

IEA: rol voor waterstof in het (aard)gasnet; EZK sluit aan

Erik Polman, juni 2020. Het rapport: 'The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities', is speciaal uitgebracht voor de G20 top in Osaka (28 en 29 juni 2019 in Osaka). Hieraan hebben ongeveer 150 beleidsmedewerkers, onderzoekers en industriële partijen meegewerkt.

Het is een uitgebreid technisch en economisch overzicht van de huidige waterstofmarkt en geeft een visie en vooruitblik op de rol van waterstof in een duurzame energievoorziening voor de jaren 2030 tot en met 2050. De waterstofmarkt kan ontwikkeld worden en kan ook concurrerend zijn met de andere energie-opties. Hiervoor zijn wel stimuleringsmaatregelen nodig, waardoor waterstoftechnologie goedkoper wordt.



De waterstofmarkt

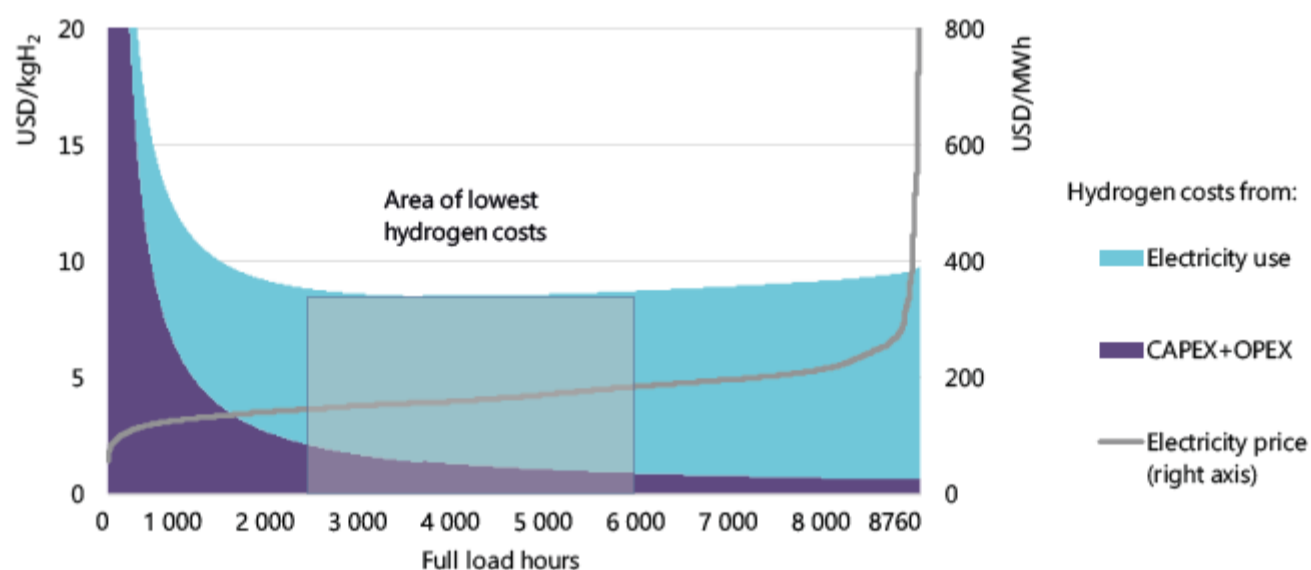
Het waterstof in de huidige waterstofmarkt van 87 Megaton wordt vrijwel geheel geproduceerd uit aardgas en kolen. CO₂-arm waterstof kan gemaakt worden uit duurzame elektriciteit gevolgd door elektrolyse maar ook uit aardgas of kolen, wanneer de CO₂ wordt afgevangen en opgeslagen. De laatste optie is momenteel goedkoper dan productie via elektrolyse met groene stroom uit windenergie of zonne-PV.

