

Amsterdam, 14 november 2016

ECN-N--16-027

**Afdeling** Policy Studies  
**Van** Weeda, M.  
**Aan** RWS-WVL, NWP werkgroep Duurzaamheid van Waterstof

**Kopie** S. Fijn van Draat, M.J. Kuit

## Onderwerp **Productieroutes Duurzame Waterstof**

Naar aanleiding van vragen van het Ministerie van Infrastructuur en Milieu (MinI&M), de werkgroep Duurzaamheid van Waterstof van het Nationaal Waterstof Platform (WDW-NWP) en Rijkswaterstaat - Water, Verkeer en Leefomgeving (RWS-WVL, afdeling Duurzame Mobiliteit, Energie en Klimaat) gaat deze notitie achtereenvolgens in op de volgende onderwerpen:

- Ketens voor hernieuwbare waterstof
- Definitie voor groene waterstof zoals gehanteerd in het Europese project CertifHy
- Aard en omvang van de huidige productie van waterstof in Nederland.

### **Achtergrond**

De systematiek van Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's) is opgezet om de hernieuwbare brandstoffendoelstelling uit de EU 'Renewable Energy Directive' (RED) te kunnen realiseren en monitoren. In 2020 moet 10% van de energiebehoefte van de sector mobiliteit en transport worden ingevuld met hernieuwbare energie. Deze doelstelling zal in belangrijke mate worden gerealiseerd door middel van bijmenging van biobrandstoffen bij benzine en diesel. Daarnaast kan hernieuwbare elektriciteit voor elektrische wegvoertuigen worden meegeteld, hoewel alleen het door Eurostat vastgestelde aandeel hernieuwbare elektriciteit in de mix als hernieuwbaar kan worden ingeboekt.

Op het ogenblik is het niet mogelijk om waterstof geproduceerd met energie uit hernieuwbare energiebronnen mee te tellen als hernieuwbare energie voor het halen van de 2020 doelstelling. Aanpassing van de RED in verband met inpassing van de recente ILUC-richtlijn<sup>1</sup> en ontwikkeling van de RED II biedt echter kansen om ook hernieuwbare waterstof als transportbrandstof mee te laten tellen in de nieuwe categorie geavanceerde biobrandstoffen die is voorzien.

Het kunnen meetellen van hernieuwbare waterstof voor invulling van de RED-doelstelling betekent dat hernieuwbare waterstof ook zou moeten worden ingepast in de HBE-systematiek. Het vergt nog veel uitzoekwerk hoe dit te doen. In dit verband is er op korte termijn is vooral behoefte aan antwoord op de volgende vragen:

- Hoe verlopen de verschillende productieprocessen van hernieuwbare waterstof?
- Op welke manieren kan hernieuwbare waterstof worden geleverd aan de sector mobiliteit en transport?

---

<sup>1</sup> ILUC staat voor 'indirect land use change'

In een discussie naar aanleiding hiervan over duurzame en klimaatneutrale waterstof, fossiele waterstof en bijproduct waterstof zijn de volgende aanvullende vragen geformuleerd:

- Welke categorieën waterstof komen in aanmerking voor het verlenen van een Garantie van Oorsprong zoals uitgewerkt in het EU project CertifHy, en hoe verhouden deze categorieën zich tot de definities uit de RED?
- Hoeveel waterstof wordt er nu in Nederland geproduceerd op basis van fossiele bronnen; hoe ziet (in een beknopt overzicht) de huidige productie van waterstof er uit?
- Hoeveel waterstof dat wordt geproduceerd als bijproduct bij diverse industriële processen wordt (bij benadering) afgefakkeld; gaat dit om substantiële hoeveelheden?

Deze vragen worden in het vervolg van de notitie geadresseerd.

### **Ketens voor waterstof geproduceerd met hernieuwbare energie**

Waterstof kan op een groot aantal verschillende manieren met behulp van energie uit hernieuwbare bronnen worden geproduceerd, onder andere via de volgende processen:

- Elektrolyse van water met elektriciteit uit hernieuwbare bronnen;
- Stoomreforming van koolwaterstoffen van biogene oorsprong;
- Diverse processen voor vergassing van biomassa;
- Fotokatalytische splitsing van water (directe splitsing met zonlicht);
- Thermochemische cycli voor water splitsing (met warmte van hernieuwbare bronnen);
- Fermentatie van biomassa door bacteriën.

Er zijn meer processen voor de productie van waterstof, maar bovengenoemde vormen de voornaamste. Hiervan zijn elektrolyse en stoomreforming op dit moment commercieel beschikbaar. Vergassing van biomassa is gedemonstreerd maar moet nog door een opschalingsfase. Die kan naar verwachting leiden tot het begin van commerciële uitrol van de technologie in de periode 2025-2030. De overige processen bevinden zich nog in een vroege ontwikkelingsfase. Ten behoeve van deze notitie wordt daarom alleen ingegaan op de eerste drie opties.

Naast processen met productie van waterstof als primair doel, zijn er ook processen waarbij waterstof vrijkomt als bijproduct. In de meeste gevallen betreft dit processen waarbij de waterstof afkomstig is van fossiele bronnen<sup>2</sup> zodat er geen sprake is van hernieuwbare waterstof. In een aantal gevallen kan er wel sprake zijn hernieuwbare waterstof als bijproduct van het proces zoals bij de productie van chloor (Cl<sub>2</sub>) en van (bio-)methanol.

#### Elektrolyse van water

Elektrolyse van water is de productie van waterstof door splitsing van water met behulp van elektriciteit. Als die elektriciteit is geproduceerd met energie van hernieuwbare bronnen dan is er sprake van productie van hernieuwbare waterstof. De overall reactievergelijking is eenvoudig:

Overall reactie:  $2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{O}_2 + 2 \text{H}_2$

---

<sup>2</sup> Voorbeeld zijn de raffinage van ruwe olie in raffinaderijen, het kraken van olieproducten zoals nafta en LPG in krakers bij de chemische industrie, en productie van cokes. In deze gevallen komt waterstof ook niet vrij als pure stroom, maar als onderdeel van een gasmengsel. Voor gebruik van pure waterstof is scheiding en zuivering nodig.

Elektrolyse is een relatief kleinschalige technologie die beschikbaar is in eenheden met een vermogen variërend van kilowatt-schaal (kW) tot enkele megawatten (MW). Ter indicatie: voor de productie van een kilogram waterstof via elektrolyse is op het ogenblik ongeveer 55 kWh elektriciteit nodig. Met een eenheid van een kW kost het dus 55 uur om een kilogram<sup>3</sup> te produceren. Met een eenheid van een MW (1000 kW) kan in een uur dan ongeveer 18 kg waterstof worden geproduceerd. In volcontinu bedrijf levert dit 400-450 kg per dag.

