



## Kansen voor Power-to-Gas

**Opdrachtgever**      Rijksdienst voor Ondernemend Nederland  
Postbus 8242  
3503 RE UTRECHT

**Contactpersoon**      drs. E. Everts

**Adviseur**              Sparkling Projects  
Postbus 10209  
7301 GE APELDOORN

**Contactpersonen**      ir. J.P. Jansen  
ir. W.L. van Leeuwen

**Projectnummer**        14047

**Datum**                  23 september 2015

## Samenvatting

Met een toenemend aandeel van wind en zonne-energie wordt de behoefte aan flexibiliteit in het energiesysteem groter. Power-to-gas kan een rol spelen in de invulling van deze behoefte aan flexibiliteit. Bij P2G wordt water door middel van elektrolyse ontleed in waterstof en zuurstof. Bij het proces komt warmte vrij. Het geproduceerde waterstof heeft een hoge energie-inhoud per massa-eenheid en kan bijvoorbeeld met CO<sub>2</sub> worden omgezet in methaan. Op deze wijze kan elektriciteit via P2G worden opgeslagen in een gasvormige energiedrager.

In dit project is een onderzoek uitgevoerd met als doel om de kansen voor Power-to-gas op de korte tot middellange termijn te identificeren en rendabele business cases in niche toepassingen van het Nederlandse energiesysteem te zoeken. Daarnaast heeft het project tot doel om de opschaalbaarheid van de business case te bepalen, zowel in Nederland als grensoverschrijdend.

In het onderzoek is een literatuurstudie uitgevoerd van gerealiseerde Power-to-gas projecten wereldwijd. Uit deze literatuurstudie is een overzicht samengesteld, welke markten er zijn en welke ervaringen er met Power-to-gas zijn opgedaan en welke perspectieven er voor Power-to-gas bestaan. Waterstof uit Power-to-gas installaties kan worden toegepast middels directe invoeding op het aardgasnet, en als grondstof voor de productie van koolwaterstoffen. In de laatste categorie zijn toepassingen mogelijk als groen gas productie voor invoeding op het aardgasnet, synthesegas productie voor de chemische industrie, brandstof productie voor de mobiliteit. Tevens kan waterstof worden ingezet voor de productie van elektriciteit.

Door middel van een multicriteria-analyse methode zijn de verschillende toepassingen beoordeeld op praktijk ervaring, organisatie, opschaalbaarheid, wet- en regelgeving, subsidies, afzetmarkt, toelaatbare prijs en processtappen. Uit de multicriteria-analyse is een prioritaire lijst van business cases gevormd. Deze business cases zijn nader onderzocht aan de hand van een gevoeligheidsanalyse van de belangrijkste parameters, die de financiële haalbaarheid bepalen.

Geen van de onderzochte business cases is bij de huidige elektriciteitsprijzen haalbaar. De onrendabele top van Power-to-gas is lager dan de onrendabele top van de meeste duurzame energie opties.

Het project heeft inzicht opgeleverd in de onrendabele top van de onderzochte business cases. Tevens is inzicht verkregen in de effecten van stimulerende maatregelen, benutting van reststromen van Power-to-gas en van te verwachten technologische ontwikkelingen. Om de onrendabele top te overbruggen kan de overheid de implementatie van Power-to-gas stimuleren door accijnzen en energiebelastingen aan te passen, investerings- en exploitatiesubsidies te verlenen en aanpassing van netwerktarieven. Exploitatiesubsidie en accijnsontheffing kunnen de kostprijs van waterstof met 24-50% reduceren. Toepassing van waterstof als brandstof voor bussen en auto's kan met gedeeltelijke accijnsontheffing haalbaar worden gemaakt. Vrijstelling van energiebelasting heeft voornamelijk voor kleinschalige Power-to-gas units effect en kan de kostprijs van waterstof met 8-16% verlagen.

Door de reststromen zuurstof en warmte te exploiteren wordt een verdere kostprijs reductie van waterstof bewerkstelligd. Bij nuttige aanwending van zuurstof kan een kostprijsreductie van 10-14% worden bereikt. Technologische doorbraken zullen leiden tot lagere investeringen en reductie op onderhoudskosten. Deze effecten hebben echter beperkte invloed, omdat de onderzochte business cases vooral afhankelijk zijn van de elektriciteitsprijs. Innovaties, die tot een verbetering leiden van het omzettingsrendement van elektriciteit naar waterstof, hebben daarentegen wel een significante invloed op de waterstof kostprijs.

Om niet alleen de technologische maar zeker ook de andere niet-technologische knelpunten van Power-to-gas op te lossen wordt aanbevolen om gedurende de periode tot marktintroductie een aantal proefprojecten onder praktijkomstandigheden uit te voeren. Dergelijke Power-to-gas icon projecten dienen bij voorkeur plaats te vinden daar waar sprake is van gunstige omstandigheden voor eindproducten, geografische locaties en samenwerking. De projecten kunnen ook worden gebruikt om praktijkgegevens te verkrijgen waarmee de effecten van aanvullend beleid kunnen worden bepaald (exploitatie subsidie, energiebelasting, (4) dubbeltelling biotickets, aanpassingen aan de Elektriciteits-/Gaswet, aanpassing van de Regeling gaskwaliteit).

## Inhoudsopgave

<b>1</b>	<b>VOORWOORD</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>INLEIDING</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>ONDERZOEKSOPZET</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>TECHNOLOGIEËN</b>	<b>10</b>
4.1	Huidige technologieën	10
4.2	Toekomstige ontwikkelingen	17
<b>5</b>	<b>MULTICRITERIA-ANALYSE (MCA)</b>	<b>20</b>
5.1	Methode	20
5.2	Criteria en weegfactoren	20
<b>6</b>	<b>TOEPASSING MULTICRITERIA-ANALYSE (MCA)</b>	<b>22</b>
6.1	Omschrijving van de business cases	22
6.2	Toetsing	22
6.3	Prioritaire selectie	23
<b>7</b>	<b>UITWERKING GESELECTEERDE BUSINESS CASES</b>	<b>25</b>
7.1	Business cases	25
7.2	Invloedsfactoren	31
7.3	Resultaten	40
7.4	Conclusie	42
<b>8</b>	<b>VISIE OP DE ONTWIKKELING EN DE UITROL VAN P2G</b>	<b>43</b>
<b>9</b>	<b>CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN</b>	<b>45</b>
9.1	Conclusies	45
9.2	Aanbevelingen	46

<b>BIJLAGE A - VERKLARENDE WOORDENLIJST</b>	<b>47</b>
<b>BIJLAGE B - ERVARINGEN</b>	<b>48</b>
<b>BIJLAGE C – AFZETMARKTEN EN OPSCHAALBAARHEID</b>	<b>57</b>
<b>BIJLAGE D – KANSEN WATERSTOF INVOEDEN AARDGASNET</b>	<b>71</b>
<b>BIJLAGE E - ARGUMENTEN MULTICRITERIA-ANALYSE</b>	<b>74</b>
<b>BIJLAGE F – UITGANGSPUNTEN VOOR BUSINESS CASE BEREKENINGEN</b>	<b>78</b>
<b>BIJLAGE G - GEVOELIGHEID CAPEX EN OPEX OP BUSINESS CASE-ANALYSE</b>	<b>82</b>
<b>BIJLAGE H - EXPLOITATIESUBSIDIE</b>	<b>86</b>
<b>BIJLAGE I - INTERMITTENCY VAN DUURZAME OPWEK</b>	<b>87</b>
<b>REFERENTIES</b>	<b>89</b>

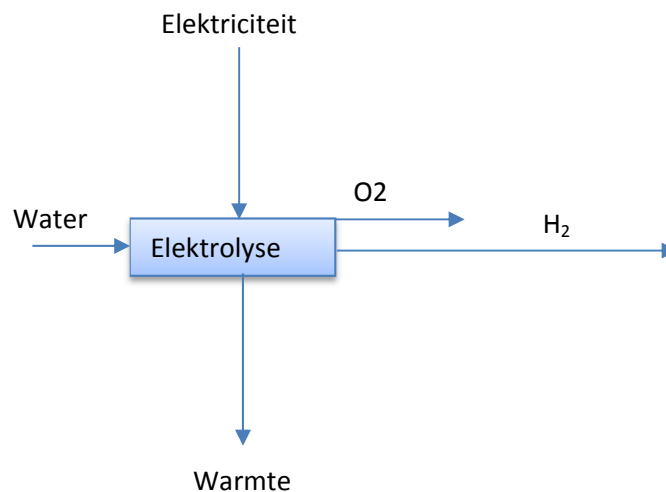
## 1 Voorwoord

Het onderzoek naar 'Kansen voor Power-to-Gas' is in opdracht van Rijkdienst voor Ondernemend Nederland uitgevoerd door Sparkling Projects. Het onderzoek is begeleid door het Topconsortium voor Kennis en Innovatie (TKI) Gas. TKI Gas is een van de zeven TKI's binnen de Topsector Energie. Het TKI Gas pakt verschillende zaken in onderlinge samenhang op: verduurzaming van het gasgebouw via groen gas en waterstof, het gassysteem als facilitator voor het sterk variërende aanbod van wind en zon, gas als schone vervanger van milieubelastende brandstoffen in de mobiliteit en gas als motor van onze economie. Ook werkt het TKI Gas aan het slimmer produceren en toepassen van gas en aan innovaties in efficiency in de hele energiemix.

## 2 Inleiding

In het rapport “De rol van power-to-gas in het toekomstige Nederlandse energiesysteem” [1] wordt geconstateerd, dat er op termijn in Nederland grote behoefte gaat ontstaan aan flexibiliteit in het energiesysteem. Als gevolg van de verwachte, grote toename van duurzame en variabele energieproductie (onder andere wind) gaan vraag en aanbod van energie in toenemende mate uit de pas lopen. Power-to-gas (P2G) kan een rol spelen in de invulling van deze behoefte aan flexibiliteit.

Bij P2G wordt water door middel van elektrolyse ontleed in waterstof ( $H_2$ ) en zuurstof ( $O_2$ ) (zie Figuur 1). Bij het proces komt warmte vrij. Het geproduceerde waterstof heeft een hoge energie-inhoud per massa-eenheid en kan bijvoorbeeld met  $CO_2$  worden omgezet in methaan ( $CH_4$ ). Op deze wijze kan elektriciteit via P2G worden opgeslagen in een gasvormige energiedrager.



Figuur 1 – Elektrolyse van water

Een van de hoofdconclusies uit het genoemde onderzoek van ECN en DNV GL is dat P2G economisch gezien op de korte tot middellange termijn nog niet rendabel is, maar een positieve business case voor een specifieke, lokale niche toepassing wordt niet uitgesloten. Hierbij kan worden gedacht aan bijvoorbeeld:

1. locaties met een beperkte capaciteit in het elektriciteitsnetwerk,
2. de lokale en regionale beschikbaarheid van een overschot aan hernieuwbare elektriciteit,
3. een lokale vraag naar duurzaam waterstof (bijvoorbeeld in de industrie of in lokaal en/of regionaal openbaar vervoer).

De kostprijs van waterstof productie via elektrolyse is echter hoog. Bovendien heeft waterstof weliswaar een hoge energiedichtheid per massa-eenheid, maar de energiedichtheid per volume-eenheid is juist relatief laag. Dat maakt het moeilijk en kostbaar om waterstof op te slaan. Ook is de positie van P2G in de regulering niet altijd duidelijk. Een voorbeeld hiervan is positionering van P2G in de Elektriciteitswet en de Gaswet: wordt P2G als conversie of als transport gezien?

Niettemin zijn er diverse factoren te benoemen, die kunnen bijdragen aan de verbetering van de financiële en economische haalbaarheid van P2G. In de eerste plaats zijn er door de grote toename aan productievermogen voor duurzame elektriciteit naar verwachting grotere prijsfluctuaties op de elektriciteitsmarkt te verwachten. In Duitsland worden al grote prijsfluctuaties vastgelegd per kwartier als gevolg van wind- en zonne-energie. Bovendien neemt het overschot aan windenergie, dat niet op het net kan worden geplaatst, toe. Door het combineren van technieken kan de kostprijs van P2G mogelijk worden gereduceerd. Bij elektrolyse wordt naast waterstof ook zuurstof als bijproduct geproduceerd. Door een slimme toepassing of een geschikte locatie te kiezen kan mogelijk de productie van waterstof en zuurstof beter benut worden. Ook het vinden van oplossingen om meer waarde voor waterstof te vinden, bijvoorbeeld voor de productie van chemicaliën, past in deze zoekrichting.

Ook in de wet- en regelgeving zijn er oplossingsrichtingen denkbaar, die bijdragen aan een betere business case voor P2G. Met de ministeriële Regeling Gaskwaliteit is per 1 oktober 2014 een eenduidige set van specificaties voor gaskwaliteit van kracht geworden, waaraan invoerders van gas moeten voldoen. De maximaal toelaatbare concentratie van waterstof op het aardgasnet is echter nog laag namelijk 0,02% van het aardgasvolume.

In samenspraak met alle (bij de energievoorziening) betrokken partijen werkt Netbeheer Nederland daarom aan een Actieplan Duurzame Energievoorziening [2]. In dit plan is een grootschalige proeftuin voorzien, waarin buiten de gereguleerde kaders geëxperimenteerd gaat worden met mogelijke oplossingen voor knelpunten in de duurzame energievoorziening. Netbeheerders hebben de mogelijkheid om een proeftuin in te richten met bijvoorbeeld ontheffing van het transporttarief voor geleverde stroom aan P2G installaties.

