

Auteurs

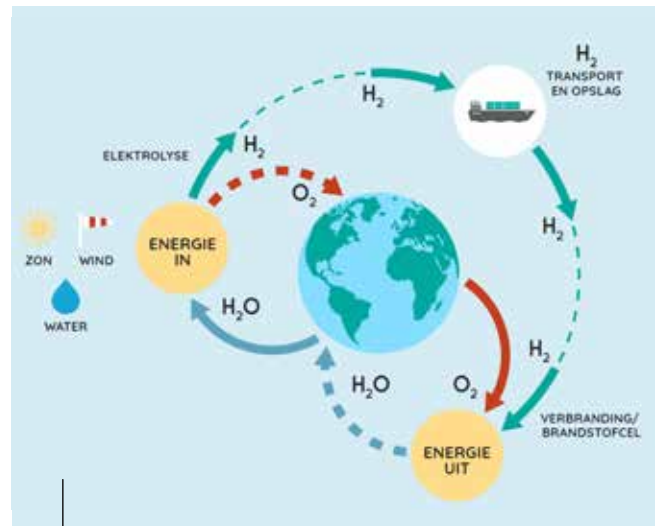
Prof. dr. Ad van Wijk, TU Delft, Hoogleraar Future Energy Systems
 Ir. Chris Hellinga, TU Delft, Sustainability Program Manager

Waterstof – de sleutel voor de energietransitie

Diverse ontwikkelingen versterken het beeld dat waterstof in grote hoeveelheden in onze maatschappij beschikbaar kan gaan komen, wat belangrijke consequenties kan gaan hebben voor sectoren als het vervoer, de industrie, de havens en de bebouwde omgeving. Waterstof is, samen met elektriciteit, mogelijk dé energiedrager van de toekomst. Het is goed te transporteren en zeer grootschalig ondergronds op te slaan. Waterstof (of daarvan afgeleide energiedragers en grondstoffen) wordt dan een verbindende factor in de uitdagingen waar al deze sectoren voor staan en kan een handvat bieden om meer structuur te krijgen in het aanjagen van de grootschalige ontwikkelingen naar een duurzame energievoorziening. De Topsector Energie/TKI Groen Gas stelt dan ook in haar publicatie Contouren van een Routekaart Waterstof: “De klimaatdoelen voor 2050 realiseren kan met waterstof” [1].

De waterstofkringloop

Figuur 1 schetst de globale waterstofkringloop. Water (H_2O) wordt met elektriciteit omgezet in waterstof (H_2) en zuurstof (O_2). Elektrolyse is op dit moment de leidende grootschalige technologie, waarmee 70-80% van de elektrische energie in de waterstof terecht komt. In de 'keten' (elektriciteit geeft waterstof, waar weer elektriciteit uit wordt gemaakt) gaat typisch zo'n 60-70% van de oorspronkelijke duurzame energie verloren, als we de warmte die vrijkomt bij de omzettingprocessen niet nuttig gebruiken. Omdat de elektriciteits-productiekosten in zon- of windrijke gebieden aanzienlijk lager liggen dan in de grote afzetgebieden in gematigde klimaatzones, hoeft dit overigens niet te betekenen dat de resulterende elektriciteitsprijs veel hoger ligt dan bij zonne-energie van het eigen dak, of van een windturbine in de buurt. Voor nog grote vragen rond de energietransitie – de opslag van duurzame energie, het transport tussen de werelddelen, het voorzien in onze brand- en grondstoffenbehoefte gaat waterstof

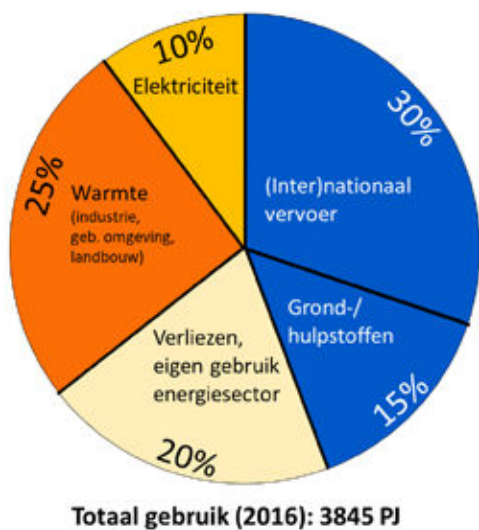


Figuur 1: Schetst de globale waterstofkringloop

ongetwijfeld belangrijk worden. In dat licht is het ook zinvol na te gaan wat de waarde van waterstof kan zijn voor de energie- / warmtevoorziening in de bebouwde omgeving.