Er wordt gewerkt aan opschaling naar eenheden van 10 MW. Daarbij wordt ook gedacht aan het combineren van meerdere van deze eenheden tot installaties in de van richting 100 MW. Nog grotere installaties kunnen daarna worden verkregen door een meervoud van deze grotere installaties op te stellen. Deze zijn echter niet op korte termijn te verwachten.

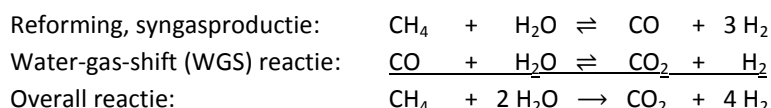
Gezien de huidige stand van ontwikkeling en de capaciteit van de commercieel beschikbare eenheden is het waarschijnlijk dat deze optie voorlopig vooral wordt ingezet voor waterstofproductie op, of in de directe nabijheid van een tankstation (on-site). In de meeste gevallen zal de elektrolyse-eenheid gewoon zijn aangesloten op het elektriciteitsnet. Er kan dan groene waterstof worden geproduceerd door groene elektriciteit van het net af te nemen. Er zijn echter alternatieven denkbaar:

- In de nabijheid van het tankstation is een windpark aanwezig dat direct elektriciteit levert aan de elektrolyse-eenheid.
- Naast een aansluiting op het net is er op, of nabij het tankstation een PV-installatie aanwezig die direct elektriciteit levert aan de elektrolyse-eenheid.

In Nederland is er (nog) geen centrale productie van waterstof via elektrolyse, behalve als bijproduct bij de chloorproductie (zie sectie 'bijproduct waterstof'). In Duitsland vindt dit al wel plaats, bv. in het Energiepark Mainz<sup>4</sup>. Deze hernieuwbare waterstof zou ook in Nederland kunnen worden ingezet.

#### Stoomreforming van koolwaterstoffen

Stoomreforming is een proces waarbij een koolwaterstof in aanwezigheid van stoom en een katalysator wordt omgezet in een waterstofrijk gasmengsel, ook wel reformaat genoemd. Het proces vindt plaats bij temperaturen van 800-900°C en een druk in de orde van grootte van 25 - 40 bar. De reactie bestaat uit twee stappen waarbij in de eerste stap een syngas wordt geproduceerd. Dit bestaat uit koolmonoxide (CO) en waterstof (H<sub>2</sub>). In een vervolgstap, de water-gas-shift reactie, wordt de CO met behulp van stoom omgezet in kooldioxide (CO<sub>2</sub>) en H<sub>2</sub>. Voor stoomreforming van methaan kunnen beide deelreacties en de overall reactie als volgt worden weergegeven:



Stoomreformers zijn van oudsher grote industriële installaties. De productiecapaciteit van die installaties ligt typisch in de orde van 20.000 - 200.000 m<sup>3</sup> per uur (1.800 - 18.000 kg/uur). Kleinere installaties zijn mogelijk, maar hiervoor geldt dat ze minder efficiënt zijn naarmate ze kleiner worden. Bovendien zijn de kleinste installaties nog steeds veel te groot (en te industrieel) voor een tankstation.

<sup>3</sup> De soortelijke massa van waterstof is 0,0899 kilogram per kubieke meter gas (kg/m<sup>3</sup>) bij een temperatuur van 0°C en een druk van 1 atmosfeer. Een kg waterstof is gelijk aan 11,1 m<sup>3</sup> waterstofgas onder normaalcondities.

<sup>4</sup> <http://www.energiepark-mainz.de/en/>

Voor on-site productie is een aparte klasse van kleinschalige reformers ontworpen die ook een hoge efficiency kunnen halen <sup>5</sup>. Kleinschalige reformers zijn beschikbaar in diverse capaciteiten variërend van ca. 50 m<sup>3</sup> per uur tot ca. 1000 m<sup>3</sup> per uur (100 tot ruim 2.000 kg/dag).

De meest toegepaste methode om waterstof te produceren is stoomreforming van aardgas, waarvan methaan het hoofdbestanddeel is. Aardgas is fossiele energie. Wanneer methaan wordt ingezet dat van biologische of organische oorsprong is, bio-methaan, dan is er sprake van hernieuwbare energie, en wordt er hernieuwbare waterstof geproduceerd.

Bio-methaan kan afkomstig zijn van diverse bronnen. Het is het hoofdbestanddeel van diverse typen biogas zoals:

- stortgas; gas dat vrijkomt uit vuilstortplaatsen
- het gas van riool- en afvalwaterzuiveringsinstallaties,
- biogas afkomstig van vergistingsprocessen zoals:
  - mono-mestvergisters,
  - vergisters van GFT-afval en (industriële) organische reststromen,
  - co-vergisters waarin mest wordt vergist samen met GFT, organische reststromen en/of landbouwgewassen (zoals mais, graan of suikerbieten).

Ruw biogas uit deze bronnen kan worden opgewerkt tot groen gas met dezelfde kwaliteit als aardgas, dat in het aardgasnet kan worden ingevoerd. Elders kan het gas dan worden gebruikt voor de productie van waterstof met een stoomreformer. Omdat er geen directe koppeling is tussen de productie van het groene gas en waterstofproductie met behulp van het groene gas, is een administratieve koppeling nodig via garanties van oorsprong (GvO), in Nederland ook wel groen gas certificaten genoemd.

Tot nu toe wordt ruw biogas uit vergisters vooral ingezet als brandstof in gasmotoren voor de productie van elektriciteit en warmte. Daarnaast wordt zoals hierboven beschreven ruw biogas opgewerkt tot groen gas en ingevoerd in het aardgasnet. Ruw biogas kan in principe echter ook direct als voeding voor een reformer dienen. Het vergt wel aanpassingen aan de reformer. Vanwege de relatieve kleinschaligheid van vergisters, en de hoge kosten voor productie, compressie en transport van waterstof die daarmee samenhangen, ligt het niet voor de hand dat waterstofproductie in combinatie met vergisters zich zal ontwikkelen als extra optie naast WKK en groen gas. Bij gunstige ligging van een vergister ten opzichte van een beoogd waterstoftankstation zou een koppeling kunnen worden gemaakt door de aanleg van een aparte (bio)gasleiding tussen de vergister en een reformer op het tankstation. In verband met benodigde reiniging van het biogas, aanpassing van de reformer en extra kosten van biogasleiding zal van geval tot geval moeten worden bekeken wat de economische haalbaarheid is van deze optie.

Ook andere hernieuwbare koolwaterstoffen dan bio-methaan kunnen worden ingezet voor de productie waterstof door stoomreforming. Voorbeelden zijn ethanol en biodiesel. Deze brandstoffen kunnen al op een tankstation aanwezig kunnen zijn of eenvoudig per vrachtauto kunnen worden aangeleverd. Mocht dit een serieuze optie worden dan ligt on-site reforming het meest voor de hand.