Door de toenemende vraag naar opslagcapaciteit en ontluikende business cases voor P2G zal de vraag naar innovatie in P2G technieken toenemen. Hoge temperatuur elektrolyse en *hyplasma* zijn voorbeelden. Het is voor de middellange termijn van belang inzicht te krijgen welke verbeteringen in P2G technieken te verwachten zijn.

Tegen deze achtergrond heeft dit onderzoek tot doel om de kansen voor P2G op de korte tot middellange termijn te identificeren. De tijdshorizon is 5-10 jaar. Het project richt zich op het onderzoeken van rendabele business cases voor P2G in niche toepassingen van het Nederlandse energiesysteem. Daarnaast is het doel om de opschaalbaarheid van de business case te bepalen, zowel in Nederland als grensoverschrijdend.

De kansen en knelpunten met bijhorende oplossingen door middel van beleid (subsidies en wet- en regelgeving), technologische ontwikkelingen, en het creëren van draagvlak vanuit de maatschappij worden belicht.

Tevens geeft dit onderzoek een doorkijk naar de grootschalige P2G markt en de opmaat naar de waterstofeconomie op de lange termijn. De resultaten kunnen worden gebruikt als informatievoorziening voor een implementatieplan en een *Green Deal* van (lokale) overheden en bedrijven.



### 3 Onderzoeksopzet

In hoofdstuk 4 worden de huidige en de in ontwikkeling zijnde P2G technologieën beschreven.

Door middel van de multicriteria-analyse methode worden de technieken op een aantal aspecten beoordeeld in hoofdstuk 6. De methode met bijhorende criteria en weegfactoren worden toegelicht in hoofdstuk 5. Uit de beoordeling volgt een prioritaire lijst aan business cases. Deze business cases worden gezien als meest kansrijk op de korte termijn.

In hoofdstuk 7 worden de geselecteerde business cases verder uitgewerkt. Per business case zijn de investeringskosten, de operationele kosten en een financieel model uitgewerkt en getoetst voor een specifieke locatie. Uit de resultaten volgt een onrendabele top. Middels het wijzigen van parameters (invloedsfactoren) wordt onderzocht op welke wijze de business cases haalbaarheid zijn te maken. De invloedsfactoren zijn aanpassingen van wet- en regelgeving, subsidies vanuit de overheid, de verkoop van reststromen van de P2G unit, technologische doorbraken en prijsverandering van de energiemarkt.

In hoofdstuk 8 worden de herhaalbaarheid en de opschaalbaarheid van de onderzochte business cases onderzocht, waarbij ook met een bredere focus gekeken is naar andere potentiële iconcases voor P2G met gunstige omstandigheden voor eindproducten, geografische locaties en samenwerking.

In de conclusies zijn de kansen voor daadwerkelijke realisatie op korte tot middellange termijn opgesomd inclusief mogelijke oplossingen voor het wegnemen van de knelpunten.

## 4 Technologieën

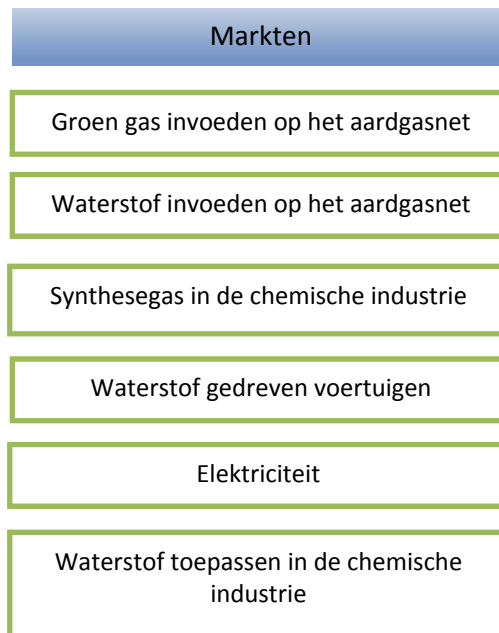
In dit hoofdstuk wordt toegelicht welke technologieën voor P2G beschikbaar zijn en welke ontwikkelingen er gaande zijn.

### 4.1 Huidige technologieën

Aan de hand van een literatuurstudie naar P2G technologieën zijn per marktsegment de volgende aspecten toegelicht:

- Principe
- Ervaring
- Perspectief
- Bedreigingen/risico's

De mogelijke markten voor toepassing van waterstof zijn weergegeven in Figuur 2.



Figuur 2 - Mogelijke markten voor waterstof

#### 4.1.1 Groen gas invoeden op het aardgasnet

##### *Principe*

Groen gas bestaat voornamelijk uit methaan. Methaan ( $\text{CH}_4$ ) wordt gevormd door koolstofdioxide ( $\text{CO}_2$ ) of koolstofmonoxide ( $\text{CO}$ ) te binden aan ( $\text{H}_2$ ).

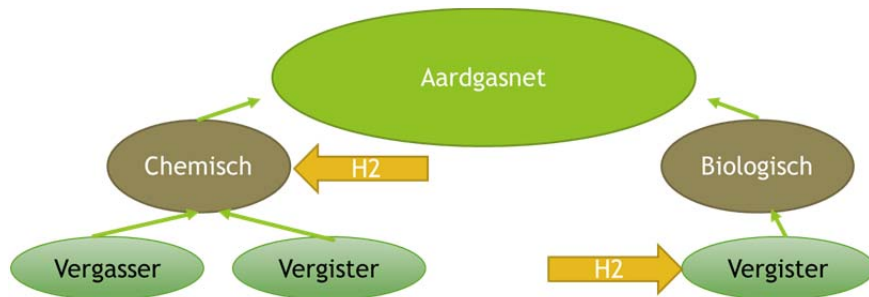
Duurzame  $\text{CO}_2$  wordt verkregen door  $\text{CO}_2$  te onttrekken uit de lucht, of door biomassa te vergisten of te verbranden. Het onttrekken van de lage  $\text{CO}_2$  concentratie uit de lucht vergt veel energie en wordt daarom niet verder uitgewerkt.

In een vergister wordt biomassa via bacteriën afgebroken in methaan en  $\text{CO}_2$ . De hoge concentratie van  $\text{CO}_2$  in het biogas is geschikt voor  $\text{CH}_4$  productie uit  $\text{CO}_2$  en  $\text{H}_2$ .

Bij vergassing wordt biomassa gedeeltelijk verbrand door de toevoer van zuurstof te beperken waardoor brandbaar gas ontstaat.

Het brandbare gas, ook wel synthese gas of syngas genoemd bestaat voornamelijk uit CO en H<sub>2</sub>. De H<sub>2</sub> fractie uit een P2G unit kan worden gebruikt om CO en H<sub>2</sub> in de juiste verhouding te brengen voor methaan productie.

Er zijn twee principes voorhanden om waterstof om te zetten in groen gas namelijk chemisch methaniseren of biologische methaniseren. Figuur 3 geeft de principes weer.



Figuur 3 - Productie van groen gas

Het chemische methaniseren gebeurt door middel van het Sabatier proces of methaniseringsproces. Het vormen van methaan met CO<sub>2</sub> wordt het Sabatier proces genoemd en met CO het methaniseringsproces genoemd. In beide gevallen is er sprake van een *katalytisch proces*, dat plaatsvindt bij 200-500 °C en druk van 20-40 bar. Vaak wordt aluminiumoxide als katalysator gebruikt. De processen hebben een rendement van 70-85% en genereren veel warmte. De processen zijn uitermate gevoelig voor zuurstof en waterstofsulfide (H<sub>2</sub>S). Het biogas dient gereinigd te worden.

Bij biologische methaniseren wordt waterstof toegevoegd aan het vergistingsproces. Micro-organismen zetten H<sub>2</sub> en CO<sub>2</sub> om in CH<sub>4</sub>, dat vervolgens kan worden ingevoerd op het aardgasnet. Deze reactie vindt plaats bij een lage temperatuur, namelijk 20-60°C. Tevens is biologische methanisering niet gevoelig voor H<sub>2</sub>S in het biogas.

#### *Ervaring*

Met chemische methanisering is ervaring opgedaan in Duitsland, Nederland en Denemarken. Het biologisch methaniseren gebeurt in Denemarken en Duitsland. Een uitgebreide toelichting van de projecten is beschreven in bijlage B.1.

#### *Perspectief*

In Nederland is er sprake van een relatief dicht aardgas netwerk. Het potentieel van groen gas invoeden op het aardgasnet is groot. De afname van aardgas neemt in de zomer op veel plaatsen af. Met name bij invoeding op lagedruk-netten dient hier rekening mee te worden gehouden. De capaciteit en afzet van aardgas is beschreven in

Bijlage C – Afzetmarkten en opschaalbaarheid. Het aantal vergisters en de potentie van vergisters in Nederland zijn beschreven in bijlage C.2.

Door de relatief eenvoudige techniek is de benodigde investering voor het biologisch methaniseren laag ten opzichte van het Sabatier proces. De reststromen van de P2G unit (zuurstof en warmte) kunnen worden ingezet voor andere processen. De warmte van het P2G proces kan worden ingezet om de vergister op temperatuur te houden.

De reststroom zuurstof kan bij een vergasser worden ingezet om hoge vergassingstemperaturen te bereiken waardoor een hoge kwaliteit brandbaar gas ontstaat.

#### *Bedreigingen*

Het Sabatier proces is relatief duur en gevoelig voor verontreinigingen. Het biogas dient gereinigd te worden alvorens het wordt toegepast.

Het groen gas uit de vergister na biologische methanisering bevat vaak nog te veel CO<sub>2</sub> om rechtstreeks te kunnen worden ingevoerd op het aardgasnet. In het demonstratieproject “Microbenergy” wordt 52% methaan op biologische wijze opgewerkt naar 75% methaan, hetgeen nog te laag is voor het aardgasnet (≥90%). Een methaangehalte van 95% is mogelijk met biologische methaniseren [3] maar verkeert nog in de onderzoekfase.

Een ander knelpunt betreft de schaalgrootte, waarop vergassing plaatsvindt (10-100 MW). Bij deze schaalgroottes kan de capaciteit van het aardgasnet de limiterende factor zijn. Invoeding gaat gepaard met extra kosten.

#### **4.1.2 Waterstof invoeden op het aardgasnet**

##### *Principe*

Het waterstof uit de P2G unit wordt, indien van toepassing, met een compressor op druk gebracht en via een mengstation op het aardgasnet gebracht. In het mengstation wordt het waterstof verdund zodat de eigenschappen van het aardgas nagenoeg gelijk blijven.



Figuur 4 - Waterstof invoeden op het aardgasnet

##### *Ervaring*

In Duitsland zijn twee P2G units voor waterstof invoeding operationeel. In het mengstation wordt de waterstof concentratie verlaagd tot 2vol%. Een verdere toelichting van deze projecten is beschreven in bijlage B.2.

##### *Perspectief*

De investering is laag ten opzichte van andere technologieën. Waterstof wordt immers via een mengstation rechtstreeks geïnjecteerd op het aardgasnet.

##### *Bedreigingen*

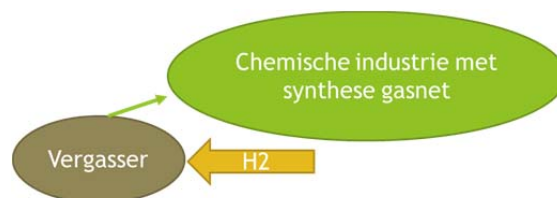
De opschaalbaarheid is door de beperkingen in de Gaswet in Nederland gering. Er kan maar een beperkte hoeveelheid waterstof worden ingevoerd op het aardgasnet (0,02 % van het aardgasvolume).

In Duitsland is het toegestaan om waterstof te injecteren tot 10% van het aardgasvolume [4]. Gastec heeft een studie uitgevoerd naar de consequenties voor het aardgasnet indien het waterstof volume maximaal 17% bedraagt. De gevolgen voor het gasnet zijn beperkt mits geen gasturbines en gasmotoren op betreffende net zijn aangesloten. Deze studie wordt verder toegelicht in bijlage D.

#### 4.1.3 Synthesegas in de chemische industrie

##### *Principe*

Door biomassa met een beperkte hoeveelheid zuurstof te verbranden ontstaan onvolledig verbrande gassen. Dit gas wordt ook wel synthesegas genoemd. Het synthesegas bestaat voornamelijk uit koolstofmonoxide en waterstof. Door het synthesegas aan te vullen met waterstof uit P2G unit wordt een goede verhouding gerealiseerd voor methaan productie. Daarnaast kunnen met synthesegas tal van organische verbindingen worden geproduceerd (zie bijlage C.6). De benodigde H<sub>2</sub>:CO verhouding is afhankelijk van het eindproduct.



Figuur 5 – Productie synthesegas

##### *Ervaring*

Er is tot op heden geen project bekend waarbij het synthesegas uit een biomassavergassingsinstallatie wordt gebruikt voor de chemische industrie. Bij bestaande projecten wordt het synthesegas uit een biomassavergassingsinstallatie verbrand in een gasmotor/-turbine om elektriciteit en warmte te produceren. Deze projecten ondervinden veel hinder van de teren in het synthesegas.