De Nederlandse behoefte aan brand-, grond- en hulpstoffen

Wat we ons niet altijd realiseren is dat de vraag naar brandstoffen voor het zware, lange afstandstransport over de weg, over het water en door de lucht, in combinatie met de industriële behoefte aan grondstoffen (plastic, kunstmest) en hulpstoffen (staalindustrie) zeer groot is, en dat die dat naar alle waarschijnlijkheid ook zal blijven. Hier zullen we dus met duurzame energiedragers in moeten gaan voorzien. In figuur 2 zien we de bestemming van de bijna 4.000 PJ¹/jaar aan primaire energie die Nederland in 2016 gebruikte. We rekenen daarbij ook de brandstoffen voor de internationale lucht- en zeevaart mee. Na aftrek van 20% aan verliesposten² zien we in het blauwe segment de brandstoffen voor het vervoer en de grond- en hulpstoffen voor de industrie. Links staat de warmtevraag uit de bebouwde omgeving, de glastuinbouw en de industrie van ongeveer 1.000 PJ³[3]. En we zien dat slechts 10% van de integrale energievraag in de vorm van elektriciteit bij de eindgebruiker terecht komt.



Figuur 2: Nederlandse energievraag in 5 domeinen. Bron: CBS [4]

Het blauwe segment ('moleculen') is dus vele malen groter dan het gele segment ('elektronen'). Als al het lichte wegtransport (personenauto's en licht vrachttransport) volledig batterij elektrisch zou worden, is daar zo'n 100 PJ/jaar aan elektriciteit voor nodig (een kwart van de huidige elektriciteitsvraag), en daalt de brandstovenvraag met ongeveer 300 PJ/jaar (elektrische motoren zijn veel efficiënter dan verbrandingsmotoren). Ook in dat geval blijft de vraag naar brand- en grondstoffen dus veel groter dan die naar elektriciteit. Het is daarom verstandig er rekening mee te houden dat we ook halverwege deze eeuw nog een forse vraag naar brand- en grondstoffen zullen hebben. *Een vraag die mogelijk driemaal zo groot is als de directe vraag naar elektriciteit.* En bij de productie van die brand- en grondstoffen gaat waterstof ongetwijfeld een belangrijke rol spelen. Voor de productie van die waterstof is dus veel meer elektriciteit nodig⁴ dan de hoeveelheid die we nu als eindgebruikers afnemen.

Wind van de Noordzee zal een belangrijke bijdrage moeten gaan leveren aan de energievoorziening van de tien landen⁵ die om/nabij de Noordzee liggen, en die vooral nog de gezamenlijke ambitie hebben om 180.000 tot 250.000 MW aan windturbinevermogen geplaatst te hebben in 2050 [5]. waarmee jaarlijks 3.000-4.000 PJ aan elektriciteit geproduceerd kan worden⁶. Dit is dus de grootte-orde van de integrale Nederlandse energievraag alleen!

We zullen dan ook in de toekomst grote hoeveelheden energie moeten importeren voor Noord-West Europa. Dit kan uitstekend in de vorm van waterstof of ammoniak⁷ dat uit duurzame elektriciteit is geproduceerd in landen met veel zon en/of wind, en per schip naar ons land zal worden vervoerd, na koeling of compressie. Na ontvangst wordt het door verbranding of met brandstofcellen in bruikbare energie (stoom, warmte en/of elektriciteit) omgezet, als grondstof gebruikt of tot brandstoffen verwerkt. Energietransport over grotere afstanden is goedkoper in de vorm van moleculen (als waterstof of ammoniak), dan met elektronen (elektriciteit). Een simpele vergelijking tussen de offshore BritNed kabel en de offshore gaspijplijn BBL die beide Nederland en Engeland verbinden, laat dat zien [6].

