar compenseren waardoor de capaciteit van een buisleiding voor transport van aardgas of waterstof bij gelijke druk ongeveer gelijk is. Dit betekent dat bij grootschalig transport van waterstof door buisleidingen de transportkosten op hetzelfde niveau liggen als voor transport van aardgas.

Een interessante optie is de inzet van bestaande aardgas buisleidingen voor het transport van waterstof. Dit kan op twee manieren:

- a. de bestaande leidingen gebruiken met beperkte aanpassingen aan de afdichtingen;
- b. een nieuwe waterstofleiding in de bestaande gasleiding schuiven (pipe in pipe).

De leidingen van het nationale aardgas transportsysteem zijn in principe ook geschikt om waterstof te transporteren. Voor beide opties is een groot bijkomend voordeel dat de vergunningsprocedure veel korter is dan het plaatsen van een nieuwe waterstofleiding. De kosten van een pipe in pipe oplossing zijn een factor 10 lager ten opzichte van het aanleggen van een nieuwe leiding. De kosten voor het aanpassen van bestaande leidingen zijn minder ingrijpend dan pipe in pipe, dus is het te verwachten dat de kosten minimaal gelijk, al dan niet lager, uitvallen dan pipe in pipe. Beide opties hebben de voorkeur boven andere vormen van transport, omdat de oude leidingen niet hoeven te worden verwijderd en vernietigd, maar worden hergebruikt.

Binnen Nederland (<200 km) is een nieuwe pijplijn voor het transport van waterstof al snel kosten-efficiënter dan transport over de weg. Zoals hierboven vermeld kunnen de kosten van transport nog verder worden gereduceerd door gebruik te maken van reeds bestaande hoge druk gasleidingen. In het schema hieronder zijn de kosten toegelicht voor het transport van waterstof via een nieuwe pijplijn en vrachtwagens (voor gecombineerde en vloeibaar gemaakte waterstof).



Geraadpleegde bronnen en meer informatie:

- Routekaart waterstof, TKI Nieuw Gas, maart 2018
- Verkenning Waterstofinfrastructuur, DNV GL, november 2017
- Berenschot/TNO rapport "CO₂-vrije waterstofproductie uit gas", november 2017
- SBC Energy Institute "Hydrogen-Based Energy Conversion FactBook", februari 2014

Vraag 5

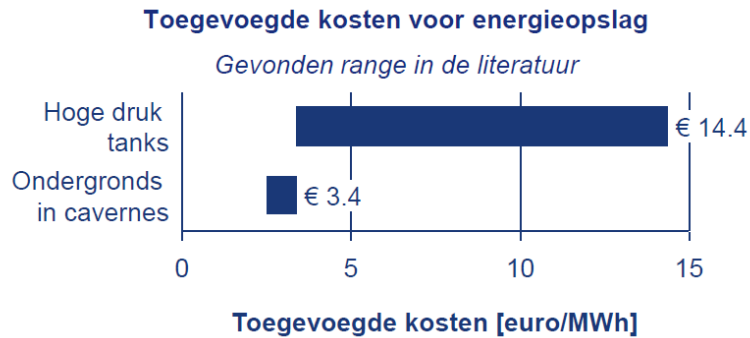
Wat zijn de opslagkosten van waterstof?

Antwoord op vraag 5

De opslagkosten van waterstof hangen sterk af van de wijze en benodigde duur van de opslag. Line packing (drukvariaties in leidingen) is relatief goedkoop en hoge druk tanks zijn relatief duur. Hieronder zijn de verschillen in opslagkosten ondergronds in cavernes en in hoge druk tanks indicatief toegelicht.

Nadere toelichting op de opslagkosten van waterstof

Waterstof heeft andere eigenschappen dan aardgas. Hierdoor bestaat, bij opslag in uitgeputte gasvelden, het risico dat verlies en verontreiniging van waterstof optreden als gevolg van bijvoorbeeld de reactie van waterstof met zwavel. Desondanks is in Oostenrijk een proefproject om waterstof hierin op te slaan succesvol gebleken met een waterstof-fractie tot 10%. Ondergrondse grootschalige opslag in zoutcavernes is een bewezen technologie en is kostenefficiënter dan welke andere vorm van opslag. Hogedruktanks zijn bijvoorbeeld tot een factor 4 duurder en andere opties hebben veelal een te lage Technology Readiness Level (TRL) voor de korte termijn. Line packing (een opslagmethode waarbij de druk in het gasnet wordt gevarieerd) kan goedkoop gebruikt worden voor typische variaties van minuten tot maximaal uren. De toegevoegde kosten voor opslag van waterstof in hoge druk tanks en ondergronds in cavernes zijn in het onderstaande schema toegelicht.