---

<sup>5</sup> De efficiency van kleinschalige reformers is 60-65% op basis van de "lower heating value" (LHV) van aardgas. (65-70% o.b.v. HHV). De LHV-efficiency van moderne grootschalige industriële reformers ligt rond 75-80%.

Bij centrale verwerking van de grondstoffen voor ethanol en biodiesel zou vanwege het extra efficiency verlies bij deze getrapte productie van waterstof een directe productieroute van waterstof uit die grondstoffen (indien mogelijk) meer voor de hand liggen.

Op industriële schaal kan nog worden gedacht aan reforming van glycerol dat vrijkomt bij een bewerkingsstap van ruwe biodiesel op basis van plantaardige olie met methanol. Met de opkomst van eerste generatie biodiesel is er een grote hoeveelheid glycerol ontstaan waarvoor weinig toepassing was. Centrale verwerking tot waterstof is een optie. Of de waterstof volledig hernieuwbaar is hangt af van de herkomst van de methanol en het type plantaardige olie dat de basis is voor de biodiesel. Ondertussen is de markt voor glycerol zeer volatiel geworden als gevolg van beleidswijzigingen op het gebied van eerste generatie biodiesel. Hierdoor is de optie zeer onzeker geworden.

#### Vergassing van biomassa (en afval)

Op hoofdlijnen zijn drie verschillende categorieën aan vergassingsprocessen te onderscheiden. Het betreft vergassing van droge biomassa bij (voor vergassing) relatief lage temperatuur (800-900°C), hoge temperatuur vergassing van droge biomassa (1100-1200°C), en superkritische (water)vergassing van natte biomassastromen (ca. 600°C en hoge druk). De schaalgrootte van de verschillende typen vergassing varieert, maar in alle gevallen gaat het om industriële processen.

De samenstelling van het gas dat wordt geproduceerd in de verschillende type processen varieert ook. Bij hoge temperatuur vergassing wordt de biomassa volledig afgebroken tot een syngas dat bestaat uit CO en H<sub>2</sub>. Bij superkritische watervergassing bestaat het productgas voor het grootste deel uit H<sub>2</sub> (ca. 60-70%) maar bevat ook CO<sub>2</sub> (20-25%), CH<sub>4</sub> (10-15%) en wat CO (0-10%). Het productgas van lage temperatuur vergassingsprocessen bevat vergelijkbare fracties CO<sub>2</sub> en CH<sub>4</sub>, maar bevat minder H<sub>2</sub> (20-40%) en meer CO (20-40%).

Het productgas van de vergassingsprocessen kan voor verschillende doeleinden worden ingezet:

- Voor productie van groen gas. Hierbij wordt via een methanisatieproces (reacties tussen H<sub>2</sub>, CO en CO<sub>2</sub> tot CH<sub>4</sub>) het aandeel CH<sub>4</sub> geoptimaliseerd waarna het gas verder wordt opgewerkt tot groen gas dat kan worden ingevoerd in het aardgasnet. Dit is een indirecte route voor de productie van waterstof wanneer groen gas elders wordt ingezet in een stoomreformer voor de productie van waterstof.
- Het gas kan worden gebruikt voor directe productie van waterstof door het waterstof uit het productgas te scheiden. Om de opbrengst van waterstof te optimaliseren kan het gas eerst door een WGS-unit worden gehaald. Het resterende gas kan worden ingezet als stookgas in ketels en fornuizen, of als brandstof voor productie van elektriciteit en warmte in een WKK-eenheid.
- Het gas kan worden gebruikt als brandstof in gasmotoren, gasturbines en in gecombineerde stoom en gasturbine (STEG) eenheden voor de productie van elektriciteit, eventueel in combinatie met warmte (WKK). Deze elektriciteit is geproduceerd met energie uit een hernieuwbare bron en draagt bij aan het aandeel duurzame elektriciteit in de elektriciteitsmix. Ook dit leidt tot een indirecte route voor productie van waterstof wanneer deze elektriciteit wordt gebruikt voor waterstofproductie via elektrolyse van water.
- Het gas kan worden ingezet als syngas in de chemische industrie voor synthese van een scala aan chemische producten en (vloeibare) brandstoffen.

Hoge temperatuurvergassing is een bestaand proces hoewel tot nu toe alleen is toegepast voor kolen (bijvoorbeeld bij de Buggenum centrale). Het proces is alleen op heel grote schaal economisch haalbaar en realisatie hiervan is voorlopig niet in zicht. Superkritische (water)vergassing bevindt zich nog in een vroeg ontwikkelingsstadium. Het vormt nog geen alternatief voor vergisting dat gebruik maakt van dezelfde biomassastromen. Lage temperatuur vergassing lijkt van de drie het dichtst bij commerciële toepassing te zitten. Varianten van dit proces zijn al gedemonstreerd op MW-schaal. Er zijn echter nog meerdere opschalingsstappen nodig voordat commerciële uitrol mogelijk is. Inspanningen zijn er op gericht om dit mogelijk te maken in de periode 2025-2030. Daarbij ligt de focus vooralsnog op de productie van groen gas, en de productie van syngas als grondstof voor de industrie. Op korte termijn wordt nog geen bijdrage verwacht van biomassavergassing aan de productie van waterstof.

Afval is een alternatief voor inzet van primaire biomassa in het vergassingsproces. Een deel van het afval is van biogene oorsprong. Als er uiteindelijk waterstof wordt geproduceerd dan kan een deel worden beschouwd als hernieuwbare waterstof. De koolstofintensiteit van het niet biogene deel van het afval leidt echter tot een zodanig hoge koolstofinhoud van het resterende waterstof dat het volgens de voorgestelde methodiek in het Europese CertifHy project (zie sectie 'Definitie Groene Waterstof') niet mogelijk is om het hernieuwbare deel te certificeren als groene waterstof.

#### Bijproduct waterstof uit de chloorproductie

Chloor wordt geproduceerd via elektrolyse van een keukenzoutoplossing. Naast chloor ( $\text{Cl}_2$ ) en natriumhydroxide ( $\text{NaOH}$ ) komt hierbij een zuivere stroom waterstof vrij. Deze waterstof kan als hernieuwbaar worden aangemerkt voorzover de energie voor het proces (elektriciteit en stoom) is geproduceerd met energie van hernieuwbare energiebronnen.

#### Bijproduct waterstof uit de methanolproductie

Methanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) wordt in het algemeen geproduceerd met behulp van aardgas. Het productieproces wordt weergegeven door onderstaande reactievergelijkingen. Indien de fossiele methaan wordt vervangen door bio-methaan, dan is sprake van hernieuwbare waterstof als bijproduct. In Nederland produceert BioMCN bio-methanol. BioMCN vergroent het gebruikte aardgas voor het proces met behulp van groen gas certificaten. BioMCN heeft ook al lang plannen om synthesesgas te produceren via biomassavergassing (Woodspirit project), om zo aardgas te kunnen vervangen. Met de overname van BioMCN door OCI in 2015 is het echter onduidelijk wat de status is van dit project. Verder is OCI zelf een grote verbruiker van waterstof voor de productie van kunstmest zodat het twijfelachtig is of het bijproductwaterstof beschikbaar is voor andere doeleinden.