	BritNed Kabel	BBL gaspijplijn
Capaciteit	1 GW	15 GW
Lengte	276 km	225 km
Constructiekosten	500 miljoen Euro	500 miljoen Euro
Transportvolume	8 TWh/jaar	120 TWh/jaar

Tabel 1: Vergelijking van de Britnet Kabel met de BBL gaspijplijn

Bij vergelijkbare investeringskosten, kan met de gaspijplijn 10-20 keer meer energie worden getransporteerd dan met de elektriciteitskabel. Voor energietransport vanaf de Noordzee, is het interessant bestaande aardgasleidingen om te bouwen naar waterstof, wat slechts 5-10 % van de kosten vergt van een nieuwe leiding [7]. Als windparken op de Noordzee worden aangelegd in de buurt van de bestaande gasleidingen – die worden omgebouwd voor waterstoftransport- kan het energietransport 100-200 maal goedkoper zijn dan transport via nieuw aan te leggen elektriciteitsleidingen. Maar uiteraard moet in het integrale kostenplaatje ook rekening gehouden worden met de kosten van waterstofproductie op zee, enzovoort.

Nationaal/Europees transport

Ook op nationaal/Europees niveau kan waterstof veel betekenen in het toekomstige energietransport op het continent. DNV-GL heeft samen met Gasunie Transport Services onderzocht in hoeverre de bestaande hogedruk gasinfrastructuur in Nederland ingezet zou kunnen worden voor waterstoftransport. Op hoofdlijnen is de conclusie dat dit goed mogelijk is [8]. Waterstof kan dus in beginsel in het Noorden van Nederland ingevoerd worden in een omgebouwd aardgasleidingennet voor transport door Nederland. Aanvoer en/of productie in Rotterdam kan de huidige 'grijze' waterstofproductie aldaar van 8-10 miljard m³ per jaar vervangen. Zulke 'industriële waterstof' kan vervoerd worden via het bestaande

waterstofpijpleidingsysteem naar Antwerpen en Noord-Frankrijk. Ook is omzetting in het Haven Industrieel Complex mogelijk naar producten als ethyleen of methanol voor transport (met pijpleidingen) richting het Ruhrgebied enzovoort, of kunnen centrale back-upfaciliteiten met waterstof in elektriciteitsproductie voorzien.

Energieopslag

Om piek- en dalmomenten in vraag en aanbod op elkaar af te stemmen zijn nieuwe, betaalbare vormen van energieopslag nodig – één van de grootste uitdagingen van de energietransitie. Voor kortstondige fluctuaties (denk aan dag/nacht verschillen) zijn opslagvormen als batterijen geëigend, maar voor grootschalige opslag over een langere tijdsperiode (als seizoenfluctuaties), is waterstof een zeer interessante kandidaat. Opslag op zeer grote schaal is goed mogelijk, bijvoorbeeld in zoutkoepels of in lege gasvelden, die in Europa op veel plaatsen aanwezig zijn. [9,10] In een zoutkoepel kan typisch zo'n 6.000 ton waterstof worden opgeslagen [6], omgerekend 235 miljoen kWh aan energie. Dat is vergelijkbaar met 17 miljoen Tesla Power Walls, met 14 kWh aan capaciteit ieder. In vergelijking met elektriciteitsopslag zijn de kosten laag – de investeringskosten variëren volgens een recente Engelse studie [11] nogal, afhankelijk van lokale omstandigheden, maar liggen typisch in de buurt van de 1 € per kWh opslagcapaciteit. Bij de Tesla Power Wall is dat momenteel ongeveer 400 €/kWh. Van de nu bekende grootschalige alternatieven, is alleen opgepompte waterkracht goedkoper, maar de beschikbare capaciteit daarvan is klein, minder dan 1% van de wereldwijde energievraag [12].

De productie- en gebruikskosten van waterstof zijn al sterk gedaald en zullen nog verder dalen

Dankzij technische verbeteringen en opschaling zijn de prijzen van wind- en zonne-energie in de afgelopen tien jaar scherp gedaald. Eind 2017 heeft MASDAR/EDF een tenderbod uitgebracht voor een 300 MW zon-PV installatie in Saudi-Arabië die elektriciteit moet gaan leveren voor net onder de 1,8 \$ct (1,5 €ct) per kWh [13]. Een 2-3 maal lagere prijs dan elektriciteit opgewekt met gas of kolen. In Nederland, Duitsland en Denemarken zijn commerciële partijen al bereid offshore windparken te ontwikkelen zonder subsidies [14]. Voor wind op land worden in Texas en andere gebieden in de Mid-West in de Verenigde Staten al prijzen gerealiseerd van 2-3 \$ct/kWh [15]. De prominente financiële dienstverlener Bloomberg New Energy Finance verwacht voor wind op land nog een daling met 47% tot 2040, voor off-shore wind een daling van 71% [16], en voor zon-PV 66%. Op termijn moet een elektriciteitsprijs bij productie in gunstige gebieden van onder de 1 \$ct/kWh haalbaar worden geacht.