Daarnaast is er de mogelijkheid om waterstof te maken uit biomassa. Een variant hierop is de productie van methanol of ammoniak uit biomassa. Het voordeel is dat deze vloeistoffen gemakkelijk en goedkoop getransporteerd kunnen worden en eventueel op de plek van bestemming in waterstof worden omgezet.

Prijsontwikkeling

De prijs van waterstof is belangrijk issue in de ontwikkeling van deze secundaire brandstof. Het kost ongeveer 1 US\$ om 1 kg waterstof te maken uit aardgas. Wanneer bij de productie vrijgekomen CO₂ wordt opgeslagen (Carbon Captured Underground Storage ofwel CCUS), heet dit CO₂-arme waterstof. De prijs van deze optie komt op 1,5 US\$/kg wanneer productie en opslag in de Verenigde Staten en het Midden-Oosten plaatsvindt. De prijs in Europa is 2,3 US\$/kg. De prijsverschillen tussen regio's ontstaan door de lokale omstandigheden voor productie en de beschikbaarheid van grootschalige opslag.

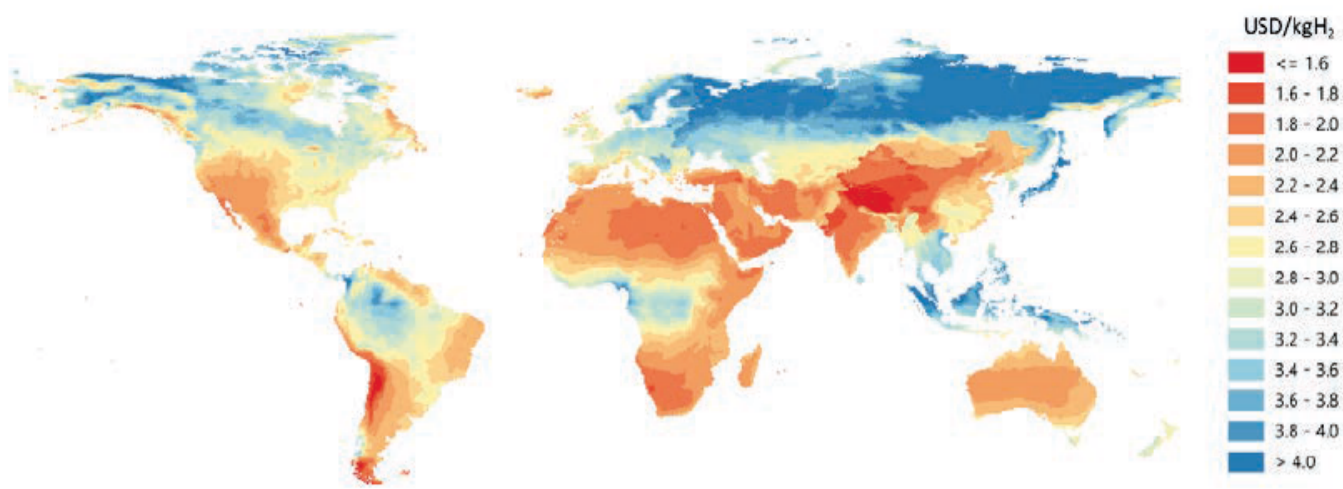
Waterstofproductie uit elektrolyse is nu nog duur. De grootste kostenpost betreft de inkoopkosten van elektriciteit. In de daluren kan goedkoop elektriciteit worden ingekocht maar de prijs voor de piekuren is hoog. Wordt de elektrolyseur uitsluitend in de daluren ingezet, dan zijn de kapitaalkosten relatief hoog, omdat deze over de weinige productie-uren worden omgeslagen. Zie hiervoor ter illustratie figuur 1.