Reforming, syngasproductie:  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO} + 3 \text{H}_2$

Vervolgreactie reactie:  $\text{CO} + 2 \text{H}_2 \rightleftharpoons \text{CH}_3\text{OH}$

Overall reactie:  $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2$

#### Ketens voor productie van hernieuwbare waterstof:

Het bovenstaande overzicht van mogelijkheden voor productie van hernieuwbare waterstof leidt tot de volgende relevante ketens voor levering van hernieuwbare waterstof aan voertuigen voor de korte termijn (tot 2020) in Nederland. Elke keten is onderverdeeld in een aantal schakels:

1. *On-site elektrolyse met elders geproduceerde duurzame elektriciteit van het elektriciteitsnet*
  - a. Productie van elektriciteit met energie van hernieuwbare bronnen, zoals wind, zon, waterkracht en biomassa;
  - b. Invoeden van de elektriciteit in het elektriciteitsnet, en transport en distributie van die elektriciteit via dat net;
  - c. Leveren van duurzame elektriciteit via het elektriciteitsnet (administratief via certificaten) aan een tankstation;
  - d. Productie van waterstof via elektrolyse van water op een tankstation.
  
2. *On-site elektrolyse met lokaal geproduceerde duurzame elektriciteit, al dan niet in combinatie met (duurzame) elektriciteit van het elektriciteitsnet*
  - a. Productie van elektriciteit met energie van hernieuwbare bronnen; bijvoorbeeld in een windpark of een PV-centrale;
  - b. Levering van elektriciteit aan een elektrolyse-eenheid op een tankstation voor de aansluiting (van het windpark of de PV-centrale) met het (openbare) elektriciteitsnet, mogelijk aangevuld met levering van (duurzame) elektriciteit via het elektriciteitsnet.
  - c. Productie van waterstof via elektrolyse van water op een tankstation.
  
3. *On-site reforming van Groen Gas*
  - a. Vergisting van biomassa(reststromen) tot ruw biogas, met als optie het transport van (gedroogd en gereinigd) biogas door een aparte biogasleiding naar een biogas-hub;
  - b. Opwerking van biogas tot groen gas en invoeden van groen gas in het aardgasnet; in het regionale transportnet (16-40 bar) of lager;
  - c. Leveren van groen gas via het aardgasnet (administratief via certificaten) aan een tankstation
  - d. Productie van waterstof via stoomreforming op een tankstation.
  
4. *Centrale reforming van Groen Gas (keten ook van toepassing voor bijproductwaterstof bij bio-methanol productie)*
  - a. Vergisting van biomassa(reststromen) tot ruw biogas, met als optie het transport van (gedroogd en gereinigd) biogas door een aparte biogasleiding naar een biogas-hub;
  - b. Opwerking van biogas tot groen gas en invoeden van groen gas in het aardgasnet; in het regionale transportnet (16-40 bar) of lager;
  - c. Leveren van groen gas via het aardgasnet (administratief via certificaten) aan een industriële stoomreformer;
  - d. Centrale productie van waterstof in een industriële stoomreformer (of bijproductwaterstof bij methanolproductie);
  - e. Transport van waterstof naar een tankstation:
    - i. Als gecomprimeerd waterstof (200 bar of 500 bar) per vrachtauto
    - ii. Als vloeibaar waterstof per vrachtauto
    - iii. Als gecomprimeerd waterstof via een pijpleiding (maximaal ca. 80 bar)
  
5. *Bijproduct-waterstof van de chloorproductie geproduceerd met energie uit hernieuwbare bronnen*
  - a. Productie van elektriciteit met energie uit hernieuwbare bronnen, zoals biomassa, wind, zon en waterkracht;
  - b. Invoeden van de elektriciteit in het elektriciteitsnet, en transport en distributie van die elektriciteit via dat net;

- c. Leveren van duurzame elektriciteit via het elektriciteitsnet (administratief via certificaten) aan een centrale productielocatie voor chloor;
- d. Centrale productie van bijproduct-waterstof bij de chloorproductie;
- e. Transport van waterstof naar een tankstation als gecompriemd waterstof per vrachtauto.

Minder relevant, of voorlopig minder relevant, maar potentieel wel mogelijk zijn de volgende drie ketens:

6. *On-site reforming van Groen Gas*

- a. Vergisting van biomassa(reststromen) tot ruw biogas,
- b. Transport van het biogas (gedroogd en gereinigd) door een aparte biogasleiding naar een tankstation;
- c. Productie van waterstof via stoomreforming van biogas op een tankstation.

7. *Centrale elektrolyse met elders geproduceerde duurzame elektriciteit van het elektriciteitsnet*

- a. Productie van elektriciteit met energie van hernieuwbare bronnen, zoals wind, zon, waterkracht en biomassa;
- b. Invloeden van de elektriciteit in het elektriciteitsnet, en transport en distributie van die elektriciteit via dat net;
- c. Leveren van duurzame elektriciteit via het elektriciteitsnet (administratief via certificaten) aan een centrale productielocatie;
- d. Centrale productie van waterstof via elektrolyse van water;
- e. Transport van waterstof naar een tankstation als gecompriemd waterstof (200 bar of 500 bar) per vrachtauto.

8. *Centrale elektrolyse met lokaal geproduceerde duurzame elektriciteit, al dan niet in combinatie met (duurzame) elektriciteit van het elektriciteitsnet*

- a. Productie van elektriciteit met energie van hernieuwbare bronnen, zoals wind, zon, waterkracht en biomassa;
- b. Levering van elektriciteit aan een centrale productielocatie voor waterstof via elektrolyse van water voor de aansluiting met het (openbare) elektriciteitsnet, mogelijk aangevuld met levering van (duurzame) elektriciteit via het elektriciteitsnet;
- c. Centrale productie van waterstof via elektrolyse van water;
- d. Transport van waterstof naar een tankstation als gecompriemd waterstof (200 bar of 500 bar) per vrachtauto.

Tot slot

Hierboven zijn de meest relevante ketens voor productie van hernieuwbare waterstof geschetst. Dit betreft voornamelijk vooral ketens waarbij duurzame energie op indirecte wijze via waterstof aan het wegverkeer wordt geleverd. In deze ketens wordt eerst duurzame elektriciteit en groen gas geproduceerd met energie uit hernieuwbare energiebronnen. Dit wordt in een vervolgstap ingezet voor de productie van hernieuwbare waterstof. In het geval van biomassavergassing is er sprake van een directe route, zonder tussenstap.