Ook de kosten van de elektrolyzers om uit die elektriciteit waterstof te maken, zijn sterk gedaald. Voor de alkaline en de PEM (Proton Exchange Membrane) elektrolyser: van respectievelijk € 1.400 en € 2.000/kW in 2013 naar 300-450 €/kW voor grootschalige projectaanbiedingen in 2018 [17]. De verwachtingen zijn dat voor beide elektrolyzersystemen de investeringskosten op GigaWatt schaal in de toekomst naar 250 €/kW gaan zakken bij een rendement van zo'n 80-85% (nu nog 70-80%) [18]. De kosten van brandstofcellen (fuel cells), waarmee waterstof weer in elektriciteit (en warmte) wordt omgezet in auto's, maar die ook in de bebouwde omgeving kunnen worden ingezet voor simultane warmte- en elektriciteitsproductie, zijn gedaald van 124 \$/kW (in 2006) naar 53 \$/kW bij grootschalige productie. Het Amerikaanse Department of Energy, verwacht een verdere daling op termijn naar 30 \$/kW [19], waarbij bovendien het piek-omzettingsrendement zou moeten stijgen van de huidige 60% naar 70% [20].

Wat gaat waterstof kosten?

Voor zon-PV is in zonnrijke gebieden rond de evenaar de zonstraling 2 tot 3 maal zo groot als in Nederland. Dat - met een kostenvoordeel bij zeer grote installaties⁸ - leidt tot een kWh prijs die typisch 5-9 maal zo laag is als Nederlandse elektriciteitsproductie met zonnecellen op het dak. Als in die gebieden waterstof uit zonne-energie wordt gewonnen, die in Noord-West Europa weer in elektriciteit wordt omgezet met brandstofcellen geeft dat vrijwel dezelfde elektriciteitsprijs, als zonne-energie van het eigen dak [2]. Elektriciteit die altijd beschikbaar is – dag en nacht en in ieder seizoen. Rekenend met 1 €ct/kWh voor zonne-energie, en een elektrolyser prijs van 350 €/kW kan waterstof –voor compressie/koeling en transport- op termijn voor een prijs van minder dan 1 €/kg⁹ geproduceerd worden, wat op energie-inhoud equivalent is met 0,26 €/m³ laagcalorisch (Gronings) aardgas, of 51 €/vat olie.

Veiligheid

Waterstof heeft een imago probleem bij het grote publiek – het wordt vaak als gevaarlijk gezien. Waterstof/luchtmengsels kunnen inderdaad over een groter concentratiebereik ontbranden/exploderen dan methaan/luchtmengsels. Maar, waterstof is veel lichter dan aardgas/methaan en stijgt daardoor zeer snel op bij een lekkage. KIWA-Gastec heeft in het HyHouse project praktijkproeven uitgevoerd, waaruit geconcludeerd werd dat bij lekkage in huis de kans dat een explosief lucht/waterstof mengsel ontstaat kleiner is dan wanneer aardgas ontsnapt [22]. We moeten ook niet vergeten dat we vóór de omschakeling naar het Groningse aardgas in de jaren '60 van de vorige eeuw waterstof in onze huizen hadden. Stadsgas bestond voor ruim 50% uit waterstof! Bovendien heeft waterstof als belangrijk voordeel dat het bij verbranding geen koolmonoxide kan vormen. De meeste aardgasdoden in Nederland vallen door koolmonoxidevergiftiging. De Onderzoeksraad voor de Veiligheid vermoedt dat het aantal doden als gevolg van koolmonoxidevergiftiging 3-5 maal zo groot is als de gerapporteerde 5-10 doden per jaar, met daarbij honderden gewonden [23].

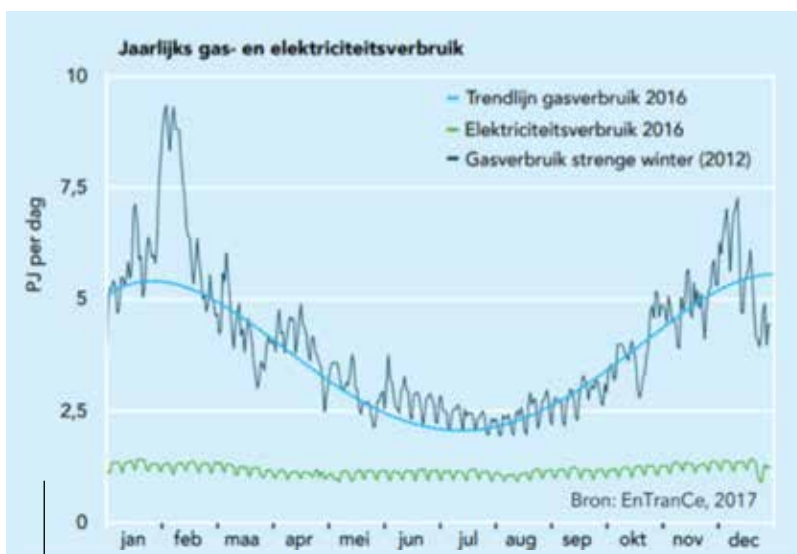
Waterstof voor verwarming van de bebouwde omgeving?