In Delfzijl wordt de bouw voorbereid van een 20-25MWth biomassavergassingsinstallatie, waarbij het synthesegas binnen het Chemiecluster zal worden gebruikt. In bijlage B.3 wordt het project nader toegelicht.

##### *Perspectief*

De investering is lager ten opzichte van groen gas productie via vergassing, omdat de methanisering stap niet benodigd is. Daarnaast kan de reststroom zuurstof uit P2G unit optimaal worden benut. De zuurstof wordt ingezet voor de vergasser zodat er hoge kwaliteit synthesegas wordt geproduceerd. De productie van synthesegas gebeurt vaak op grote schaal waardoor de kosten van eventuele schalingseffecten beperkt zijn.

##### *Bedreigingen*

De opschaalbaarheid wordt gelimiteerd door de beschikbare synthesegas- en waterstofnetten. In bijlage C.6 wordt toegelicht welke bestaande infrastructures er zijn in Nederland en de omliggende landen. De bestaande netten zijn in beheer van synthesegas producenten; dit kan de organisatie van projecten complexer maken omdat deze markt minder gereguleerd is. De productie en afname van synthesegas gebeurt vaak op grote schaal, waardoor de toelaatbare prijs laag is.

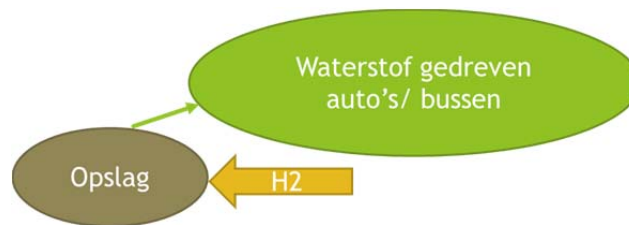
#### 4.1.4 Waterstof gedreven voertuigen

##### *Principe*

Waterstof wordt gezien als één van de duurzame brandstoffen voor mobiliteit. Via een brandstofcel (omgekeerde P2G unit) wordt waterstof omgezet in elektriciteit. Een elektromotor zet de elektriciteit om in roterende energie.

Een tweede toepassing is door waterstof te ontbranden in een verbrandingsmotor. De uitlaatgassen bestaan slechts uit waterdamp. Deze waterstof verbrandingsmotoren worden nog beperkt toegepast. Een beschrijving van de huidige markt van waterstof auto's is weergegeven in bijlage C.4.

Waterstof tankstations zijn nodig om het rijden op waterstof mogelijk te maken. In een waterstof tankstation wordt waterstof via compressoren op hoge druk gebracht waardoor de energie per volume eenheid vergelijkbaar is met aardgas. Waterstof op hoge druk wordt vervolgens opgeslagen in tanks.

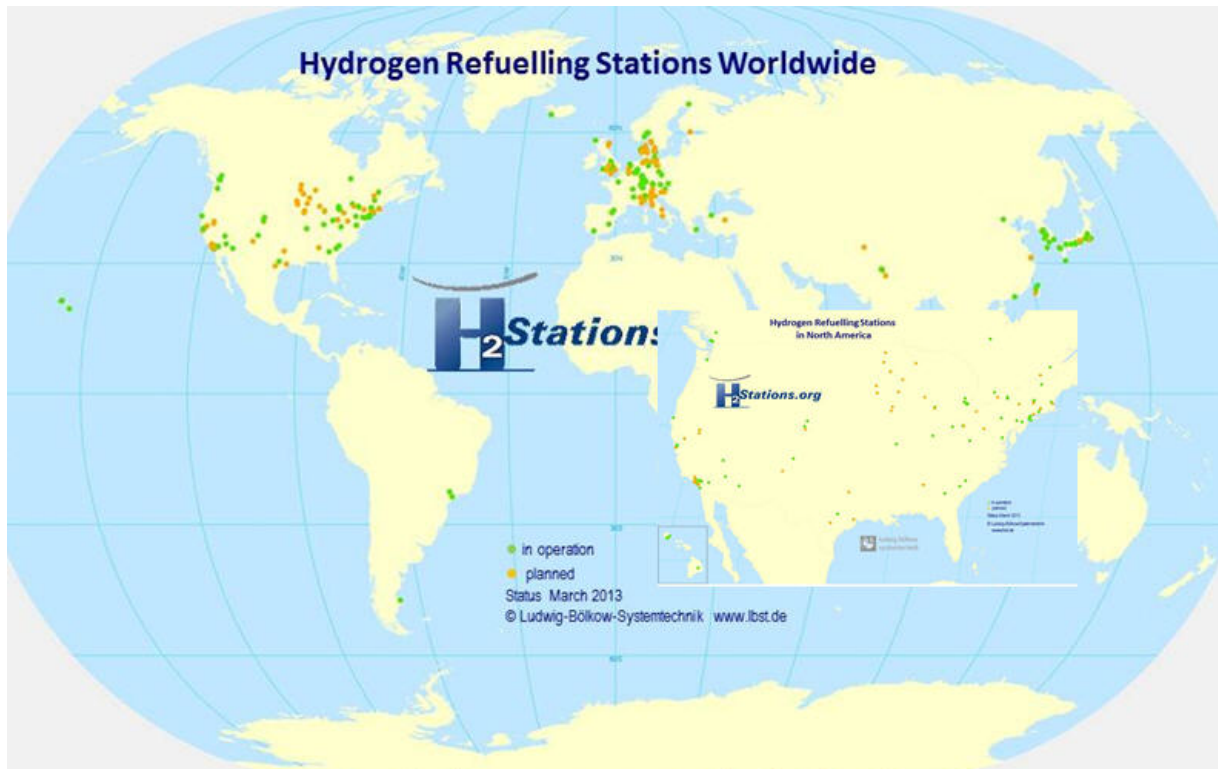


Figuur 6 - mobiliteit

##### *Ervaring*

Tal van landen breiden het aantal waterstof tankstations uit om het rijden op waterstof te bevorderen. In maart 2013 waren ca. 200 waterstof tankstations operationeel. De locaties van de waterstof tankstations zijn weergegeven in Figuur 7.

In bijlage B.4 wordt beschreven welke tankstations er zijn welke technologieën worden toegepast.



Figuur 7 - Aantal operationele en gepland tankstations wereldwijd - maart 2013 [9]

#### *Perspectief*

Waterstof gedreven voertuigen met een brandstofcel hebben een zeer hoog rendement ten opzichte van brandstof bedreven voertuigen. Hierdoor is toelaatbare prijs van waterstof hoog ten opzichte van andere waterstof toepassingen. Door waterstof op hoge druk te brengen is de radius en de snelheid van tanken vergelijkbaar met op brandstof rijdende auto's.

#### *Bedreigingen*

Het aantal auto's en bussen, dat op waterstof rijdt is in Nederland nog beperkt. Daarnaast is er een beperkt aanbod aan waterstof tankstations.

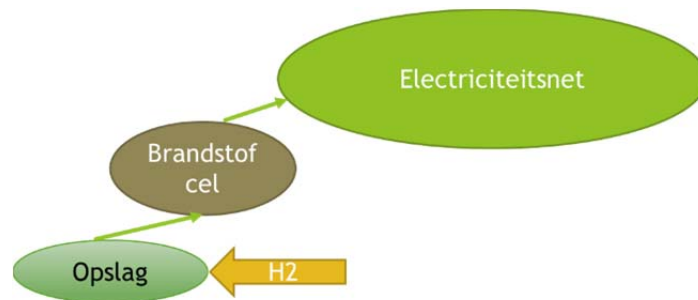
Een tweede bedreiging is dat aanschaf prijs van waterstof gedreven auto's nog hoog is ten opzichte van huidige auto's.

De verkoop van elektrische auto's is door de gunstige voorwaarden afgelopen jaren snel gestegen, waardoor de waterstof auto's verder lijken achter te lopen. Een technische doorbraak van een snel oplaadbare batterij met een hoge opslagcapaciteit kan de markt voor waterstof gedreven auto's bemoeilijken.

### **4.1.5 Elektriciteit**

#### *Principe*

Waterstof kan met behulp van een gasmotor, brandstofcel of gasturbine worden omgezet in elektriciteit. Waterstof wordt hierbij opgeslagen in tanks.



Figuur 8 - Elektriciteit

*Ervaring*

In Duitsland zijn twee hybride stations operationeel. In Frankrijk wordt zonne-energie omgezet in waterstof en op een later tijdstip omgezet in elektriciteit. Een uitgebreide beschrijving is weergegeven in bijlage B.5.

*Perspectief*

Bij deze toepassing is P2G in principe locatie onafhankelijk, mits elektriciteit op het net kan worden gezet. Door elektriciteit op te wekken wordt er een optimale flexibiliteit gecreëerd, mits er voldoende waterstof opslagcapaciteit beschikbaar is.

*Bedreigingen*

De investering is hoog omdat opslagcapaciteit benodigd is voor flexibiliteit en een gasmotor/brandstofcel/gasturine noodzakelijk is om waterstof om te zetten in elektriciteit.

**4.1.6 Waterstof toepassen in de chemische industrie***Principe*

Het principe is vergelijkbaar met het principe als beschreven in paragraaf 4.1.2, alleen wordt het waterstof ingevoerd op een waterstofnet in plaats van het aardgasnet.



Figuur 9 – Waterstof toepassen in de chemische industrie

*Ervaring*

Er zijn geen projecten bekend waarbij dit principe wordt toegepast.

*Perspectief*

Waterstof wordt bij deze optie ingevoerd op een waterstofnet. De chemische industrie draait meestal volcontinue en heeft een hoog verbruik. De P2G unit kan continue draaien en op grote schaal worden uitgevoerd wat de haalbaarheid kan bevorderen.



*Bedreigingen/risico's*

Waterstof wordt doorgaans uit reststromen betrokken of uit aardgas gemaakt. Door de hoge verbruiken is de toelaatbare prijs van waterstof laag.

Daarnaast is P2G alleen toepasbaar bij chemieclusters waar een waterstofnet ligt. Waterstof netten zijn in beheer van de waterstof producenten. De beheerders dienen betrokken te worden bij de realisatie van de P2G unit.

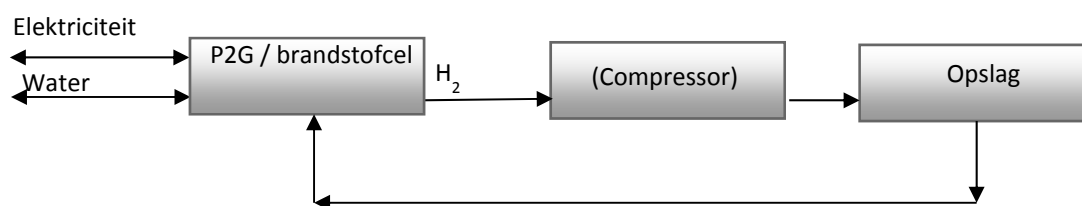
**4.2 Toekomstige ontwikkelingen**

De huidige elektrolyse technologie is gebaseerd op watersplitsing met een alkali elektrolyt. Alkaline is tot op heden de goedkoopste techniek om waterstof te produceren. De techniek is al meer dan 100 jaar oud en wordt op grote schaal toegepast. De degradatie (rendementsverlaging) is laag ten opzichte van andere elektrolyse technieken. Er worden geen grote kostenreducties meer verwacht.

Onderzoeken zijn gaande om P2G technieken efficiënter en compacter te maken. Er worden een aantal ontwikkelingen toegelicht.

*Reversible Solid Oxide Fuel Cell (RSOFC)*

Een brandstofcel zet waterstof om in elektriciteit en zuurstof. Door de brandstofcel omkeerbaar te maken kan er ook waterstof worden geproduceerd uit water (reversibel), waardoor een P2G unit ook als energiecentrale kan dienen. Met RSOFC is dat mogelijk. De ontwikkeling verkeert nog in de onderzoeksfase [5]. Figuur 10 geeft het proces weer.



Figuur 10 – Processtappen RSOFC

*Proton Exchange Membraan Elektrolyse (PEM)*

De PEM technologie is één van de alternatieven voor de alkaline technologie. De PEM technologie is flexibel inzetbaar en heeft een relatief eenvoudig ontwerp. Hoge kostenreducties worden verwacht bij massaproductie. De PEM technologie kan met hoge stroomdichtheden overweg, waardoor deze cellen compacter kunnen worden gebouwd. Een ander groot voordeel is, dat de PEM technologie op hogere drukken kan worden toegepast, waardoor de compressiestap goedkoper kan worden uitgevoerd of zelfs worden vermeden. De levensduur van de PEM units is echter korter dan van alkaline units en zijn prijzige door het zeldzame materiaal platinum.

Het bedrijf Hyet in Arnhem heeft een elektrochemische waterstofcompressor ontwikkeld. Via een PEM- membraan (proton exchange membraan) wordt waterstof afgesplitst. De druk achter het membraan is 700 bar. Door interne energie wordt waterstof door de membraan gedrukt. Een waterstof tankstation wordt momenteel ontwikkeld door het consortium ITM Power, H<sub>2</sub> Logic A/S, Raufoss Fuel Systems AS, Daimler AG, Shell Global Solutions BV, Hyet en Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung. Ook is Hyet een waterstof tankstation aan het ontwikkelen voor huishoudens. De elektrochemische PEM compressor zet door middel van directe stroom van de zonnepanelen water om in waterstof. Het waterstof wordt opgeslagen in tanks van 700 bar. Een pilot is gebouwd waarbij zonnepanelen zijn gekoppeld aan een PEM elektrolyser [6].