Naast directe en indirecte productieroutes kan er onderscheid worden gemaakt tussen indirecte levering van duurzame energie voor de productie van waterstof via het openbare elektriciteitsnet of via het aardgasnet, of directe levering van duurzame energie aan een waterstofproductie-eenheid. Bij directe levering kan worden gedacht aan directe koppeling (fysieke levering) van een windpark met een elektrolyser, maar ook aan directe koppeling van een vergister met een (biogas-)reformer.

Tot slot kan de (winning van) duurzame energie voor al deze ketens zijn gerealiseerd in projecten met of zonder ondersteuning vanuit de SDE+ regeling. De waterstofproductie valt hier echter niet onder. De combinatie van al deze elementen levert een groot aantal varianten op. Hierbij spelen in diverse varianten ook nog eens diverse type certificaten voor duurzame energie een rol die mogelijk qua aard (elektriciteit en gas), geografische reikwijdte (nationaal of internationaal) en type informatie (projectinformatie, energiebron, CO<sub>2</sub>-intensiteit, type subsidie) niet goed op elkaar aansluiten. Nadere analyse van alle varianten en relevante certificatiesystemen is nodig is nodig om te bekijken volgens welke regels hernieuwbare waterstof kan worden ingepast in de RED en HBE systematiek.

### Definitie Groene Waterstof

Het NWP streeft naar verduurzaming van waterstof als grondstof voor de industrie en als energiedrager voor een toekomstige energievoorziening. In dat verband is er behoefte aan een werkbare definitie voor duurzame waterstof. Een vergelijkbare behoefte was er binnen het Europese project CertifHy waarin is gewerkt aan het ontwerp van een Europees systeem voor het verlenen van Garanties van Oorsprong (GvO) voor groene waterstof. Het systeem is een middel om claims voor levering van groene waterstof richting consumenten te kunnen onderbouwen en aan te kunnen tonen. Ten behoeve van eenduidigheid is er voorgesteld om in de discussies binnen het NWP met betrekking tot verduurzaming van waterstof aan te sluiten bij de CertifHy systematiek.

De systematiek zoals ontwikkeld in het CertifHy project is de uitkomst van een ontwikkelingsproces met verschillende rondes van marktconsultaties die zijn uitgevoerd in de periode april – september 2015. Uiteindelijk heeft dit geresulteerd in de volgende definitie voor ‘CertifHy Green Hydrogen’, en ‘CertifHy Low-Carbon Hydrogen’, waarbij in CertifHy verband in beide gevallen wordt gesproken van ‘Premium Hydrogen’<sup>6</sup>:

*‘CertifHy Green Hydrogen is hydrogen from renewable sources that is also CertifHy Low-Carbon Hydrogen.*

*Hydrogen from renewable sources is hydrogen belonging to the share of production equal to the share of renewable energy sources (as defined in the EU RES directive) in energy consumption for hydrogen production, excluding ancillary functions.*

*CertifHy Low-Carbon Hydrogen is hydrogen from fossil origin with emissions lower than the defined CertifHy Low-GHG-emissions threshold, i.e. 36.4 gCO<sub>2,eq</sub>/MJ, produced in a plant where the average emissions intensity of the non-CertifHy Low-Carbon Hydrogen production since sign-up or in the past 12 months, does not exceed the emissions intensity of the benchmark process (91.0 gCO<sub>2,eq</sub>/MJ, SMR of fossil natural gas).’*

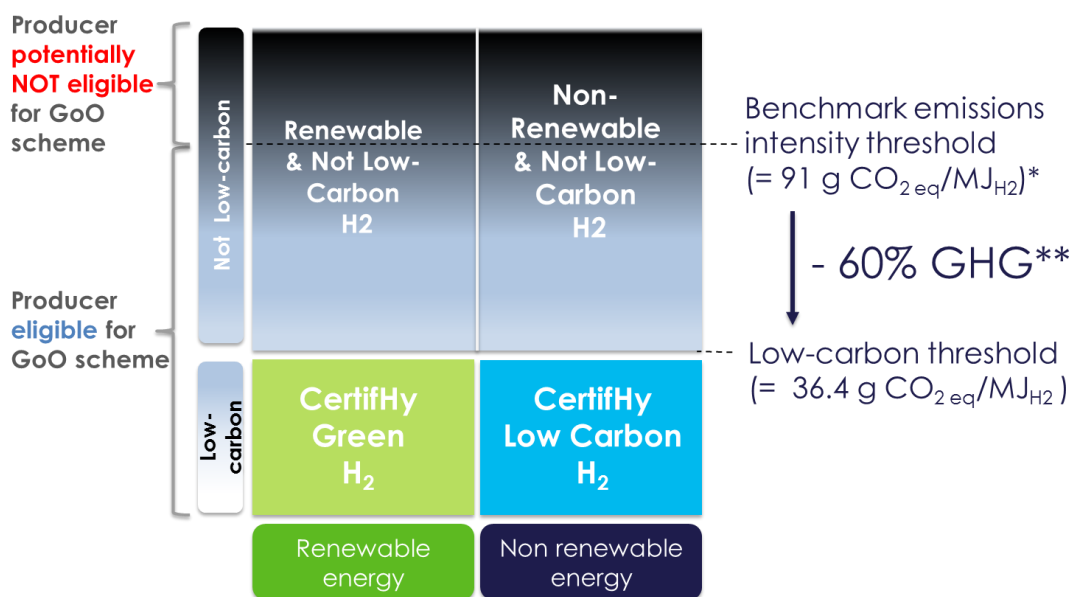
Met deze definitie wordt onderkend dat reductie van de emissie van broeikasgassen (greenhouse gas, GHG) op het ogenblik de hoogste prioriteit heeft. Dit betekent dat waterstof niet noodzakelijkwijs hoeft te worden geproduceerd met energie van hernieuwbare bronnen om in aanmerking te komen voor een GvO. Ook waterstof geproduceerd met energie van niet-hernieuwbare bronnen, maar met een ketenbrede broeikasgasemissie die onder de drempelwaarde blijft van 36.4 gCO<sub>2,eq</sub>/MJ<sup>7</sup> komt in aanmerking voor het verlenen van GvO’s. De drempelwaarde komt overeen met de eisen uit de Renewable Energy Directive (RED) voor GHG-intensiteit van biobrandstoffen met ingang van 2018. Groene Waterstof (dus low-carbon én hernieuwbaar) en Low-Carbon Waterstof leveren echter wel GvO’s met verschillende labels die in de markt ieder hun eigen waarde kunnen ontwikkelen.