Met de sterke wens om de Groningse gasvelden zo snel mogelijk buiten gebruik te stellen, is de vraag urgent geworden hoe we de bebouwde omgeving 'van aardgas los' maken. Vaak is daarbij het beeld dat warmtepompen in onze toekomstige warmtevraag gaan voorzien, dan wel dat warmtenetwerken restwarmte of geothermische warmte distribueren. De laatste opties vragen uiteraard de aanwezigheid van warmtebronnen op niet te grote afstand van de vraagzijde, en de beschikbaarheid/aanleg van warmtenetwerken. Gasleidingen zijn dan niet meer nodig. Zwaar geïsoleerde nieuwbouwwoningen kunnen al prima met warmtepompen worden uitgerust. Maar een belangrijk deel van de bebouwde omgeving in 2050 staat er nu al – vaak wordt gerekend met 80%. Als we bestaande woningen en andere gebouwen van een warmtepomp willen voorzien, moeten we (zwaar) gaan isoleren, anders wordt de elektriciteitsrekening te hoog. Op dit moment is in het Stroomversnellingsprogramma het streefbedrag €60.000 om een rijtjeshuis om te bouwen naar een 'Nul Op de Meterwoning' (zonnepanelen leveren dan jaarrond de benodigde elektriciteit), al lagen in recente pilots de prijzen nog €20.000 hoger [24]. Volgens Urgenda kunnen deze kosten naar zo'n €35.000 zakken [25], maar het blijft een groot bedrag, bij een jaarlijkse energierekening voor een gemiddeld gezin van rond de €2.000. Hoe gaan we dit soort investeringen financieren, met een opgave van 1.000 woningen per werkdag als we vandaag starten – tot 2050?

Daarbij zal de grootschalige introductie van warmtepompen om een verzwaring van het elektriciteitsnet vragen. Met name de ochtendvraag naar elektriciteit (voor douchewater) zal zeer groot worden (als de zon nog nauwelijks schijnt). Verder is voor de verwarming van de gebouwen in de winter veel energie nodig, zie figuur 3, waar zonnepanelen op het dak nauwelijks aan bij kunnen dragen. Dit vraagt dus om (seizoens)opslag van veel energie om voldoende winterse leveringszekerheid te bieden. Praktisch gesproken zal ook hier veel waterstof voor nodig zijn, die deels uit de overproductie van zonne-energie in de zomermaanden gemaakt zou kunnen worden.

Als waterstof inderdaad in grote hoeveelheden beschikbaar zal komen, is een interessante vraag in hoeverre we ook de bebouwde omgeving

van een duurzaam gas kunnen gaan voorzien, en we wellicht wat voorzichtig moeten zijn met het ontmantelen van onze gasinfrastructuur. Bij verduurzaming van het gasaanbod is het van belang dat op de kortere termijn bestaande apparatuur daarmee



Figuur 3: Elektriciteitsverbruik en gasverbruik in Nederland. Bron: Entrance, 2017 [26].

kan werken (CV-installaties en gaskookplaten/-fornuizen). Op de langere termijn kunnen andere conversiesystemen hun intrede gaan doen – zoals in huis geplaatste brandstofcellen, die simultaan warmte en elektriciteit produceren, of hybride warmtepompen, die normaliter draaien op elektriciteit en (bijvoorbeeld) waterstof vragen voor de piekmomenten.

Logisch is dan bij dat gasaanbod aan duurzaam geproduceerde methaan (CH₄) te denken – het hoofdbestanddeel van aardgas. Dat zou immers geen aanpassingen vragen van het transport- en distributienetwerk of achter de voordeur. Maar in een duurzame maatschappij wordt het C-atoom (dat bijvoorbeeld door biomassa geleverd kan worden) veel schaarser, en dat atoom is ook nodig als grondstof voor de industrie, voor bouwmaterialen enzovoort. Het is daarom interessant na te gaan of zuivere waterstof in de warmtevraag van onze gebouwen kan voorzien.