*Solid Oxygen Electrolyser Cell (SOEC)*

SOEC biedt hogere energie-efficiency, vermogensdichtheid en output druk. Er zijn geen dure metalen nodig, de gebruikte materialen zijn ruim voorradig. SOEC heeft de unieke mogelijkheid van co-elektrolyse van water en CO<sub>2</sub>, waarmee in één processtap synthesegas kan worden gemaakt. SOEC werkt op hoge temperatuur (700-800°C) met gas in plaats van vloeistof, waardoor onder andere hogere thermodynamische efficiëntie wordt bereikt en het verpompen makkelijker gaat. Bovendien zorgt de lage SOEC interne weerstand voor hoge productie bij laag energieverbruik. SOEC is een goedkope oplossing voor H<sub>2</sub> en synthesegas productie, maar door de beperkte levensduur nog niet rijp voor commerciële toepassingen [7].

SBC Energy Institute heeft een overzicht gemaakt van de P2G technieken met bijhorende kengetallen [7]. De resultaten zijn weergegeven in de onderstaande tabel.

Tabel 1 - P2G stacks

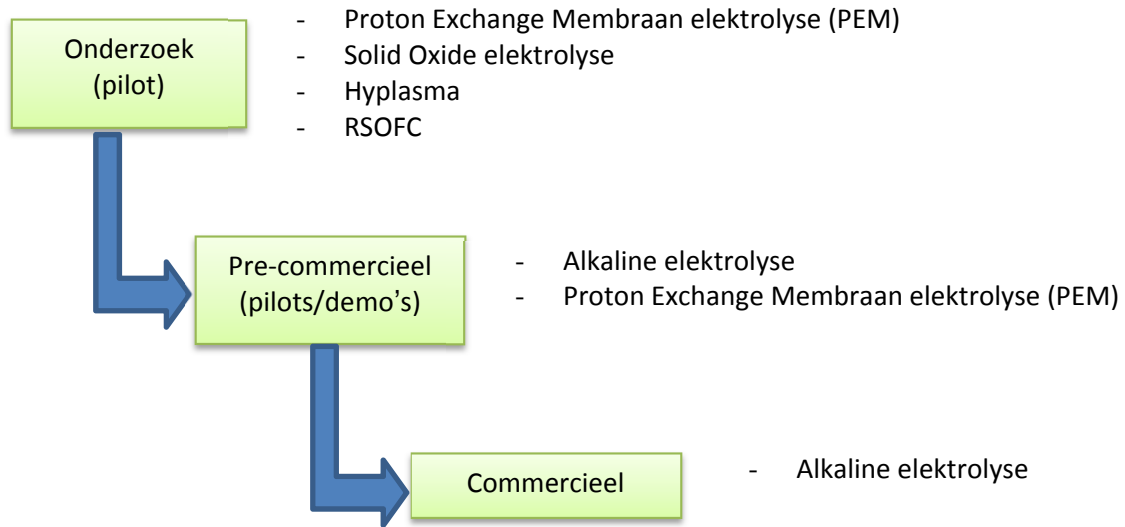
	<b>Alkaline</b>	<b>PEM</b>	<b>SOEC</b>
Temperaturen	70-90°C	60-80°C	700-900°C
Status	Commercieel	Pre-commercieel	R&D
Levensduur [jaren]	10-20	5	1
Rendement	68-77%	62-77%	89%
Jaarlijks rendementsafname	2-4%	2-4%	17%
CAPEX (\$ per kW <sub>ch</sub> )	850	1000-2000	200
Druk [bar]	2-10 (60 potentieel)	15-30 (700 potentieel)	10-40

*Hyplasma*

Met hyplasma wordt water door het snel in en uitschakelen van stroom geïoniseerd en tot slot gescheiden in waterstof en zuurstof. Hyplasma verhoogt de vermogensdichtheid met een factor 10 (45 W per cm<sup>2</sup>) in vergelijking met SOEC. Er worden geen schaarse materialen toegepast. Deze eigenschappen maken opschaling tot MW niveau mogelijk. Tijdens de Koude Oorlog is de technologie al in onderzeeboten in de Soviet-Unie toegepast. Deze toepassing is in het Westen nooit gereproduceerd.

Eerste experimenten bij DIFFER in samenwerking met IGVP Stuttgart hebben een energie efficiëntie van >50% aangetoond.

De status van de technologieën is samengevat in Figuur 11.



Figuur 11 – Status technologieën

## 5 Multicriteria-analyse (MCA)

Om tot een selectie van de te onderzoeken business cases te komen is de multicriteria-analyse (MCA) toegepast.

### 5.1 Methode

De multicriteria-analyse is een evaluatiemethode om uit verschillende business cases een selectie te maken voor nader onderzoek. De business cases worden beoordeeld aan de hand van criteria. Deze criteria staan beschreven in paragraaf 5.2. De beoordeling wordt omgezet in punten welke variëren van -2 t/m +2. Bijvoorbeeld een kwalitatieve beoordeling van ++ krijgt een beoordeling van +2 punten. De beoordeling van - krijgt een -1 als punt. De kwantitatieve beoordeling bevat cijfers die worden omgezet in punten van -2 t/m +2. De hoogste cijfers krijgen +2 punten en de laagste cijfers -2 punten. De overige cijfers worden lineair verdeeld tussen het hoogste cijfer en het laagste cijfer. Voor een negatief criterium wordt het hoogste cijfer omzet in -2 punten het laagste cijfer + 2 punten.

Vervolgens worden de punten vermenigvuldigd met de weegfactor voor het desbetreffende criterium. De weegfactor per criterium wordt eveneens beschreven in paragraaf 5.2.

### 5.2 Criteria en weegfactoren

Het succes van P2G wordt bepaald door diverse aspecten zoals opschaalbaarheid, ervaring etc. De volgende criteria worden toegepast in de beoordeling:

#### *Ervaring uit de praktijk*

Om technieken te testen op grote schaal, worden demonstratie-installaties geïnstalleerd. Deze demonstratie-installaties dienen als voorbeeld voor commerciële installaties. Aan de hand van deze installaties worden de kinderziekten er uitgehaald. De demonstratie-installatie is vaak de laatste stap tot een commerciële installatie. De demonstratie-installaties zijn beschreven in bijlage B. Met dit criterium wordt ook wel de volwassenheid van de techniek beoordeeld.

#### *Organisatie*

De complexiteit van de P2G installatie wordt voor een deel bepaald door het aantal betrokken partijen. Vaak hebben partijen verschillende belangen binnen het project, wat de organisatie complex en de haalbaarheid onzeker maakt. Vooral kleine P2G installaties, die gebruik maken van bestaande organisaties en infrastructuur, zullen op dit criterium hoog scoren.

#### *Opschaalbaarheid*

Het criterium opschaalbaarheid geeft aan of de P2G installatie locatie en schaalgrootte gebonden is of dat de P2G installatie eenvoudig opgeschaald kan worden in Nederland.

#### *Wet- en regelgeving*

De huidige wet- en regelgeving eisen o.a. een minimale kwaliteit voor het geleverde gas of elektriciteit. Niet alle technieken en toepassingen voldoen aan de huidige wet- en regelgeving.

#### *Subsidies*

Zowel vanuit de EU als vanuit de Nederlandse overheid worden duurzaamheidsprojecten gesubsidieerd. Niet alle installaties komen echter in aanmerking voor subsidie. De beschikbare subsidies worden omschreven in bijlage H en paragraaf 7.2.4.

*Afzetmarkt*

Met afzetmarkt wordt de totale markt bedoeld in Nederland. Bepaalde toepassingen zoals waterstofverbruik voor vervoer kennen een beperkte afname in Nederland. Dit heeft invloed op de operationele uren van de installatie en dus de haalbaarheid. De afzetmarkt van de business cases is beschreven in bijlage C.

*Toelaatbare prijs*

De toelaatbare prijs is bepaald aan de hand van de marktwaarde per kg waterstof. De prijzen per kg waterstof zijn weergegeven in bijlage C.

*Processtappen*

Om een beeld te vormen wat de kosten zijn om waterstof te produceren, zijn het aantal processtappen per business case bepaald. De productie van waterstof wordt als 1 punt beoordeeld, van waterstof naar groen gas als 1 punt, opslag als 1 punt en de productie van elektriciteit uit waterstof als 1 punt. Een business case met veel processtappen bevat veel punten, hetgeen doorwerkt op de kostprijs. De business case met de meeste processtappen krijgt als beoordeling -2 punten.

In Tabel 2 is een overzicht gegeven op welke criteria de business cases zijn beoordeeld. Vervolgens zijn er weegfactoren aan gekoppeld. Deze weegfactoren zijn voorgelegd aan de TKI Gas stuurgroep.

Tabel 2 - Weegfactoren beoordelingscriteria

Criteria	Weegfactor	Interpretatie
Praktijkervaring	3	De volwassenheid van de techniek wordt voor een deel bepaald door het aantal demonstratie-installaties.
Organisatie	1	Een grote P2G is vaak complex door belangen.
Opschaalbaarheid	2	De opschaalbaarheid zal in eerste instantie voor een specifiek project een beperkte rol spelen. De locatieafhankelijkheid zal pas een rol spelen indien P2G op grote schaal wordt toegepast.
Wet/regelgeving	6	Indien de P2G installaties niet voldoen aan de huidige wet- en regelgeving is de haalbaarheid beperkt, tenzij de wet wordt gewijzigd.
Subsidies	0	Subsidies kunnen een belangrijke bijdrage leveren aan de haalbaarheid van P2G projecten. Echter kunnen de subsidies elk jaar wijzigen. De weegfactor is op 0 gezet.
Afzetmarkt	1	De afzetmarkt heeft voor een specifiek project beperkt invloed. De afzetmarkt speelt een belangrijke rol indien de projecten worden opgeschaald.
Toelaatbare prijs	10	De toelaatbare prijs is cruciaal om een haalbaar case te vormen. De toelaatbare prijs bepaald immers voor een groot deel de omzet.
Proces stappen	10	Het aantal benodigde processtappen bepaalt voor een deel de kostprijs. Deze proces stappen criteria hebben een hoge weegfactor gekregen.

## 6 Toepassing multicriteria-analyse (MCA)

### 6.1 Omschrijving van de business cases

Er zijn een 8-tal business cases onderzocht door middel van de MCA. De business cases zijn als volgt genummerd:

1. Groen gas: vergisting + Sabatier proces  
Het biogas uit een vergister wordt met waterstof uit de P2G unit via het Sabatier proces opgewerkt tot groen gas. Een beschrijving van het principe is weergegeven in paragraaf 4.1.1 en bijlage B.1.
2. Groen gas: vergassing + methanisering  
Het synthesegas uit de vergasser wordt met waterstof uit de P2G unit via methanisering opgewerkt tot groen gas. Een beschrijving van het principe is weergegeven in paragraaf 4.1.1.
3. Groen gas: vergisting + biologische omzetting  
De business case is vergelijkbaar met business case 1, alleen wordt in plaats van het Sabatier proces biologisch methaniseren toegepast. Het waterstof uit de P2G unit wordt toegevoegd aan de vergister. De bacteriën zetten  $H_2$  en  $CO_2$  in de vergister om in methaan. Het principe is beschreven in paragraaf 4.1.1.
4. Waterstof: invoeden op het aardgasnet  
Waterstof uit de P2G unit wordt rechtstreeks ingevoegd op het aardgasnet (zie paragraaf 4.1.2).
5. Synthesegas: vergassing + bijmengen waterstof  
Het synthesegas uit de vergasser wordt samen met waterstof uit de P2G unit getransporteerd naar de chemische industrie (zie paragraaf 0 en bijlage B.3).
6. Waterstof: invoeden op het waterstofnet  
Waterstof wordt rechtstreeks geïnjecteerd op het waterstofnet. De chemische industrie neemt waterstof af (zie paragraaf 4.1.6).
7. Waterstof tankstation  
Waterstof wordt als brandstof gebruikt voor bussen en auto's (zie 4.1.4 en bijlage B.4).
8. Elektriciteit: directe omzetting van waterstof naar elektriciteit  
Waterstof wordt via een gasmotor of brandstofcel omgezet in elektriciteit (zie 4.1.5 en bijlage B.5).

### 6.2 Toetsing

In Tabel 3 zijn de business cases beoordeeld. De argumentatie voor de beoordeling is beschreven in bijlage E. De achterliggende berekening is toegelicht in paragraaf 5.1.