Geraadpleegde bronnen en meer informatie:

- Berenschot/TNO rapport "CO₂-vrije waterstofproductie uit gas", november 2017
- SBC Energy Institute "Hydrogen-Based Energy Conversion FactBook", februari 2014

Vraag 6

Hoeveel energieverlies treedt op bij de omzetting van duurzame elektriciteit in groene waterstof?

Antwoord op vraag 6

Op dit moment is het hoogste rendement van de omzetting van elektriciteit in groene waterstof ruim 75%. Het "energieverlies" bedraagt dan minder dan 25%. Dit verlies kan verder omlaag, wanneer de restwarmte (60-70°C) nuttig kan worden ingezet.

Nadere toelichting op het energieverlies bij de productie van groene waterstof

Voor de productie van een kilogram waterstof via elektrolyse is op het ogenblik met de best presterende eenheden 52 kWh elektriciteit nodig op systeemniveau. De energie-inhoud van een kilogram waterstof bedraagt 39,4 kWh op bovenwaarde (Higher Heating Value, HHV). Het rendement van de omzetting komt daarmee op ruim 75%. Het energieverlies bedraagt dan minder dan 25%.

De vraag is nu hoe dit te waarderen. Als de elektriciteit ook direct ingezet had kunnen worden met 100% rendement, dan is 25% verlies aanzienlijk. Echter, zou de duurzame energie anders niet benut kunnen worden dan is het verlies minder relevant en telt de 75% die wel kan worden benut als winst. Als de waterstof aan boord van een brandstofcel-elektrisch voertuig met 55% rendement weer wordt omgezet naar elektriciteit, dan is het overall rendement grofweg 42%. Dat is een relatief beperkt rendement. Maar als batterijen niet voldoen voor de betreffende toepassing en het alternatief is inzet van biobrandstof in een verbrandingsmotor met gemiddeld een veel lager rendement, dan is die 42% relatief een mooi cijfer. Zeker als hierbij wordt bedacht, dat hierbij netto nul CO₂-emissie optreedt, terwijl dat niet het geval is bij inzet van biobrandstoffen. Zo zijn er tal van voorbeelden te geven waarin groene waterstof bijdraagt aan een relatief hoog overall rendement ten opzichte van alternatieven. De waardering van het groene waterstof energieverlies van 25% is dus sterk afhankelijk van de situatie en de eventueel gedeeltelijke benutting van deze restwarmte.

Geraadpleegde bronnen en meer informatie:

- Routekaart waterstof, TKI Nieuw Gas, maart 2018

Vraag 7

Is de omzetting van duurzame elektriciteit naar groene waterstof wel zinvol?

Antwoord op vraag 7

Vanwege energie en grondstof gerelateerde verduurzamingsredenen is de omzetting van duurzame elektriciteit (afkomstig van windparken op zee, maar ook van windparken op land en van zon-PV) naar waterstof niet alleen zinvol, maar zelfs essentieel om tot vergaande benutting te kunnen komen van de relatief weinig omstreden en overvloedig beschikbare duurzame energiebronnen wind en zon.

Gezien de urgentie en de omvang van de klimaatuitdaging is het verder van groot belang om de realisatie van deze optie ruim voor 2030 grootschalig in gang te zetten.

Nadere toelichting op de belangrijke systeemrol van groene waterstof

De splitsing van water via elektrolyse met de energie van hernieuwbare bronnen, zoals zon en wind, biedt een mechanisme om die energie vast te leggen in waterstof. Terug naar elektriciteit kan, maar waterstof is veel breder inzetbaar als energiedrager en als grondstof voor de chemische industrie. De waterstofroute levert daarom een extra route voor benutting van wind- en zonne-energie, bovenop de benutting voor verduurzaming van de elektriciteitsproductie. Bijkomend voordeel is dat waterstof als gasvormige energiedrager, net als aardgas, relatief eenvoudig over grote afstanden is te transporteren met trucks, schepen en via buisleidingen. Ook kan het in grote hoeveelheden en voor langere tijd worden opgeslagen, indien nodig. Waterstof levert zo maximale flexibiliteit in beschikbaarheid van wind- en zonne-energie in termen van tijd, locatie en toepassing.