Het verdient zeker aanbeveling om voor Nederland ook te onderzoeken welke rol waterstof kan spelen in de overgang naar een duurzame energievoorziening voor de bebouwde omgeving. Niet alleen in de stad (zeker voor de oude binnensteden), maar

ook voor het platteland en kleinere dorpen lijkt waterstof een aantrekkelijk en een relatief snel te realiseren alternatief voor en/of in aanvulling op andere transitie maatregelen.

Waterstof voor het lichte wegvervoer?

Waterstofauto's kunnen een belangrijke rol gaan krijgen bij de verduurzaming van de vervoerssector – al loopt de ontwikkeling daarvan nog achter bij die van elektrisch vervoer. Vooraanstaande autoproducenten uit de VS, Europa en Azië hebben zich met andere multinationals verenigd in de Hydrogen Council, om de ontwikkelingen te versnellen. Japan ziet zichzelf als het land dat als eerste een waterstofeconomie zal ontwikkelen, en heeft onder meer de ambitie om in 2030 800.000 FCEV's (Fuel Cell Electric Vehicles) op de weg te hebben [28]. Het Amerikaanse Department Of

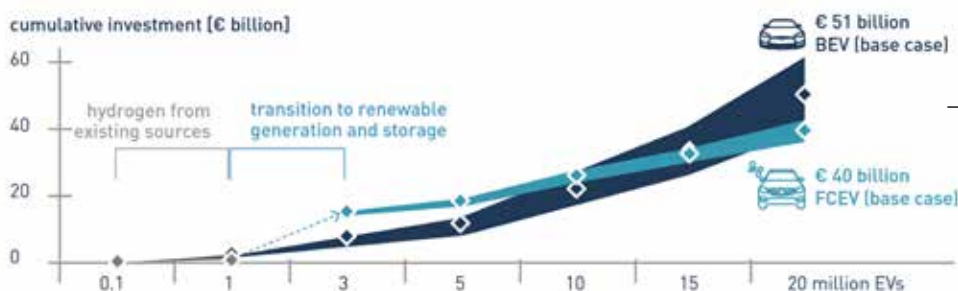
Het H21 project in Leeds

In Leeds draait in dat verband het interessante H21 project: men wil de hele stad (600.000 inwoners) in 2026 omgezet hebben naar waterstof. Een belangrijke drijfveer is dat een omschakeling naar waterstof slechts kleine aanpassingen 'achter de voordeur' vraagt, eenzelfde soort omschakeling als die we in Nederland kennen uit de jaren '60 van de vorige eeuw, toen we zijn omgeschakeld van stadsgas naar aardgas.

De hoofdconclusies uit de verkennende studie waren de volgende [27]:

- Het gasnetwerk heeft de juiste capaciteit voor een conversie naar 100% waterstof (i.c. de bestaande warmtevraag dekken).

- Het gasnetwerk kan stap voor stap worden omgebouwd, met minimale impact voor bewoners.
- De gemiddelde kosten voor aanpassingen achter de voordeur (arbeid en materialen) bedragen €3.500 per woning.
- De omschakeling heeft een minimale impact op de gasrekening voor bewoners.
- Er is maar beperkt nieuwe infrastructuur nodig.
- Vooralsnog wordt waterstof geproduceerd uit aardgas via stoom methaan omvorming. De CO₂ wordt opgeslagen in lege gasvelden op de Noordzee.
- Seizoensopslag kan met waterstofopslag in de daar aanwezige ondergrondse zoutkoepels.
- Alle benodigde technologie bestaat en is bewezen en beproefd.



Figuur 4: Kostenprognose van een waterstof vs. elektrische vul-/laadinfrastructuur in Duitsland, als functie van de omvang van het te bedienen wagenpark [31].

Energy heeft als prognose dat in 2040 FCEV's een lagere kilometerprijs zullen hebben dan BEV's (Battery Electric Vehicles) [29] en voor de consument zijn daarbij korte tanktijden en grote actieradii aantrekkelijk. Ook vragen FCEV's minder materiaalgebruik dan BEV's (vanwege de veel kleinere batterijpakketten). Kiyotaka Ise, hoofd Advanced R&D van Toyota, stelt in de pers dat brandstofcelauto's als de 'ultieme eco-car' gezien moeten worden [30].