Tabel 3 - Beoordeling van de business cases

	Weeg-factor [1-10]	1 Groen gas: vergisting + Sabatier proces	2 Groen gas: vergassing + methanisering	3 Groen gas: vergisting + biologische omzetting	4 Waterstof: invoeden op het aardgasnet	5 Synthesegas : vergassing + bijmengen waterstof	6 Waterstof: invoeden op het waterstofnet	7 Waterstof tankstation	8 Elektriciteit : directe omzetting van waterstof naar elektriciteit
Praktijkervaring	3	++	--	+	++	--	--	++	++
Organisatie	1	+	0	++	++	0	0	+	+
Opschaalbaarheid	2	++	++	++	++	0	-	++	++
Wet/regelgeving	6	++	++	+	--	++	++	++	++
Subsidies	0	++	++	++	--	0	0	++	-
Afzetmarkt	1	++	++	++	++	++	--	--	++
Toelaatbare prijs [€ /kg]	10	1-2	1-2	1-2	1-2	0,5-1,2	0,5-1,2	4,5-5,5	1,5-3
Processtappen	10	2	2	1	1	1	1	2	3
<b>TOTAAL</b>		<b>13,3</b>	<b>0,3</b>	<b>25,3</b>	<b>10,3</b>	<b>10,0</b>	<b>0</b>	<b>39,0</b>	<b>0,5</b>

De cases met betrekking tot de waterstof tankstations scoren het hoogst, voornamelijk omdat de toelaatbare prijs van waterstof hoger is dan bij de andere cases. De case “Groen gas: vergisting + biologische omzetting” scoort hoog, omdat als gevolg van het toevoegen van waterstof aan de vergister een hogere methaanproductie wordt verwacht. Waterstof invoeden op het aardgasnet is qua investering laag omdat gebruik wordt gemaakt van de opslagcapaciteit van het aardgasnet. Echter maakt de wet- en regelgeving de opschaling daarvan lastig.

### 6.3 Prioritaire selectie

Op basis van de multicriteria-analyse zijn de volgende business cases als meest kansrijk beoordeeld:

- Waterstof tankstation
- Groen gas: vergisting + biologische omzetting: het bijmengen van waterstof in een vergister voor extra groen gas productie
- Groen gas: vergisting + Sabatier proces: het CO<sub>2</sub> uit de vergister omzetten in groen gas d.m.v. het Sabatier proces
- Waterstof: invoeden op het aardgasnet
- Synthesegas: vergassing + bijmengen waterstof: P2G in combinatie met een vergasser voor synthesegas productie

Daarbij worden de volgende business case toegevoegd:

- Groen gas: vergassing + methaniseren: de stuurgroep TKI Gas heeft aangegeven interesse te hebben in het verder uitwerken van deze business case.
- Waterstof tankstation en invoeden op het aardgasnet: deze business cases worden gecombineerd omdat waterstof voor mobiliteit hoog scoort. Door het overschot aan waterstof in te voeden op het aardgasnet kan er een grotere P2G unit worden geïnstalleerd. De verwachting is dat de investering sneller wordt terugverdiend ten opzichte van alleen een waterstof tankstation.

Deze business cases zijn verder uitgewerkt in hoofdstuk 7.

Tenslotte is de volgende business case onderzocht: waterstof invoeden op het aardgasnet met toepassing van de onbalansmarkt. De onbalansmarkt biedt kansen om op gunstige momenten elektriciteit in te kopen voor een laag tarief. De operationele uren van de P2G unit zijn afhankelijk van hoe vaak lage prijzen op de onbalansmarkt voorkomen. Met deze gedachte is besloten om deze business case verder uit te werken, omdat de investering laag is ten opzichte van de andere cases. Deze case is alleen uitgewerkt in paragraaf 7.2.9.



## 7 Uitwerking geselecteerde business cases

De geselecteerde business cases, beschreven in paragraaf 6.3, worden in dit hoofdstuk verder uitgewerkt. In paragraaf 7.1 wordt per business case toegelicht hoe de kostprijs en de toelaatbare prijs van H<sub>2</sub> is bepaald. Vervolgens is in paragraaf 7.2 onder allerlei omstandigheden uitgerekend wat het verschil is tussen toelaatbare prijs en kostprijs.

In paragraaf 7.2.9 zijn de elektriciteitsprijzen van de onbalansmarkt van 2014 toegepast voor de business case waterstof op het aardgasnet.

De resultaten van de parameterstudie met de invloedsfactoren zijn samengevat in 7.3.

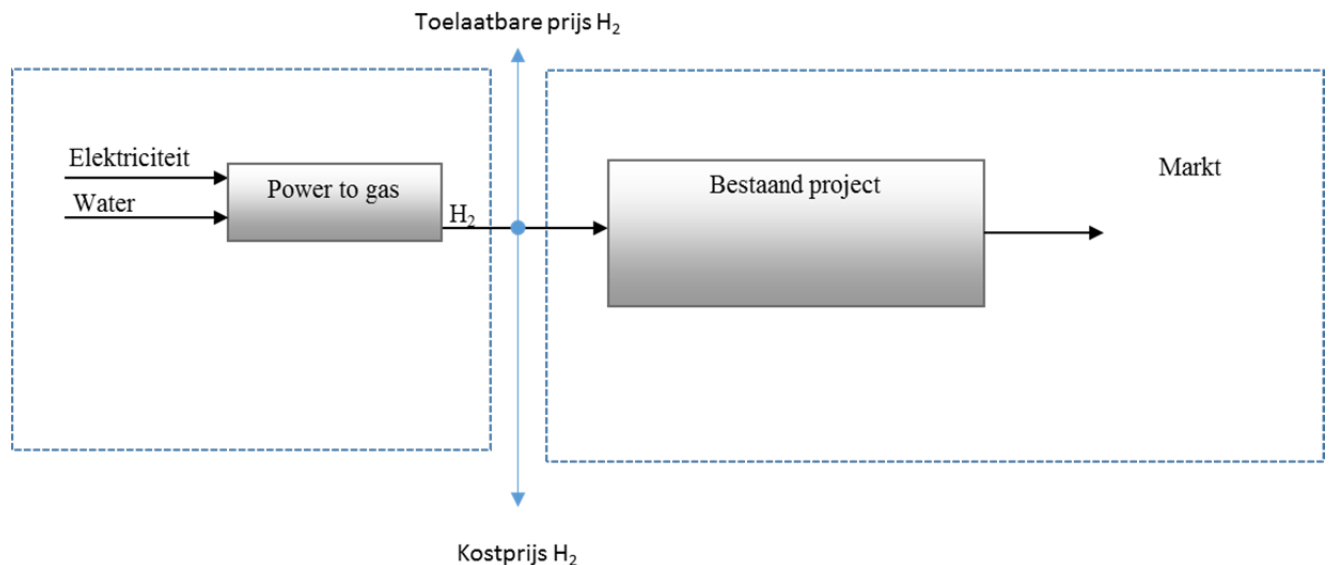
### 7.1 Business cases

In paragraaf 6.3 is een nadere selectie gemaakt van business cases, deze worden hier verder uitgewerkt.

De kostprijs is gedefinieerd als de prijs per kg waterstof, die benodigd is om een IRR van 10% te behalen over een exploitatie periode van 12 jaar voor de betreffende investering. De investering is de P2G unit met een aantal benodigde processtappen in de betreffende business case.

De toelaatbare prijs is gedefinieerd als de prijs per kg waterstof, die het dient te zijn om in lijn te zijn met andere alternatieven.

In Figuur 12 wordt de toelaatbare prijs en kostprijs aangegeven.

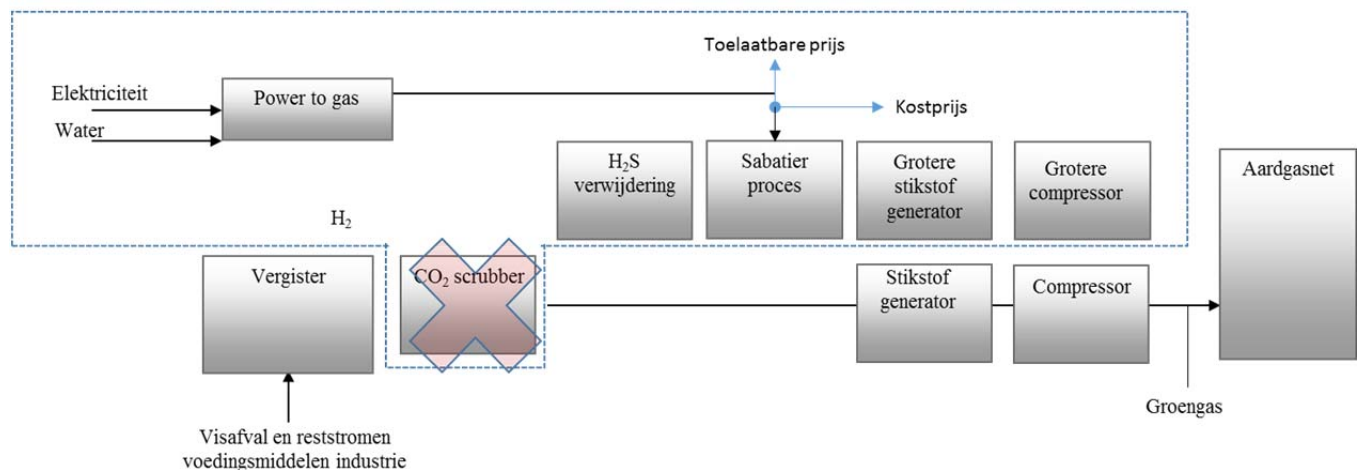


Figuur 12 - Processtappen

Voor een aantal business cases zijn bestaande projecten geselecteerd zoals de vergistingsinstallatie bij A van de Groep in Bunschoten. Voor deze projecten worden in het onderzoek bestaande technieken vervangen door P2G units. De P2G units met bijhorende processtappen worden afgebakend met stippellijnen.

### 7.1.1 Groen gas: vergisting + Sabatier proces

A. van de Groep en Zonen BV te Bunschoten - Spakenburg heeft een vergistingsinstallatie waarmee groen gas wordt geproduceerd uit visafval en andere reststromen van de voedingsmiddelenindustrie. Voor de vergistingsinstallatie ontvangt A van de Groep en Zonen BV SDE+ subsidie; het SDE+ basisbedrag is 0,62 €/Nm<sup>3</sup> groen gas. Deze vergister heeft een capaciteit van 970 Nm<sup>3</sup> per uur. CO<sub>2</sub> in het biogas wordt verwijderd door middel van een CO<sub>2</sub> scrubber. Het biogas bestaat voor circa 50 vol% aan methaan en voor circa 50 vol% uit CO<sub>2</sub>. CO<sub>2</sub> wordt met een scrubber gereduceerd tot 10 vol%. Het gas wordt aangevuld met 10 vol% met stikstof. De uiteindelijke samenstelling is 80 vol% methaan, 10 vol% stikstof en 10 vol% CO<sub>2</sub>.



Figuur 13 - Processtappen groen gas: vergisting + Sabatier proces

De vergister is een op zichzelf staande business case. Deze business case is aangepast door de investering in de CO<sub>2</sub> scrubber niet mee te nemen en de groen gas productie op te schalen met 80%. Het H<sub>2</sub>S wordt uit het biogas verwijderd en vervolgens wordt het CO<sub>2</sub> met waterstof uit de P2G unit omgezet in methaan. Onder deze condities is bepaald wat de toelaatbare prijs van waterstof dient te zijn om voor de vergister de bestaande IRR van 7% te behouden exclusief de investering van de CO<sub>2</sub> scrubber. De toelaatbare prijs van waterstof is bepaald door het rendement van de huidige vergister gelijk te houden over een periode 12 jaar. De toelaatbare prijs is dan 1,17 €/kg om te kunnen concurreren met de CO<sub>2</sub> scrubber.

De investering en verbruiken voor de extra capaciteiten van de compressor en stikstofgenerator zijn toegerekend aan de P2G unit.

Tabel 4 - Capaciteit, CAPEX en elektriciteitsverbruik van een P2G voor een groen gas: vergisting + Sabatier proces

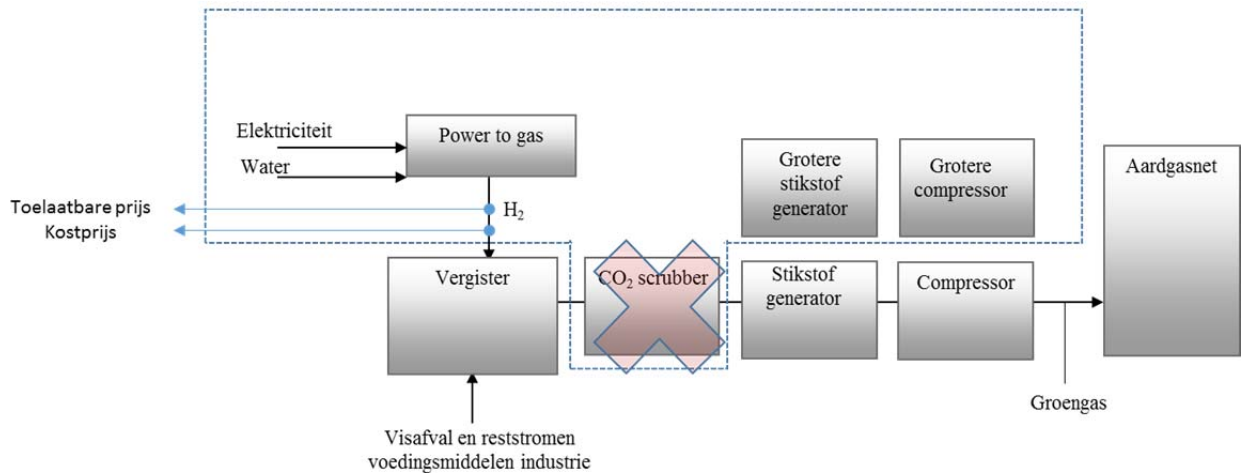
	Capaciteit	CAPEX	Vermogen
P2G	291 kg/h	€ 8.542.000	16.904 kW
Extra capaciteit compressor 1-7 bar	+ 688 kg/h	+ € 582.866	+688 kW
Extra capaciteit stikstof generator	+ 121 kg/h	+ € 74.000	+ 24 kW
H <sub>2</sub> S *	2.077 kg/h	€ 251.639	0,04 kW
Sabatier proces**	2.368 kg/h	€ 801.126	
<b>TOTAAL</b>		<b>€ 10.251.631</b>	

\* Bij het Sabatier proces komt 1,25 MW aan warmte vrij.