Voor Nederland is vooral Wind op Zee (WoZ) een belangrijke bron. Zonder de extra waterstofroute is de kans groot dat het aanwezige potentieel niet optimaal kan worden benut. Dat kan zijn als gevolg van beperkingen in de fysieke ruimte die nodig is voor de aanlanding van kabels aan de kust. Het kan ook zijn als gevolg van toenemende congestie op het TenneT transmissienet en beperkingen in mogelijkheden voor uitbreiding van dat net. Verder is er bij toenemende installatie van WoZ capaciteit een toenemende kans van overaanbod en zullen er daardoor steeds meer periodes zijn met een hoog aanbod en lage prijzen. Dit moet worden gezien in combinatie met een toename van wind op land, zon-PV en vergelijkbare ontwikkelingen die ook in de landen om ons heen zullen plaatsvinden. Samen met het wegvallen van het SDE+ subsidievangnet zouden hierdoor de risico's voor de business case zodanig kunnen toenemen, dat de WoZ uitrol stagneert of zelfs tot stilstand zou kunnen komen.

Aan de vraagkant zouden beperkingen in de mogelijkheden voor elektrificatie van energievraag aanleiding kunnen zijn tot onderbenutting van het potentieel. Ondanks verdergaande besparing en elektrificatie geven toonaangevende EU en IEA scenario's aan, dat het aandeel elektriciteit in het eindverbruik van energie in 2050 naar verwachting uitkomt op 35 à 40%. In Nederland ligt het aandeel op het ogenblik nog onder de 20%. Daarbij is in deze cijfers nog geen rekening gehouden met het grote energieverbruik van de internationale lucht- en scheepvaart (bunkers). En ook nog niet met de grote hoeveelheid fossiele energiedragers (zoals aardolie en aardgas) die non-energetisch worden ingezet als grondstof voor de (petro)chemische industrie. Dit geeft aan, dat er nog een enorme verduurzamingsopgave ligt voor het brandstoffendeel en het molecuulendeel van het totale Nederlandse energetische en non-energetische energiesysteem (dus inclusief de koolwaterstofgrondstoffen voor de chemische industrie). Biomassa (grondstof voor de chemie en biobrandstoffen) en geothermie (warmte) zullen hier een rol bij spelen. Maar de potentie van beide is nog in hoge mate onzeker en niet voldoende om uitzicht te bieden op een volledig duurzaam broeikasgas-arm energiesysteem. Het is daarom van groot belang om ook de bronnen wind en zon aan te kunnen wenden voor verduurzaming van het molecuulendeel van het totale energiesysteem. De inzet van wind- en zonne-energie voor elektrochemische splitsing van water in groene waterstof en groene zuurstof vormt de ontbrekende schakel die een robuuste oplossing biedt voor de uitdagingen aan zowel de aanbod- als de vraagzijde van het energiesysteem.

Geraadpleegde bronnen en meer informatie:

- Routekaart waterstof, TKI Nieuw Gas, maart 2018
- Verkenning Energievoorziening 2035, ECN, juli 2017

Vraag 8

Wat zijn de verwachtingen voor de toekomstige vraag naar waterstof (2030/2050)?

Antwoord op vraag 8

Vanwege diverse redenen wordt verwacht, dat de vraag naar duurzame waterstof in de periode tot 2030 en daarna zich sterk zal ontwikkelen. Hierbij is het voor de korte termijn van belang, dat waterstof niet nieuw is en nu al op grote schaal in Nederland wordt toegepast. Voor de lange termijn vraag is door deskundigen de vraag naar groene waterstof geschat op bijna 1700 PJ oftewel ruim 160 GW WoZ vermogen voor de productie hiervan.

Nadere toelichting op de verwachte sterke stijging van toekomstige vraag naar groene waterstof

De verwachting is, dat de toekomstige vraag naar groene waterstof aanzienlijk zal zijn, zowel voor de lange termijn (2050) als voor de kortere termijn (2030). In de recente Routekaart Waterstof is voor de lange termijn (2050) een indicatieve inschatting gemaakt die uitkomt op bijna 1700 PJ. Vertaald naar benodigde windparken op de Noordzee zou voor de productie van deze hoeveelheid groene waterstof ruim 160 GW WoZ vermogen nodig zijn. Dus zelfs wanneer de uiteindelijke behoefte maar de helft of een kwart van deze grove schatting bedraagt, dan nog gaat het om grote hoeveelheden groene waterstof.