De potentiële doorbraak van FCEV's moet dus serieus genomen worden. Het onderzoeksinstituut Jülich heeft voor Duitsland becijferd dat bij een omvang van twintig miljoen auto's, de uitrol van een waterstofinfrastructuur goedkoper is dan een nationale dekking met elektrische laadpunten – figuur 4 [31]. Een belangrijk aspect daarbij is dat 1 waterstofvulpunt veel meer auto's per dag kan bedienen dan 1 elektrisch laadpunt.

Conclusie

Het denken in termen van de 'combo' waterstof/elektriciteit geeft structuur en samenhang bij het zoeken naar oplossingsrichtingen voor de nog grote vragen rond de energietransitie. Bijpassende beelden voor de transitie van de vervoerssector, de bebouwde omgeving, de industrie en energieopslag beginnen hun ingang te vinden, maar vergen nog de nodige aandacht. Het is vooral de kunst vanuit een integraal kader naar de oplossingsrichtingen te kijken – en 'no regret' (infrastructurele) investeringen te identificeren die al op korte termijn genomen zullen moeten worden.

Als er bijvoorbeeld vertrouwen komt in het ombouwen van de aardgasinfrastructuur naar waterstof, met bijbehorende opslag in onder meer zoutkoepels, heeft dat uiteraard vergaande consequenties voor vragen rond de back-up van elektriciteitsvoorziening, de ombouw van de bebouwde omgeving en de vervoerssector.

De internationale context (goedkope energieproductie in wind- en zonnrijke gebieden, gevolgd door energietransport in de vorm van waterstof over zee) met haar economische consequenties voor havenactiviteiten, werkgelegenheid, enzovoort, dient daarbij een belangrijke rol te hebben – ook al staat dat soms haaks op het 'decentrale energiedenken'. De enorme omvang van onze Noord-West Europese energiebehoefte zal om importen blijven vragen – en de vorm waarin dat 'over ons heen zal komen' zal verstrekkende gevolgen hebben voor de inrichting van een duurzame energievoorziening en economie.

Noten

- ¹ PetaJoule (PJ) is de hoeveelheid energie om 29.000 personenauto's een jaar lang op benzine te laten rijden of om in de jaarlijkse gasvraag van 21.000 gezinnen te voorzien.
- ² Verliezen bij de elektriciteitsproductie en andere omzettingen: 549 PJ, waarvan eigen gebruik energiesector: 178 PJ, transportverliezen: 23 PJ. Internationale lucht- en zeevaart: 686 PJ. Vervoersbrandstoffen totaal: 1121 PJ. Grond-/hulpstoffen industrie: 569 PJ [13].
- ³ Dit is voor ongeveer 40% hoge (industrie) en voor 60% lage temperatuur warmte (bebouwde omgeving en de glastuinbouw) [20]
- ⁴ Er wordt ook gewerkt aan andere vormen van duurzame brand- en grondstoffenproductie dan via elektrolyse, maar grootschalige toepassing zal zeker nog vele decennia vragen.
- ⁵ België, Denemarken, Frankrijk, Duitsland, Ierland, Luxemburg, Nederland, Noorwegen, Zweden, en het Verenigd Koninkrijk hebben hertoe een energie samenwerkingscontract getekend [21].
- ⁶ Bij 4.500 vollasturen per jaar.
- ⁷ Ammoniak (NH₃) wordt gemaakt uit waterstof en stikstof, waarbij stikstof uit de lucht wordt gehaald, wat overal ter wereld kan.
- ⁸ Utility scale installaties (typisch 100+ MW) zijn momenteel een factor 2,5-3 goedkoper per Wp dan kleine, particuliere installaties [32].
- ⁹ 1 kg waterstof bevat 121 MJ aan energie op onderwaarde (en 141,8 MJ) op bovenwaarde. Een prijs van 1€ per kg H₂ is equivalent met 0,26 €/m³ laagcalorisch aardgas (31,65 MJ/m³), of 51 €/vat olie (6.100 MJ/vat). De huidige kosten voor de gangbare productie van "grijze waterstof" uit methaan met "steam methane reforming" bedragen 1,5 €/kg H₂. Verwacht wordt dat "groeie waterstof" op termijn competitief zal zijn op een prijsniveau van 2-3 €/kg H₂, door stijgende gasprijzen en CO₂-heffingen, waarmee het huidige Nederlandse grijze productievolume voor afzet in de industrie (door ECN geraamd op ca. 8 miljard m³ H₂ / jaar) dus vervangen zou kunnen gaan worden.