\*\* Het verbruik van het medium en het afvoeren van H<sub>2</sub>S is begroot op 2.223 €/jaar.

### 7.1.2 Groen gas: vergisting + biologische omzetting

Deze business case is vergelijkbaar met de vorige business case, alleen wordt in plaats van het Sabatier proces gebruik gemaakt van biologisch methaniseren. Het waterstof uit de P2G unit wordt toegevoegd aan de vergister. De bacteriën zetten de  $H_2$  en  $CO_2$  om in methaan. De groen gas productie neemt met 80% toe.



Figuur 14 - Processtappen groen gas: vergisting + biologische omzetting

De toelaatbare prijs voor de waterstof is 1,17 €/kg om een IRR van 7% te behouden voor de vergister exclusief  $CO_2$  scrubber.

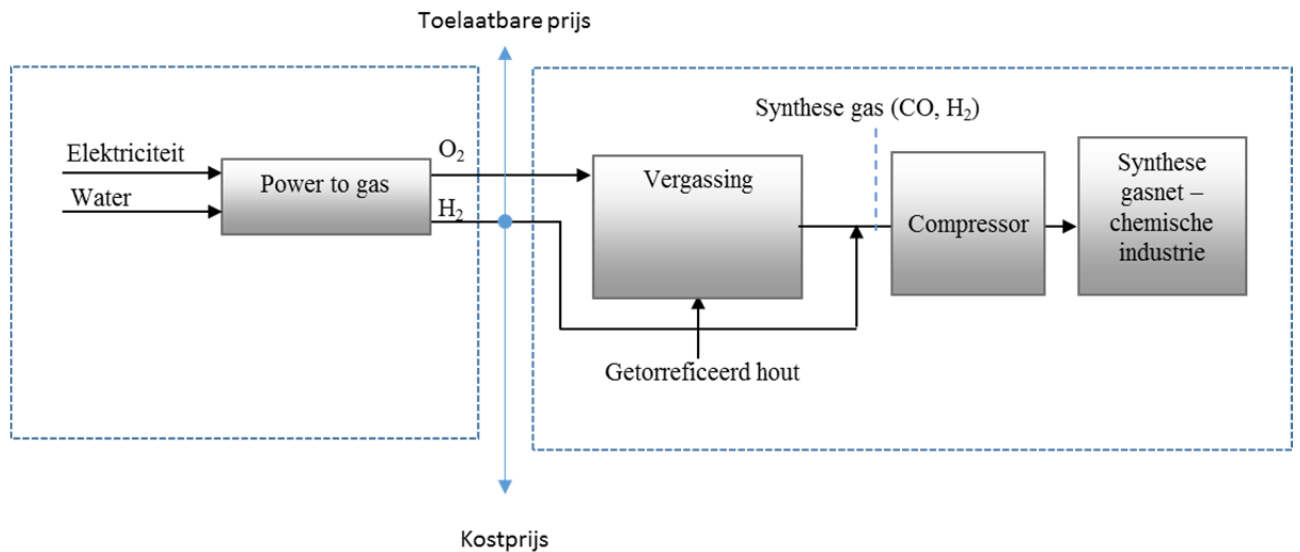
Tabel 5 - Capaciteit, CAPEX en elektriciteitsverbruik van een P2G voor groen gas: vergisting + biologische omzetting

	Capaciteit	CAPEX	Vermogen
P2G	291 kg/h	€ 8.542.000	16.904 kW
Extra capaciteit compressor 1-7 bar	+ 688 kg/h	+ € 582.866	+688 KW
Extra capaciteit stikstof generator	+ 121 kg/h	+ € 74.000	+ 24 kW
<b>TOTAAL</b>		<b>€ 8.668.866</b>	

### 7.1.3 Synthesegas: vergassing + bijmengen waterstof

Als referentie is de biomassavergassingsinstallatie van Torrgas in Delfzijl gekozen, waarmee op het Chemiepark groen synthesegas uit biomassa geproduceerd gaat worden. In Figuur 15 is een schematisch overzicht van de processtappen weergegeven. Getorreficeerd hout, ook wel geroosterd hout, wordt thermisch omgezet in synthesegas.

Het synthesegas wordt via een bestaande infrastructuur rechtstreeks getransporteerd naar de chemische bedrijven. Het principe ziet er als volgt uit:



Figuur 15 - Processtappen synthesesgas: vergassing + bijmengen waterstof

De toelaatbare prijs van waterstof dient niet hoger te zijn dan 2,76 €/kg om de vergasser rendabel te houden. Deze prijs is in het rapport gedefinieerd als toelaatbare prijs. De zuurstof, die benodigd is voor het bedienen van de vergasser, wordt als gratis beschouwd. De overige zuurstof kan worden verkocht aan de omringende bedrijven.

Het linkse blauwe kader in Figuur 15 is de P2G unit. Deze P2G unit wordt doorgerekend om onder verschillende condities te analyseren of de toelaatbare prijs van 2,76 €/kg haalbaar is. De investering van de P2G unit is gebaseerd op een alkaline stack. De uitgangspunten zijn beschreven in bijlage F. Waterstof wordt op lage druk aangeleverd aan de vergassingsinstallatie. Een alkaline P2G installatie van 370 kg/h produceert 2.937 kg/h aan zuurstof. Ongeveer 1.200 kg/h aan zuurstof is benodigd om de vergasser optimaal te laten draaien.

Tabel 6 - Capaciteit CAPEX en elektriciteitsverbruik van een P2G plant voor synthesesgas: vergassing + bijmengen waterstof

	Capaciteit	CAPEX	Vermogen
Akaline P2G	370 kg/h	€ 10.804.000,00	22,42 MW

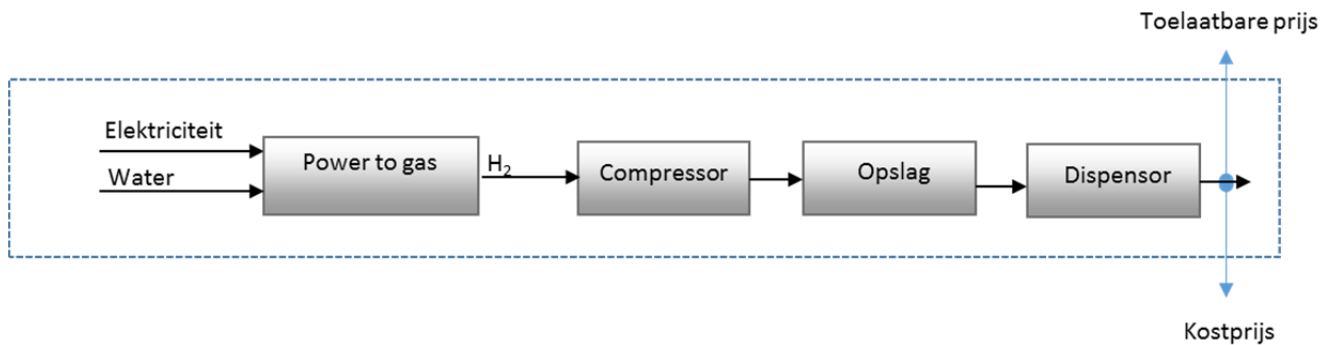
De extra inkomsten uit de verkoop van zuurstof en warmte te verkopen aan de omringende bedrijven zijn berekend op basis van een prijs van 0,085 €/kg zuurstof en 10 €/GJ voor restwarmte.

#### 7.1.4 Waterstof tankstation

Als referentie is een waterstof tankstation in Arnhem gekozen. In Arnhem rijden vijf waterstofbussen. Het verbruik van een waterstof bus is circa 8 kg per 100 km. De tanks hebben een inhoud van 40 kilo [8]. De bussen rijden een afstand van 200-480 km per dag.

De verwachting is, dat er twee keer zoveel bussen zijn in 2020. Een waterstof bus tankt gemiddeld 0,5-1 keer per dag. Voor 10 bussen geldt een verbruik van 5-10 tankbuurten per dag oftewel 200-400 kg/dag. Voor de berekening is 400 kg/dag aangehouden.

In deze business case draait de P2G unit volcontinue. Waterstof wordt op 350 bar gebracht en opgeslagen in cilinders. De dispenser (tankpunt) wordt tot -40°C gekoeld om snel te kunnen tanken. Het principe is weergegeven in onderstaande figuur.



Figuur 16 – Processtappen waterstof tankstation

De volgende investeringen en verbruiken zijn begroot:

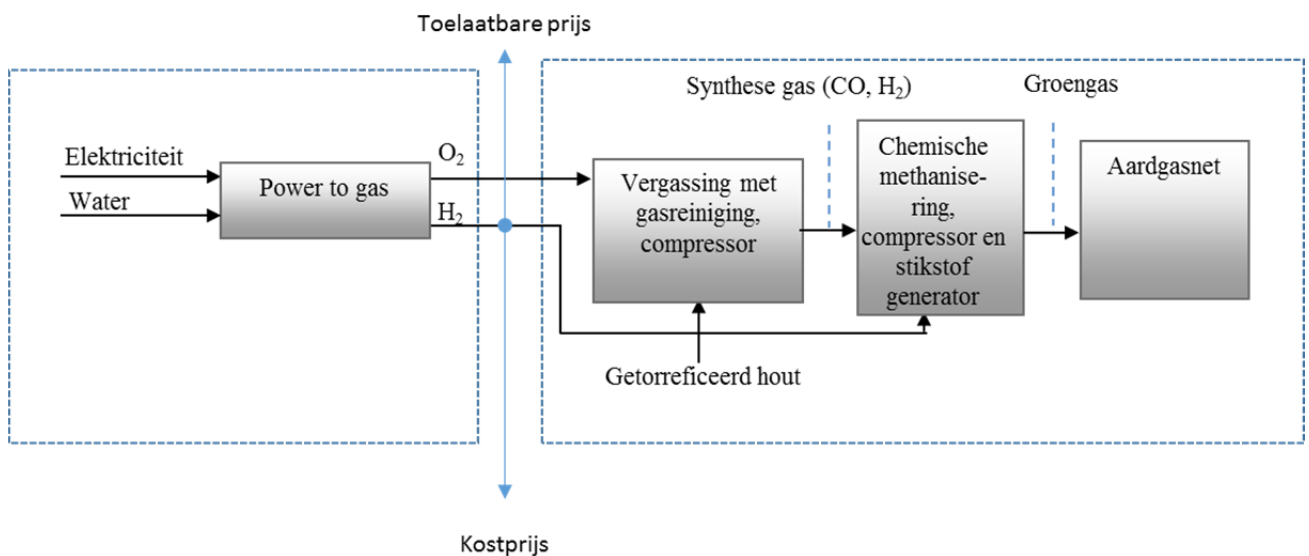
Tabel 7 - Capaciteit, CAPEX en elektriciteitsverbruik van een P2G plant voor een waterstof tankstation

	Capaciteit	CAPEX	Vermogen
Compressor 1 → 350 bar	17 kg/h	€ 170.000	51,22 kW
Alkaline P2G	17 kg/h	€ 510.000	1.030 kW
Opslag 350 bar	400 kg	€ 360.000	0 kW
Dispenser inclusief koeling		€ 370.000	1 kW x 0.14 (10 x 20 min tanken per dag)
<b>TOTAAL</b>		<b>€ 1.410.000</b>	

De toelaatbare prijs is 5,06 €/kg waterstof om te kunnen concurreren met de huidige brandstoffen diesel en benzine. Nadere toelichting van de toelaatbare prijs is beschreven in bijlage C.4.

### 7.1.5 Groen gas: vergassing + methanisering

Deze business case komt overeen met de business case vergasser synthese gas in paragraaf 7.1.3, alleen wordt het synthesesgas nog opgewerkt naar groen gas en ingevoerd op het aardgasnet. De groen gas capaciteit is 2.900 Nm<sup>3</sup>/h. Regionale bedrijven nemen het aardgas af.