<sup>6</sup> [http://www.certifhy.eu/images/media/files/D5\\_1\\_Implementation\\_Roadmap-v15-final.pdf](http://www.certifhy.eu/images/media/files/D5_1_Implementation_Roadmap-v15-final.pdf)

<sup>7</sup> Ter indicatie: een verbruik van 1 kg H<sub>2</sub>/100km levert bij een emissiefactor van 91 gCO<sub>2,eq</sub>/MJ<sub>H<sub>2</sub></sub> en een energie-inhoud van 120 MJ/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> een emissie van 109 gCO<sub>2,eq</sub>/km. Bij 36,4 gCO<sub>2,eq</sub>/MJ<sub>H<sub>2</sub></sub> leidt dit tot 44 gCO<sub>2,eq</sub>/km. Voor de Toyota Mirai wordt een normverbruik opgegeven van 0,76 kg/100km (NEDC cycle). In de praktijk zal dit hoger liggen. Het verbruik van de Hyundai’s ix35 van RWS ligt rond 1,2 kg/100km. Bij 91 gCO<sub>2,eq</sub>/MJ<sub>H<sub>2</sub></sub> levert dit een emissie van 131 gCO<sub>2,eq</sub>/km. Dit kan worden vergeleken met praktijkverbruik van conventionele ix35’s. Internet levert voor de 1,6l benzine-uitvoering cijfers variërend van 1 op 10,3 tot 1 op 13,4. Well-to-Wheels levert dit een emissie op van 203-265 gCO<sub>2,eq</sub>/km, in dit geval 1,5-2x zo hoog als de brandstofcelvariant met waterstof op basis van aardgas. (aannames benzine: 43,2 MJ/kg; 0,72 kg/l; 73,4 gCO<sub>2,eq</sub>/MJ TtW en 14,2 gCO<sub>2,eq</sub>/MJ WtT.)

Naast de drempelwaarde bevat de definitie een aanvullende randvoorwaarde. Deze stelt eisen aan de gemiddelde broeikasgasintensiteit van de resterende waterstof die is geproduceerd in dezelfde installatie als waarin de waterstof is geproduceerd waarvoor GvO's kunnen worden verkregen. De gemiddelde GHG-intensiteit van de overige waterstof mag sinds de aanmelding voor het genereren van GvO's of gedurende de afgelopen 12 maanden niet boven de GHG-intensiteit liggen van het referentieproces, te weten de productie van waterstof via Steam Reforming van aardgas. Door het opnemen van deze aanvullende randvoorwaarde wordt voorkomen dat productiewijzen die structureel tot hoge emissies leiden gedeeltelijk zouden kunnen worden ingezet voor productie van waterstof met een gecertificeerd lage koolstofinhoud. Hierbij kan ter vergelijking worden gedacht aan de discussie over het duurzame karakter van hernieuwbare elektriciteit uit (op zich duurzame) biomassa die wordt meegestookt in kolencentrales.

Onderstaande figuren geven een schematische weergave van de definitie.



\* Best Available Technology = Natural gas steam methane reforming, (this covers >95% of the provided merchant hydrogen market)

\*\* Equal to RED reduction requirement for biofuels in 2018 compared to fossil fuels

Figure 1 Schematische weergave van de CertifHy definitie voor Premium Waterstof.

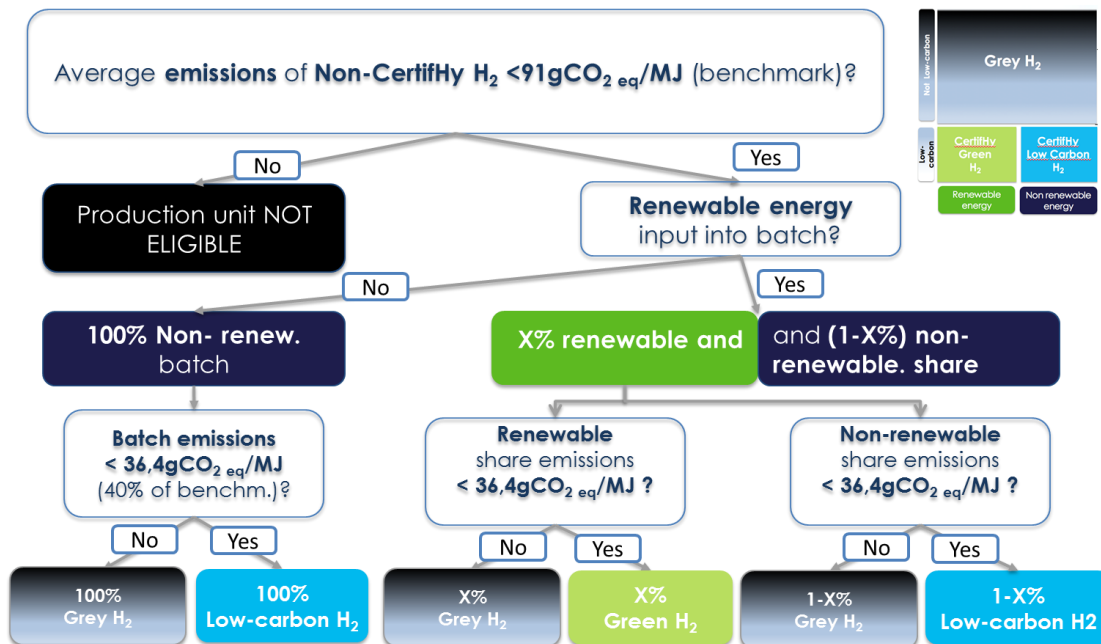


Figure 2 Beslisboom voor het bepalen van het aandeel CertifHy groene waterstof en low-carbon waterstof.

Er is een grote verscheidenheid aan termen die worden gebruikt in relatie tot het streven naar verduurzaming van waterstof. Tabel 1 geeft een overzicht van de meest gebruikte termen en de relatie tussen die termen en de criteria die een rol spelen in de CertifHy systematiek. Het overzicht laat zien dat Groen en Duurzaam synoniemen zijn. Beide zijn ook Low-carbon en Klimaatneutraal, maar Low-carbon en Klimaatneutraal zijn niet per definitie Groen en Duurzaam. Hernieuwbaar is ook geen garantie voor Groen en Duurzaam, en zelfs niet voor Low-carbon en Klimaatneutraal. Fossiel kan Low-carbon en Klimaatneutraal zijn, maar is zeker niet Groen en Duurzaam. Grijs tot slot is fossiel, maar niet Low-carbon en Klimaatneutraal.

Tabel 1 Relatie tussen veel gebruikte termen in relatie tot waterstof en de CertifHy systematiek.