Referenties

1. Jörg Gigler, Marcel Weeda. Contouren van een Routekaart Waterstof, Topsector Energie, TKI Nieuw Gas, Maart 2018.
2. Ad van Wijk, Els van der Roest, Jos Boere. Solar power to the people. Allied Waters, Nov. 2017. goo.gl/Mpyd96
3. Marijke Menkvel, Robin Matton, Reinoud Seegers, Jurrien Vroom en Anne Miek Kremer. Monitor-ing Warmte 2015. ECN, CBS, April 2017. goo.gl/ihVuYa
4. CBS, Statline, 23 maart 2018. goo.gl/wdS8jR
5. World Energy Council, The Netherlands. Bringing North Sea Energy Ashore Efficiently. 2017. goo.gl/RmNtuH
6. Ulco Vermeulen, member Executive Board Gasunie, Turning a hydrogen economy into reality, presentation at 28th meeting Steering committee IPHE, the Hague, 21 November 2017.
7. Northern Netherlands Innovation Board, principle author Ad van Wijk The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands, 2017. goo.gl/D2pGXH
8. DNV -GL. Verkenning waterstofinfrastructuur. Report nr. OGNL151886, rev. 2, nov. 2017. goo.gl/WKecg1
9. A. Gillhaus. Natural gas storage in salt caverns – Present status, developments and future trends in Europe, 2007. goo.gl/DzpQWL
10. Hyunder. Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and long term storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe. June 2014. goo.gl/zHePcK
11. Jamie Speirs, Paul Balcombe, Erin Johnson, Jeanne Martin, Nigel Brandon and Adam Hawkes. A Greener gas grid – what are the options. Sustainable Gas Institute, Imperial College London, July 2017. goo.gl/fM5y7X
12. Hydrogen Council, Hydrogen Scaling Up, a sustainable pathway for the global energy transition, November 2017. goo.gl/Kmf8gR
13. goo.gl/V5zCLY
14. goo.gl/iDokRF
15. Ryan Wisser, Mark Bollinger. US Department of Energy, 2016 Wind Technologies Market Report, Aug. 2017. goo.gl/bqMWDs
16. Bloomberg New Energy Finance. Global wind and solar costs to fall even faster, while coal fades even in China and India, June 15, 2017. goo.gl/xyJD6b
17. goo.gl/pkyQYV en persoonlijke communicatie met Bart Biebuyck, directeur FCHJU, 3 april 2018
18. V. Oldenbroek, L.A. Verhoef, A.J.M. van Wijk, Fuel cell electric vehicle as power plant: fully renew-able integrated transport and energy system design and analysis for smart city areas, Int. J. Hydrogen Energy, pp. 1-31, 2017.
19. goo.gl/nyiyym
20. goo.gl/8h5BR6
21. goo.gl/wo1fG5
22. Mark Crowther, Georgina Orr, James Thomas, Guy Stephens, Iain Summerfield. Energy Storage Component Research & Feasibility, Study Scheme HyHouse, Safety Issues Surrounding Hydrogen as an Energy Storage Vector, KIWA, 2015.
23. Onderzoeksraad voor de Veiligheid. Koolmonoxide – onderschat en onbegrepen gevaar. Nov. 2015. goo.gl/nQk5mQ
24. Rigo. Monitoring Energiesprong – kosten van verduurzaming woningen. 12 sept. 2017. goo.gl/CdT4KY
25. Marjan Minnesma. Nederland 100% op duurzame energie in 2030, het kan als je het wilt, Urgenda, Amsterdam, Juni 2017. goo.gl/t9kzqt
26. goo.gl/JK9KsZ
27. Northern Gas Networks et al. H21 Leeds City Gate, July 2016. goo.gl/nh9zuT
28. goo.gl/a9BapR
29. Tien Nguyen and Jake Ward. Life-Cycle Costs of Mid-Size Light-Duty Vehicles. US Department of Energy, record nr. 16009, May 27, 2016. goo.gl/xRQ3dR
30. goo.gl/Pd2Szs
31. Martin Robinius, Jochen Linßen, et al. Comparative Analysis of Infrastructures: Hydrogen Fueling and Electric Charging of Vehicles. Energie & Umwelt /Energy & Environment Band/ Volume 408, ISBN 978-3-95806-295-5. 2018. goo.gl/X9Nlpc