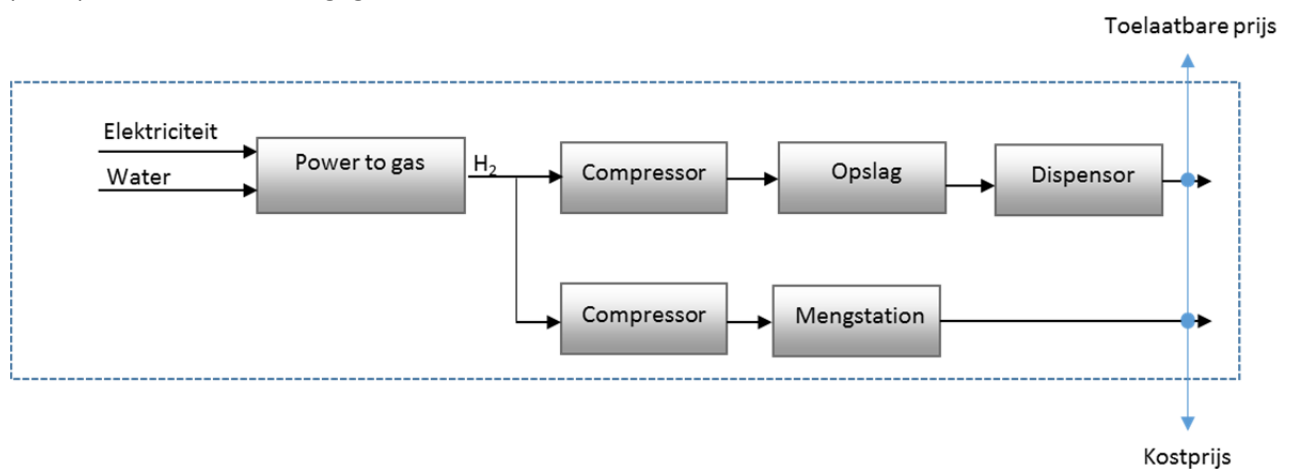
Figuur 17 - Processtappen groen gas: vergassing + methanisering

De grenzen zijn aangegeven met blauwe kaders. De vergasseringinstallatie is een op zichzelf staande business case.

Voor groen gas productie uit getorreificeerd hout (geroosterd hout) is met SDE+ subsidie fase 6 uit 2014 berekend. Voor de IRR is 10% aangehouden. De toelaatbare prijs voor waterstof dient minder te zijn dan 2,30 €/kg om de vergasser rendabel te houden. De verwachte investering komt overeen met Tabel 6.

### 7.1.6 Waterstof tankstation en invoeden op het aardgasnet

Deze business case is vergelijkbaar met de business case “waterstof tankstation” alleen wordt de overmaat aan waterstof ingevoerd via een mengstation op het aardgasnet. De tweede compressor brengt het waterstof op 7 bar. Vervolgens wordt waterstof in deze business case verdund met aardgas tot 2 vol% via het mengstation, conform de waarde die in Duitsland wordt gehanteerd. Het principe is hieronder weergegeven:



Figuur 18 - Processtappen waterstof tankstation en invoeden op het aardgasnet

De volgende investeringen en verbruiken zijn geschat aan de hand van de uitgangspunten beschreven in bijlage F.

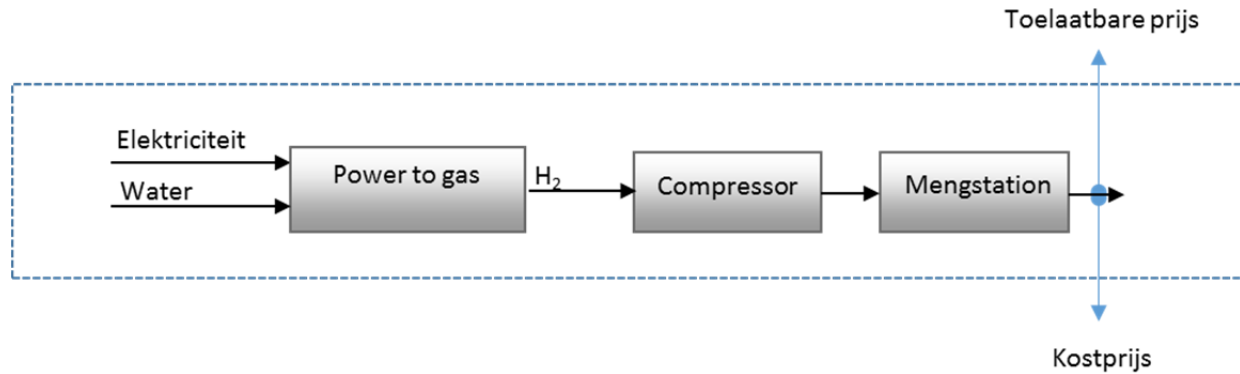
Tabel 8 - Capaciteit, CAPEX en elektriciteitsverbruik van een P2G plant voor een waterstof tankstation en invoeden op het aardgasnet

	Capaciteit	CAPEX	Vermogen
Compressor 1 → 350 bar	17 kg/h	€ 170.000	51,22 kW
Alkaline P2G	34 kg/h	€ 1.016.000	2.061 kW
Opslag 350 bar	400 kg	€ 360.000	0 kW
Dispenser inclusief koeling		€ 370.000	1 kW x 0.14 (10 x 20 minuten tanken per dag)
Compressor 1 → 7 bar	17 kg/h	€ 100.000	17 kW
Mixstation invoeding	17 kg/h	€ 5.000	0 kW
<b>TOTAAL</b>		<b>€ 2.205.000</b>	

De toelaatbare prijs voor het invoeden van waterstof op het aardgasnet is 1,50 €/kg en voor het waterstof tanken 5,06 €/kg. Circa 50% wordt toegepast voor het tanken en 50% van het waterstofgas wordt ingevoegd op het net. De toelaatbare prijs komt uit op 3,25 €/kg.

### 7.1.7 Waterstof: invoeden op het aardgasnet

Voor deze business case wordt waterstof op druk gebracht en via een mixstation rechtstreeks ingevoerd op het aardgasnet. Het principe is weergegeven in onderstaande figuur.



Figuur 19 - Processtappen waterstof: invoeden op het aardgasnet

De investeringen en verbruiken zijn als volgt geschat:

Tabel 9 - Capaciteit, CAPEX en elektriciteitsverbruik van een P2G voor waterstof: invoeden op het aardgasnet

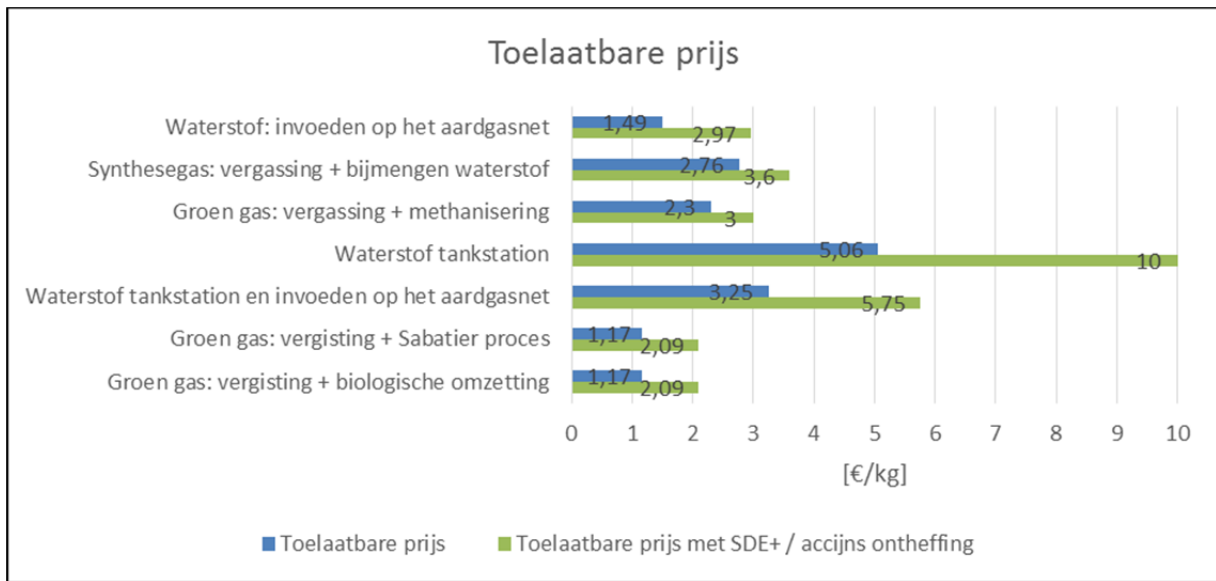
	Capaciteit	CAPEX	Vermogen
Alkaline P2G	17 kg/h	€ 510.000	1.030 kW
Compressor 1 -> 7 bar	17 kg/h	€ 100.000	17 kW
Mengstation invoeding	17 kg/h	€ 5.000	0 kW
Totaal		€ 615.000	

De toelaatbare prijs is 1,49€/kg. Een verdere toelichting van de toelaatbare prijs is beschreven in bijlage C.3.

## 7.2 Invloedsfactoren

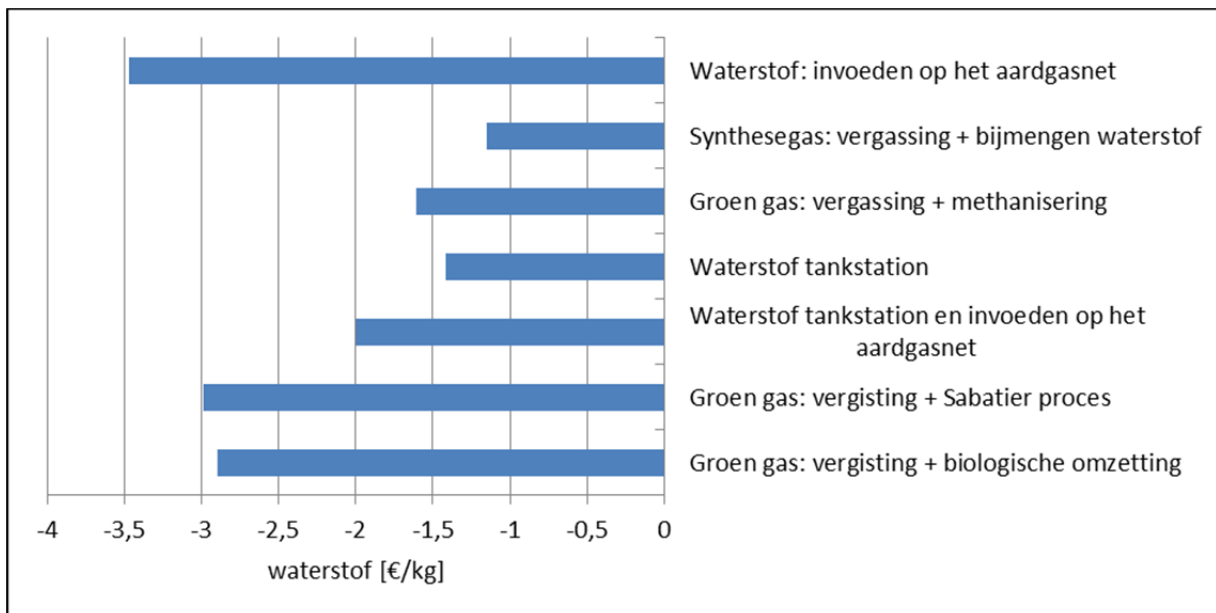
### 7.2.1 Resultaten business case berekeningen

De business cases zijn doorgerekend met een elektriciteitsprijs van 45 €/MWh en een IRR van 10% over een periode van 12 jaar. De P2G unit draait 8000 uur/jaar. Uit de berekeningen volgen de business casekostprijzen. Deze prijzen dienen gelijk of minder te zijn dan de toelaatbare prijs om een haalbare case te vormen. De toelaatbare prijzen zijn toegelicht in paragraaf 7.1. Uit onderstaande grafiek is af te leiden dat géén van de business cases haalbaar is.



Figuur 20 - Toelaatbare prijs en kostprijs

Het verschil tussen de toelaatbare prijs en de kostprijs is weergegeven in de onderstaande grafiek. Het verschil is negatief; de business cases zijn niet haalbaar, omdat de kostprijs voor alle business cases hoger is dan de toelaatbare prijs. Bij de cases synthesegas en waterstoftankstation zijn de verschillen tussen kostprijs en toelaatbare prijs het laagst.