Voor de kortere termijn (2030) is van belang dat waterstof niet nieuw is. Het wordt op grote schaal toegepast in de industrie als chemische grondstof en als brandstof in tal van processen en toepassingen. Productie van grijze waterstof vindt nu plaats op basis van aardgas. Op het ogenblik wordt hiervoor jaarlijks meer dan 100 PJ aardgas gebruikt. Dit is ongeveer 9% van het totale aardgasverbruik in Nederland. Verder neemt naar verwachting de vraag naar waterstof voor de huidige toepassingen nog met ca. 10% toe richting 2030. In het kader van de klimaatdoelen voor 2030 is er daarom vanuit de industrie veel belangstelling om de huidige grijze waterstof te vervangen door groene waterstof of in ieder geval de groei in vraag hiermee in te vullen. Voor elke 10 PJ vermeden inzet van aardgas voor waterstof is een equivalent aan WoZ nodig van ongeveer 2,8 TWh energie of een vermogen van 640 MW (bij 50% load factor).

Andere kansrijke mogelijkheden voor de ontwikkeling van meer vraag naar groene waterstof op de korte termijn zijn:

- a. Inzet als brandstof voor brandstofcel elektrische voertuigen. Dit komt voort uit de ambities die er zijn voor een overgang op nul-emissie vervoer. Zo is in het regeerakkoord de ambitie verwoord om vanaf 2030 alleen nog nieuwverkoop van nul-emissie auto's te hebben. Verder zijn er Green Deals op het gebied van nul-emissie OV-busvervoer en nul-emissie stadslogistiek. Om 1000 bussen en vrachtauto's van waterstof te voorzien is ongeveer 70 MW WoZ nodig. Voor 100.000 auto's (vergelijkbaar met het huidige aantal elektrische auto's inclusief plug-in hybrides) is ongeveer 150 MW nodig.
- b. Inzet als brandstof voor flexibele gascentrales. Zelfs bij installatie van grote capaciteiten aan WoZ, Wind op Land en zon-PV zal er een grote behoefte blijven aan regelbare productiecapaciteit om de balans te allen tijde te kunnen garanderen. Daarnaast zal door het sluiten van kolencentrales voor 2030 en het sluiten van Borssele vlak na 2030 het belang van gascentrales sterk toenemen. Tegelijkertijd wordt er voor elektriciteitsproductie aangestuurd op een absoluut emissieplafond voor 2030 dat richting 2050 naar "nul" moet. Alles bij elkaar leidt dit tot een behoefte aan regelbare flexibele nul-emissie gascentrales. De ontwikkeling hiervan moet tijdig in gang worden gezet. Om een moderne 400 MW gasturbine gedurende 1000 uur te laten draaien op waterstof is ongeveer 0,7 TWh waterstof nodig. Voor productie van deze groene waterstof is een capaciteit aan WoZ nodig van ruim 200 MW.
- c. Door het besluit om Groningen versneld af te bouwen is er een toenemende behoefte aan een alternatief voor het laagcalorische aardgas (G-Gas). Net als nu al op enige schaal gebeurt kan hoogcalorisch aardgas (H-Gas) worden verdund met stikstof om G-Gas te maken. Een alternatief dat recent onder de aandacht is gekomen is, dat het ook mogelijk om H-Gas in G-Gas om te zetten door er waterstof in plaats van stikstof bij te mengen. Of en in hoeverre deze optie voor 2030 ingang zal vinden, is nog niet te zeggen. Vanwege de emissiereductie die is te realiseren en de mogelijke koppeling met inpassing van duurzame

energie lijkt deze optie in ieder geval meer toekomstwaarde te hebben dan bijmengen van stikstof. Potentieel gaat het hierbij om een zeer grote hoeveelheid groene waterstof.

Geraadpleegde bronnen en meer informatie:

- Routekaart Waterstof, TKI Nieuw Gas, maart 2018
- Verkenning Energievoorziening 2035, ECN, juli 2017

Vraag 9

Wat zijn belangrijke factoren die de keuze bepalen tussen elektronen of moleculen?