Type waterstof	GHG-intensiteit < 36,4 gCO <sub>2</sub> eq/MJ	Hernieuwbare energie	Komt in aanmerking voor GvO
Groen	✓	✓	✓
Low-carbon	✓	Niet per definitie	✓
Duurzaam	✓	✓	✓
Hernieuwbaar	Niet per definitie	✓	Mogelijk
Klimaatneutraal	✓	Niet per definitie	✓
Fossiel	Mogelijk	✗	Mogelijk
Grijs	✗	✗	✗

Uit het overzicht wordt duidelijk dat Groen, Duurzaam en Grijs de meest eenduidige termen zijn. Bij uitbreiding met het criterium betaalbaarheid blijven alleen Duurzaam en Grijs over. Duurzaam heeft een grotere reikwijdte dan Groen omdat economische haalbaarheid ook vaak onderdeel is van Duurzaam. Duurzame waterstof is dan niet alleen waterstof met een lage GHG-intensiteit, geproduceerd met hernieuwbare energie, maar ook waterstof die in kosten kan concurreren met de fossiele benchmark. Voor Groene waterstof zijn de kosten niet per definitie concurrerend; aandacht voor kosten is geen onderdeel voor Groen.

#### Tot slot

Hoewel groen, duurzaam en grijs het meest eenduidig zijn ligt het voor het voeren van discussies binnen het NWP het meest voor de hand om uit te gaan van 'low-carbon', of de Nederlandse term 'klimaatneutraal' die dezelfde lading heeft. Dit sluit aan bij de vooralsnog hogere prioriteit van het terugdringen van CO<sub>2</sub>-emissies voor beperking van de opwarming van de aarde en klimaatverandering, ten opzichte van implementatie van duurzame energie. Tegelijkertijd is het beter in lijn met de verschillende belangen van de partijen die zijn aangesloten bij de discussie en die de transitie uiteindelijk moeten vormgeven. Daarbij kan het vanwege economische haalbaarheid nodig zijn om de transitie naar volledig groene waterstof op z'n minst voor een deel te laten lopen via 'low-carbon' (of klimaatneutrale) waterstof op basis van fossiele energie. Dit moet dan integraal onderdeel zijn van de discussie, en dat wordt het best weergegeven door de term 'low-carbon'.

Bovenstaande aanbeveling betreft vooral de discussie binnen het NWP. Daarnaast is het wel van belang ook aandacht te hebben voor de perceptie van de verschillende termen bij het publiek buiten het NWP. Wat voor beeld heeft het "grote" publiek bij 'low-carbon', en wat voor effect kan 'low-carbon' hebben op de FCEV-optie als duidelijk wordt dat 'low-carbon' niet hernieuwbaar is, en waterstof kan zijn die is geproduceerd met bijvoorbeeld CO<sub>2</sub>-opslag of met nucleaire energie? Indien het aanbod van waterstof voor een groot deel 'low-carbon' is, biedt de brandstofcelauto dan nog voldoende voordelen voor de markt om er voor te kiezen, of gaat de voorkeur dan toch uit naar batterij-elektrische voertuigen op groene elektriciteit? De mogelijkheden van die optie worden immers steeds groter, terwijl het concept "groene stroom" al enige tijd bekend is en niet, of in ieder geval minder ter discussie staat dan waterstof.

### Waterstofproductie in Nederland

Nederland is een grote producent van waterstof. Volgens onderstaande tabel werd er in Nederland rond 2005 ruim 10 miljard m<sup>3</sup> waterstof geproduceerd. Hiervan was naar schatting ca. 2,5 miljard m<sup>3</sup> afkomstig van bijproduct waterstof. De overige 7,6 miljard m<sup>3</sup> is geproduceerd via stoomreforming van aardgas.

Tabel 2 Waterstofproductie per economische zone en land rond 2005<sup>8</sup>

Zone	Country	bn m <sup>3</sup>
EU 25	Austria - Österreich	1.9
	Belgium - Belgique - België	5.7
	Czech Republic -Ceska Republika	0.9
	Denmark - Danmark	0.2
	Finland - Suomi	1.8
	France	7.1
	Germany - Deutschland	21.5
	Greece - Ellada	0.8
	Hungary - Magyarorszag	1.0
	Ireland	0.9
	Italy - Italia	6.6
	Lithuania - Lietuva	0.6
	Netherlands - Nederland	10.1
	Poland - Polska	4.2
	Portugal	1.2
	Slovakia - Slovenska Republika	0.9
	Slovenia - Slovenija	0.0
Spain - España	5.9	
Sweden - Sverige	1.3	
United Kingdom	7.6	
	<b>Total EU 25</b>	<b>80.3</b>
CC	Bulgaria	1.8
	Croatia - Hrvatska	0.8
	Romania	5.5
	Turkey - Turkiye	2.2
	<b>Total CC</b>	<b>10.2</b>
EFTA	Iceland - Ísland	0.0
	Norway - Norge	1.0
	Switzerland - Schweiz - Suisse - Svizerra	0.6
	<b>Total EFTA</b>	<b>1.6</b>
<b>Total</b>		<b>92.1</b>

Goede cijfers voor daadwerkelijke waterstofproductie zijn lastig te vinden. De 7,6 miljard m<sup>3</sup> blijkt echter goed overeen te komen met de non-energetische inzet van aardgas in de industrie en raffinaderijen in de gedetailleerde energiebalansen voor Nederland die door ECN in haar studies worden gebruikt. In 2005 werd er 110 PJ aardgas ingezet. Met een efficiency van 75% naar waterstofproductie betekent dat 82 PJ waterstof. Omgerekend naar andere eenheden is dit 685 kton waterstof of 7,6 miljard m<sup>3</sup>. Bij een hogere efficiency van 80% komt het neer op 8,1 miljard m<sup>3</sup>.

Vanwege de goede overeenkomst lijkt het non-energetisch aardgasverbruik in de industrie en de raffinaderijen een goede maat voor een schatting van de waterstofproductie in Nederland op basis van aardgas. Tabel 3 geeft een overzicht voor de zichtjaren 2005, 2010 en 2013.

<sup>8</sup> Roads2HyCom project deliverable 2.1 en 2.1a, European Hydrogen Atlas and Industrial Excess Hydrogen Analysis, Part II Industrial surplus hydrogen and markets and production. [https://www.ika.rwth-aachen.de/r2h/images/d/df/Roads2HyCom\\_R2H2006PU - \(Part II\) - Industrial Surplus H2.pdf](https://www.ika.rwth-aachen.de/r2h/images/d/df/Roads2HyCom_R2H2006PU_-_Part_II_-_Industrial_Surplus_H2.pdf).

**Tabel 3 Waterstofproductie uit aardgas in Nederland.**

		2005	2010	2013
<b>Aardgas: non-energetisch in industrie en raffinaderijen</b>	PJ	110	109	100
<b>Waterstof uit aardgas (75% efficiency)</b>	PJ	82	82	75
<b>Waterstof uit aardgas</b>	Kton	685	680	625
<b>Waterstof uit aardgas</b>	mrd m <sup>3</sup>	7,6	7,6	7,0

Op basis van een inventarisatie van waterstoffabrieken wordt geschat dat er op het ogenblik een productiecapaciteit staat opgesteld van circa 26,7 miljoen m<sup>3</sup> per dag wat neerkomt op 9,7 mrd m<sup>3</sup> per jaar. Rekening houdend met een capaciteitsfactor van 95% (stilstand voor onderhoud) zou dit neerkomen op een benuttingsgraad in 2013 van 76%.