Figuur 1. Waterstofprijs na elektrolyse bij inkoop van stroom (bron; IEA)

Veelbelovend zijn de voorspellingen over de prijsontwikkeling van waterstof voor het jaar 2030 en later. Bij een prijsdaling door opschaling van de productie van elektrolyseurs, een verhoging van het elektrolyserendement en een verdere prijsdaling van elektriciteit uit wind- en zonne-energie, kan de prijs van waterstof dalen naar 1,5 tot 4 US \$/kg. In landen met veel zonne-instraling en veel wind zal de prijs lager zijn dan voor landen met minder gunstige condities. Voor een illustratie van de prijs per regio zie figuur 2.

Het IEA noemt voor de huishoudelijke markt voor verwarmingstoepassingen een prijs van 1,5 tot 3 US\$/kg waterstof, concurrerend ten opzichte van de huidige aardgasmarkt. Dit betekent dat de waterstofmarkt kan functioneren wanneer een wereldhandel op gang komt met export vanuit landen met een goedkope productie.



Figuur 2. Toekomstige kosten voor waterstofopwekking uit PV of uit on shore windenergie (bron: IEA)

Waardeketens

In het rapport worden vier ketens benoemd (value chains) die kansrijk zijn en verder ontwikkeld moeten worden:

1. Industrieclusters in kust- en havengebieden
2. Benutten van de huidige gasinfrastructuur
3. Ontwikkelen van waterstofvoertuigen en vrachtvervoer
4. Ontwikkelen van de wereldhandel in waterstof

In de keten "industrieclusters" zou met name de petrochemische industrie moeten verduurzamen. De huidige markt van 74 Megaton aan waterstof wordt nu hoofdzakelijk gebruikt in de petrochemische industrie voor de productie van methanol en ammoniak. Het gebruik van waterstof in de industrie heeft mogelijkheden om sterk te groeien. In de staalindustrie kan bijvoorbeeld waterstof voor hoge temperatuurprocessen worden aangewend.

De Noordzee-regio (Noorwegen, Groot Britannië, Duitsland, Nederland, Denemarken) wordt met name genoemd als een gebied met een grote potentie vanwege de aanwezigheid van waterstofpijpleidingen, de mogelijkheid tot opslag in CO₂-velden, de aanwezigheid van belangrijke industriële hubs en de goede mogelijkheden voor de productie van elektriciteit door windmolens op zee.

Waterstof kan een grote rol spelen in de vervoerssector. Hier moet wel eerst het kip-ei probleem worden opgelost. Er zijn nu te weinig tankstations op waterstof en het aantal waterstofvoertuigen is nog beperkt en zijn daardoor ook duur.

Opschaling zal tot kostenreductie leiden, waarbij de markt zich kan ontwikkelen. Het IEA schetst een situatie voor 2030 waarin alle bestaande plannen van de nationale overheden zijn gesommeerd. Dit betekent dat in het jaar 2030 er 2,5 miljoen brandstofcelauto's zijn die waterstof kunnen tanken bij 3.500 tankstations. Deze aantallen leiden tot daling van de brandstofcelkosten met 75% en de investeringskosten voor tankstations halveren. Een deel van de opwekking zal via elektrolyse plaatsvinden. Door de hogere productie-aantallen worden electrolyseurs 35% goedkoper.

Het is dus zaak om de voorgenomen plannen daadwerkelijk te realiseren met ondersteunende maatregelen voor zowel de lange als de korte termijn. Belastingvoordelen, het afzien van accijnsheffingen maar ook het stimuleren van onderzoek zijn goede voorbeelden van ondersteunende maatregelen.

De wereldhandel in waterstof zal plaatsvinden per transportleiding of met een scheepstanker. Zo wordt voorzien dat Australië waterstof uit PV levert aan Japan, omdat dit inclusief het transport per tanker goedkoper is dan productie in Japan. Het Midden Oosten heeft mogelijkheden om goedkoop waterstof uit aardgas te maken en de hierbij vrijgekomen CO₂ op te slaan. Ook de productie uit elektrolyse en PV-stroom kan daar goedkoop.