Antwoord op vraag 9

Belangrijke factoren die de keuze bepalen tussen elektronen of moleculen zijn de totale energiesysteemkosten, de technische en economische haalbaarheid en de toekomstbestendigheid van de diverse opties, alsmede de effecten van de opties op de ruimtelijke omgeving, het milieu en de veiligheid. De keuze voor groene waterstof moleculen naast elektronen gaat vooral spelen, wanneer de grenzen van de directe benutting van WoZ via de elektriciteitsroute in beeld komen.

Nadere toelichting op belangrijke factoren die de keuze bepalen tussen elektronen en moleculen

Belangrijke factoren die de keuze bepalen tussen inzet van windenergie via de elektriciteitsroute of de waterstofroute zijn de totale energiesysteemkosten, de technische en economische haalbaarheid en de toekomstbestendigheid van de diverse opties, alsmede de effecten van de opties op de ruimtelijke omgeving, het milieu en de veiligheid.

Directe inzet van elektriciteit opgewekt met offshore windenergie is het meest efficiënt, zowel energetisch als qua klimaateffect, en waarschijnlijk voorlopig het meest kosteneffectief. Dit geldt zolang:

- de elektriciteitsroute de inzet van fossiele elektriciteit kan vermijden;
- de conventionele energie- / warmtevraag technisch en economisch haalbaar is te elektrificeren;
- er voldoende fysieke ruimte is om de elektriciteit via kabels aan en over land te brengen;
- de duurzame elektriciteit zonder noemenswaardige congestieproblemen in het TenneT transmissienet kan worden ingepast.

Wanneer dit allemaal niet meer mogelijk is, moeten extra kosten worden gemaakt voor verzwaring of uitbreiding van het TenneT transmissienet en voor conversie naar energievormen die wel zijn in te passen of op te slaan. De keuze voor groene waterstof moleculen naast elektronen gaat dus vooral spelen, wanneer de grenzen van de directe benutting van WoZ via de elektriciteitsroute in beeld komen. Wanneer conversie aan de orde is, en windenergie steeds verder op zee wordt gewonnen kan conversie op zee in plaats van op land voordeliger zijn, omdat de kosten voor transport van gas per pijpleiding lager zijn dan die van transport van elektriciteit via een kabel.

De vraag is dus niet zozeer een keus tussen elektronen of moleculen. Benutting van WoZ loopt in eerste instantie via elektronen. Maar als de transport en/of afnamegrenzen daarvan in zicht komen, is verdergaande benutting van het verduurzamingspotentieel via moleculen cruciaal mede in het licht van de enorme verduurzamingsopgave van het molecuulendeel van het totale energiesysteem inclusief de inzet ter vervanging van koolwaterstofgrondstoffen voor de chemische industrie. Het alternatief is om offshore windpotentieel onbenut te laten. Vraag is dan wel op welke andere manier invulling te geven aan de opgave die er ligt voor het molecuulendeel. Mogelijke alternatieven zijn continuering van inzet van fossiel in combinatie met afvang en opslag van CO₂ (wel klimaatneutraal maar niet duurzaam), een veel groter beslag leggen op wereldwijd mogelijk beschikbare duurzame biomassa (import van zonne-energie in de vorm van biomassa), import van duurzame energie van elders in de vorm van waterstof, of sterk reduceren van het molecuulendeel van ons totale energiesysteem bijvoorbeeld door het uitfaseren van de grote basischemie sector in Nederland (verplaatsen van de uitdaging naar elders).

Geraadpleegde bronnen en meer informatie:

- Routekaart Waterstof, TKI Nieuw Gas, maart 2018

- Green Liaisons, hernieuwbare moleculen naast duurzame elektronen, De Gemeyn, april 2018

Als vervolg op de VANOZ startbijeenkomst van 12 april 2018 organiseert de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) in opdracht van het ministerie Economische Zaken en Klimaat (EZK) een aantal regiobijeenkomsten in juni en september 2018. Op deze bijeenkomsten wordt per regio besproken welke alternatieven voor het aan land brengen van windenergie uit zee zinvol zijn om verder te onderzoeken. Het doel van deze bijeenkomsten is:

1. Terugkoppeling geven op de vragen die 12 april 2018 zijn gesteld.
2. Motiveren van de keuzes die zijn gemaakt bij de voorselectie van alternatieven.
3. Te onderzoeken alternatieven in beeld brengen en bespreken (verdieping).
4. Kansen en aandachtspunten ophalen.

Meer info:

www.rvo.nl/subsidies-regelingen/bureau-energieprojecten/lopende-projecten/hoogspanning/verkenning-netten-op-zee-2024-2030