Uit dezelfde inventarisatie is een capaciteit aan bijproduct waterstof af te leiden van circa 1,5 mrd m<sup>3</sup> waterstof per jaar. Dit is een miljard m<sup>3</sup> lager dan de schatting van 2,5 mrd m<sup>3</sup> per jaar voor de productie van bijproduct waterstof rond 2005. Gezien het stabiele beeld rond de industrie en raffinaderijen in de energiebalansen van de afgelopen 10 jaar lijkt een afname van de productie niet de meest voor de hand liggende verklaring voor het verschil. Mogelijk zou capaciteit tussen beide categorieën moeten verschuiven. Bij verschuiving van een miljard m<sup>3</sup> van aardgas naar bijproduct zou de capaciteit voor bijproduct waterstof meer in lijn zijn met de productie. Tegelijkertijd zou de benuttingsgraad voor productiecapaciteit op basis van aardgas voor 2013 toenemen naar 85%.

Een andere verklaring kan zijn dat de inventarisatie incompleet is. Het is lastig om een goed beeld te krijgen van bijproductwaterstof, en om de balans kloppend te krijgen. Bijproduct waterstof komt op diverse plaatsen vrij als onderdeel van processtromen. Dit is bijvoorbeeld het geval bij de raffinage van ruwe olie in raffinaderijen en het kraken van raffinageproducten (nafta, LPG) tot basischemicaliën in naftakrakers in de chemische industrie. Ook bij de productie van cokes komt waterstof vrij. Cokesgas bevat circa 60 vol% waterstof. Tabel 4 bevat een ruwe indicatie van de hoeveelheid bijproductwaterstof in Nederland.

**Tabel 4 Ordegrootte van bijproductwaterstof in Nederland met onderverdeling naar bronnen.**

	Kton	mrd m <sup>3</sup>	PJ
<b>Chloorproductie</b>	15-20	0,2	2
<b>Cokesproductie</b>	20-25	0,3	2-3
<b>Naftakraker DOW (levering aan Yara-ICL-IP) *</b>	4,5	0,1	0,5
<b>Methanolproductie **</b>	15-35	0,2-0,4	2-4
<b>Overige naftakrakers, raffinaderijen en overig</b>	140-170	1,5-1,7	18-20
<b>Totaal (ordegrootte o.b.v. indicatie 2005)</b>	200-250	2,5	25-30

\* Cijfer uit Green Deal 0194 Waterstof symbiose in de Delta Regio

\*\* Geschatte productie o.b.v. <http://www.duurzaambedrijfsleven.nl/industrie/6245/biomcn-delfzijl-voor-15-mln-overnomen-door-egyptenaren> en maximale productie o.b.v. geïnstalleerde capaciteit.

In chemische complexen wordt de waterstof teruggewonnen voor zover nodig voor inzet in vervolprocessen. In het algemeen worden restgassen die nog waterstof bevatten ingezet voor de productie van stoom en elektriciteit binnen het eigen complex of voor omliggende industrieën. Om waterstof uit deze bronnen geschikt te maken voor transporttoepassingen moet de waterstof uit de gasmengsels worden gescheiden en “diep” worden gereinigd. Technisch zal het kunnen, maar de vraag is tegen welke kosten.

Anders ligt het bij het bijproduct waterstof dat vrijkomt bij de productie van methanol en bij de productie van chloor. Bij de methanolproductie blijft een restgas over dat voornamelijk bestaat uit H<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>. Hier kan zuivere waterstof uit worden geproduceerd net als bij conventionele productie van waterstof. Bij de chloorproductie komt een zuivere waterstofstroom vrij die met beperkte maatregelen op brandstofcelkwaliteit kan worden gebracht. Deze waterstof wordt deels afgezet via de industriële gassenindustrie en wordt deels direct geleverd aan andere industrie die waterstof nodig heeft. Het restant wordt ingezet als brandstof voor de productie van stoom en hoge temperatuur proceswarmte. Het is niet zo dat er structureel waterstof wordt afgefakkeld.

#### Tot slot

In Europees verband wordt meestal allocatie op basis van energie-inhoud gebruikt. Hoewel dit lastig is bij de chloorproductie omdat de hoofdproducten (chloor en natriumhydroxide) geen brandstoffen zijn, is allocatie op basis van energie-inhoud ook voor dit proces mogelijk. Binnen het CertifHy project zijn voor dit proces, en voor andere processen voorbeeldberekeningen gedaan<sup>9</sup>.

Op basis van een evenredige toedeling van de hoeveelheid koolstof in gebruikte brandstoffen aan de energie-inhoud van de verschillende producten is het mogelijk dat bijproductwaterstof uit industriële processen kan worden aangemerkt als ‘low-carbon’ waterstof. Indien er ook duurzame energie is ingezet zal bijproductwaterstof mogelijke (deels) ook groene waterstof zijn.

Voor zover bekend wordt er geen bijproductwaterstof structureel afgefakkeld zonder verder doel. De waterstof wordt deels als grondstof aan andere industrieën geleverd, maar wordt voor een deel ook direct na vrijkomen ingezet als brandstof. Wanneer dit plaatsvindt in het primaire productieproces, en de inzet van fossiele koolstofhoudende brandstoffen vervangt kan het effect hebben op de op GHG-intensiteit van de geproduceerde waterstof, en kan het in de praktijk afhankelijk van de mate van inzet van hernieuwbare energie en fossiele energie effect hebben op het al dan niet voldoen aan de randvoorwaarden voor CertifHy Low-carbon hydrogen en CertifHy Green hydrogen. Inzet van deze waterstof voor andere doeleinden zou de balans weer anders kunnen doen uitvallen als daardoor het aandeel fossiele koolstofhoudende energie weer zou toenemen.

Met het oog op dit soort complexe praktijkgevallen wordt geadviseerd om direct of via het NWP aansluiting te zoeken bij een vervolg op het CertifHy project. Voor dit vervolg is het onder andere de bedoeling een aantal complexe praktijkgevallen in detail te analyseren. Naar verwachting zal dit ook situaties met bijproductwaterstof betreffen. Door aansluiting bij de ontwikkeling kunnen vanuit Nederlands perspectief tijdig eventuele knelpunten met relevante regelgeving worden geïdentificeerd en kunnen eigen zienswijzen tijdig worden ingebracht.

---

9

[http://www.certifhy.eu/images/project/reports/CertifHy\\_Deliverable\\_D2\\_4\\_green\\_hydrogen\\_definition\\_final.pdf](http://www.certifhy.eu/images/project/reports/CertifHy_Deliverable_D2_4_green_hydrogen_definition_final.pdf)