Een cruciale rol voor het huidige gasnet

De IEA dicht grote mogelijkheden toe aan de bijdrage van de huidige gasinfrastructuur. Ten eerste is er nu al de mogelijkheid om enkele procenten waterstof aan aardgas toe te voegen en is een groei naar 20 volume % waterstof in aardgas mogelijk na het doen van enige aanpassingen tegen relatief geringe kosten. Voor hogere bijmengpercentages zijn grote aanpassingen noodzakelijk en lijkt het verstandiger om ineens naar 100% waterstof door te groeien.

Het bijmengen van waterstof wordt als een grote stimulans voor de waterstofeconomie als geheel gezien. Verder is de gehele gasketen van opslag in zoutcavernes tot en met transport en distributie naar eindgebruikers met enige aanpassingen geschikt voor het gebruik van waterstof. Voor transport en distributie over korte afstanden wordt het gasnet als de goedkoopste optie beschouwd. Tot een afstand van 1500 kilometer is gastransport namelijk goedkoper dan transport per schip.

Nederlands beleid

Het Nederlands beleid waterstof, verwoord in de kamerbrief 'Kabinetsvisie waterstof' sluit naadloos aan op het rapport van de IEA.

De toekomstige energievoorziening kan niet zonder gasvormige energiedragers. Gas is bij uitstek geschikt om energie op te slaan en is de meest geschikte energiedrager voor zowel hoge temperatuurprocessen in de industrie als voor zwaar transport. De toekomstige energievoorziening in 2050 zal dan ook voor 30 tot 50% uit gasvormige energiedragers bestaan, aldus het kabinet.

De beleidsagenda kent een aantal hoofdlijnen:

1. inzet van een deel van het huidige gasnet voor waterstof

2. markordering en tijdelijke taken voor netbeheerders
3. garanties van oorsprong en certificering
4. het uitwerken van een beleidskader veiligheid van waterstof
5. programma hoofd energie-infrastructuur

De overheid wil de regionale en landelijke netbeheerder(s) mogelijkheden geven om ervaring op te laten doen op het gebied van transport en distributie van waterstof. Hiervoor wordt wettelijke en regulatorische ruimte gecreëerd voor experimenten. Het is de bedoeling dat hiervoor al in 2020 een AMvB (Algemene Maatregel; van Bestuur) beschikbaar komt.

Met de afstemming hoofd energie-infrastructuur wordt onder andere bedoeld hoe de functie van het waterstofnet zal zijn in relatie tot die van het elektriciteitsnet, bijvoorbeeld de rol van balanceren van de elektriciteitsvoorziening,

Door het beschikbaar stellen van financieringsinstrumenten voor pilots en exploitatie moet de markt van groene waterstof ontwikkeld worden. Verder zal de afvang van CO₂ en de productie van waterstof via elektrolyse een plek krijgen in de SDE++ subsidieregeling.

Verplichte bijmenging?

Last but not least wordt de mogelijkheid van een verplichte bijmenging van groene waterstof bij aardgas benoemd in het visiedocument. Een bijmengverplichting kan groene waterstofprojecten meer afzetzekerheid geven. Bijmenging tot 2% is met geringe aanpassingen al technisch mogelijk en met verdere aanpassingen kan het aandeel stapsgewijs worden verhoogd tot circa 10 à 20%.

De haalbaarheid van verschillende opties voor fysieke en administratieve bijmenging zullen de komende tijd in overleg met Gasunie, regionale netbeheerders en gebruikers van aardgas worden verkend, waarbij naast technische, praktische, regulatorische en veiligheidsaspecten ook gekeken zal worden naar de prijseffecten voor eindgebruikers.

Meer informatie:

IEA rapport [“The future of hydrogen”, june 2019](#)

Brief EZK met [kabinetsvisie waterstof, 32 813 nr. 485 “BRIEF VAN DE MINISTER VAN ECONOMISCHE ZAKEN EN KLIMAAT”, maart 2020](#)