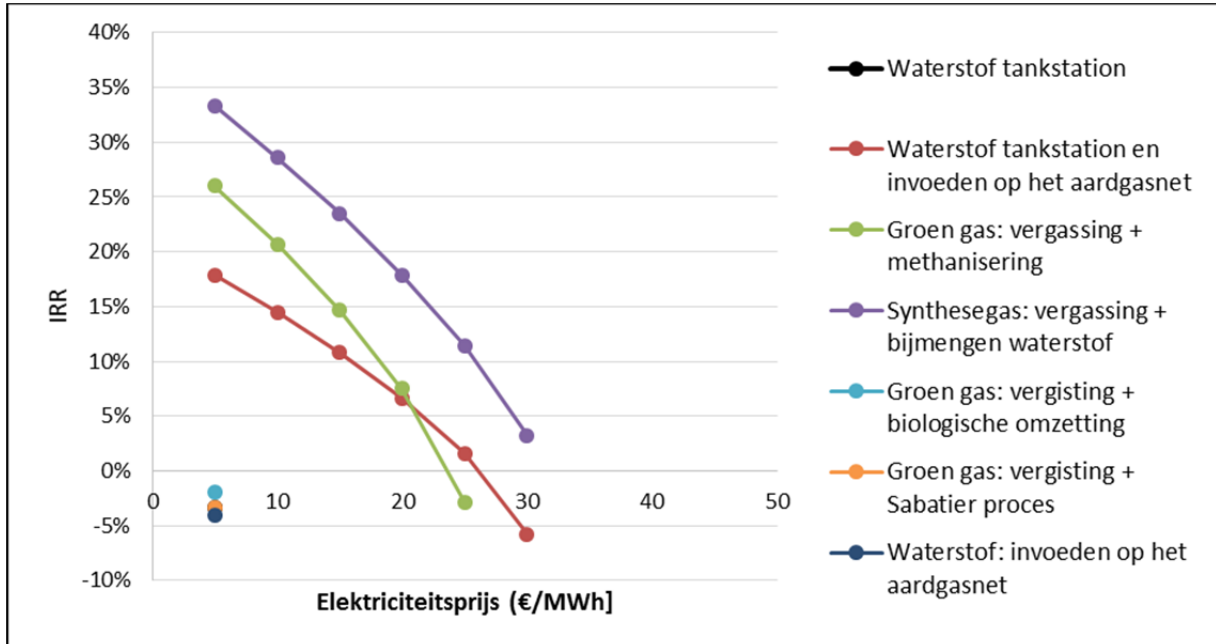
Figuur 21 - Toelaatbare prijs minus kostprijs

### 7.2.2 Gevoeligheid elektriciteitsprijs

In dit scenario wordt gevarieerd met de elektriciteitsprijs vanaf 5 €/MWh tot dat de IRR waarde negatief wordt. De toelaatbare prijs per business case is beschreven in paragraaf 7.1. De IRR neemt af bij een toenemende elektriciteitsprijs immers de operationele kosten lopen op. De toelaatbare prijs van waterstof voor de vergister van A. van de Groep is te laag om bij elektriciteitsprijs van 5 €/MWh een haalbare case te vormen.



Bij circa 25 €/MWh wordt de IRR voor de cases met biomassavergassing negatief. De waterstof tankstations worden bij 30 €/MWh (met invoeding op het net) en 35 €/MWh (zonder invoeding op het net) negatief. De gemiddelde APX elektriciteitsprijs is 45 €/MWh. Geen van de business cases zijn bij deze elektriciteitsprijs haalbaar, indien er geen stimuleringsmaatregelen worden genomen.

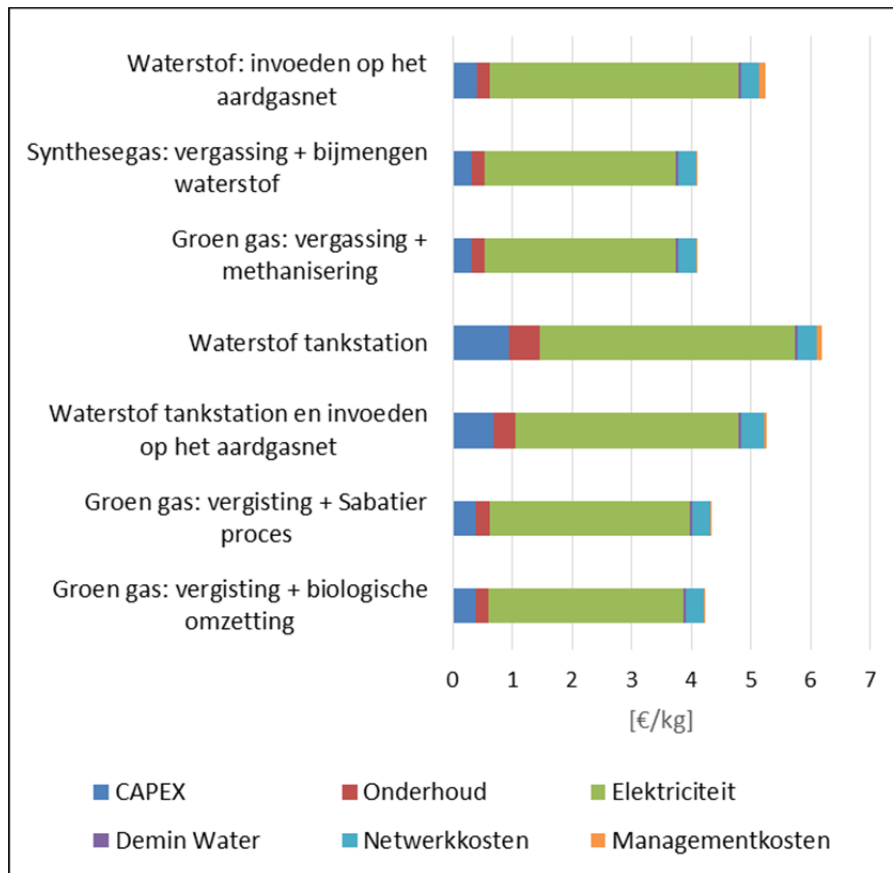


Figuur 22 - IRR waarden zijn berekend bij een variërende elektriciteitsprijs en toelaatbare prijs

### 7.2.3 Gevoeligheid CAPEX en OPEX

De opbouw van de kostprijs van H<sub>2</sub> is voor de business cases weergegeven in Figuur 23. Deze prijzen zijn berekend bij een IRR van 10% en een elektriciteitsprijs 45€/MWh.

Uit de figuur is op te maken dat de elektriciteitsprijs de grootste invloed heeft op de kosten. De CAPEX voor de H<sub>2</sub> tankstation cases zijn het hoogst: dit heeft te maken met de relatief hoge kosten voor de dispenser met koeling (tankpunten), opslagvat en hogedruk compressoren. De onderhoudskosten zijn afgeleid van de CAPEX kosten. Gedemineraliseerd water heeft een kleine invloed op de kosten.



Figuur 23 - Waterstof prijsopbouw per business case

De CAPEX en de OPEX zijn met -20% + 20% gevarieerd om de gevoeligheid van deze parameters in kaart te brengen. De resultaten zijn weergegeven in bijlage G. De business case prijzen zijn berekend bij een IRR waarde van 10% en de elektriciteitsleveringsprijs van 45 €/MWh. De OPEX heeft de grootste invloed op de kostprijs van H<sub>2</sub>, hetgeen ook is af te leiden uit Figuur 23. De kostprijs is ongeveer gelijk voor de twee cases met vergassing, aangezien de P2G unit overeenkomt. De kostprijs voor de waterstof tankstations liggen hoger door de extra investeringen.

#### 7.2.4 Subsidies

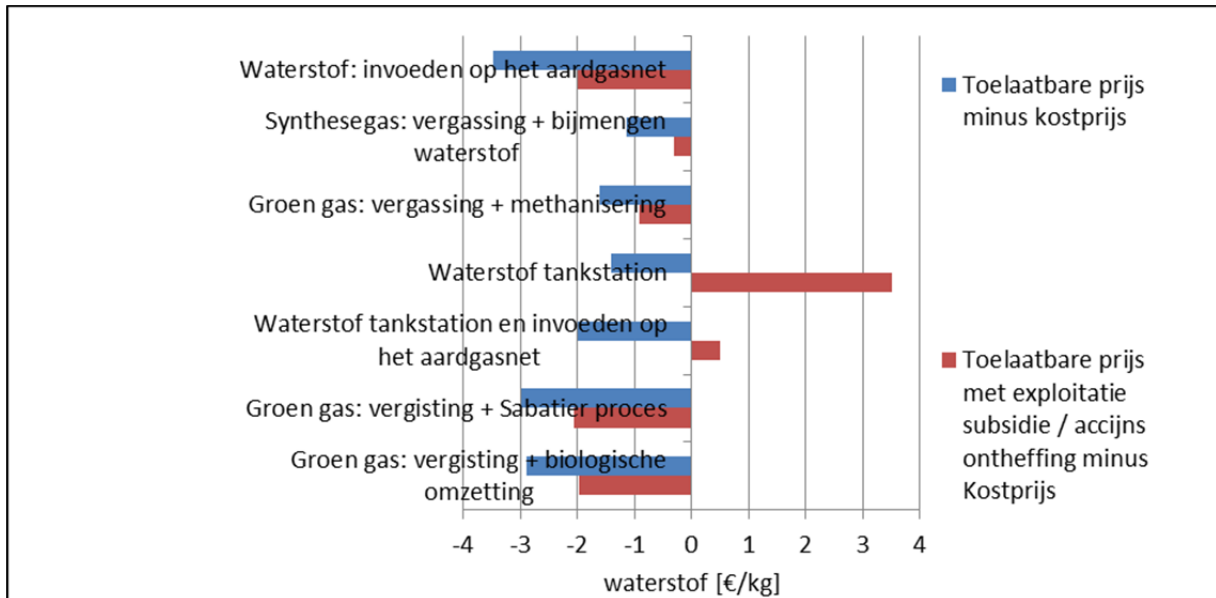
De Nederlandse overheid heeft de stimuleringsregeling duurzame energieproductie (SDE+) geïntroduceerd. De SDE+ subsidie vergoedt het verschil tussen de kostprijs van duurzame energie (het basisbedrag) en die van fossiele energie over een periode van 5-15 jaar.

Momenteel is er binnen de SDE+ subsidieregeling geen categorie voor het invoeden van duurzaam waterstof op het aardgasnet. De SDE+ subsidie wordt immers al verleend op de duurzame elektriciteitsopwekking. Een verdere toelichting van de waarde van de SDE+ subsidie vertaald naar de waterstof prijs is beschreven in bijlage H.

De SDE+ subsidie zal veel invloed hebben op de haalbaarheid van op P2G. Deze subsidie wordt in het rapport beschreven als exploitatie subsidie.

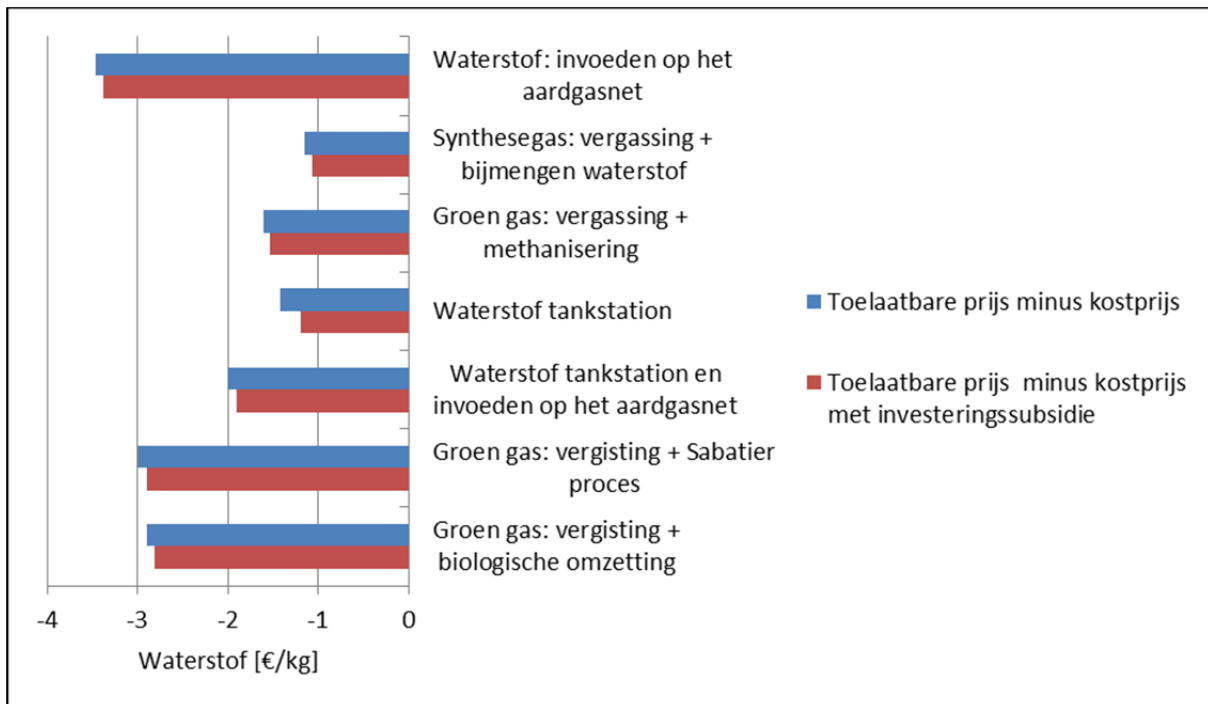
Op brandstoffen wordt accijns geheven. De hoeveelheid accijns is per soort brandstof beschreven in bijlage C.4. Indien waterstof als brandstof vrij wordt gesteld van accijns, daalt de brandstof prijs aanzienlijk. Op elektriciteit voor mobiliteit wordt immers ook geen accijns toegepast maar energiebelasting.

Het verschil tussen de toelaatbare prijs van waterstof en de kostprijs bij toepassing van exploitatie subsidie en accijns ontheffing is weergegeven in Figuur 24. Het verschil daalt aanzienlijk met de exploitatie subsidie/ accijns ontheffing en is zelfs positief voor de H<sub>2</sub> tankstation case. Deze case kan met accijns ontheffing als haalbaar worden beschouwd.



Figuur 24 – Toepassing exploitatiesubsidies

Energie Investeringsaftrek (EIA) geeft ca. 10% netto voordeel op de investering. Deze fiscale faciliteit is door de overheid geïnitieerd om duurzame investeringen te stimuleren. De EIA wordt in het onderzoek als investeringssubsidie aangeduid. De invloed van EIA is voor elke case berekend. De resultaten zijn weergegeven in Figuur 25.



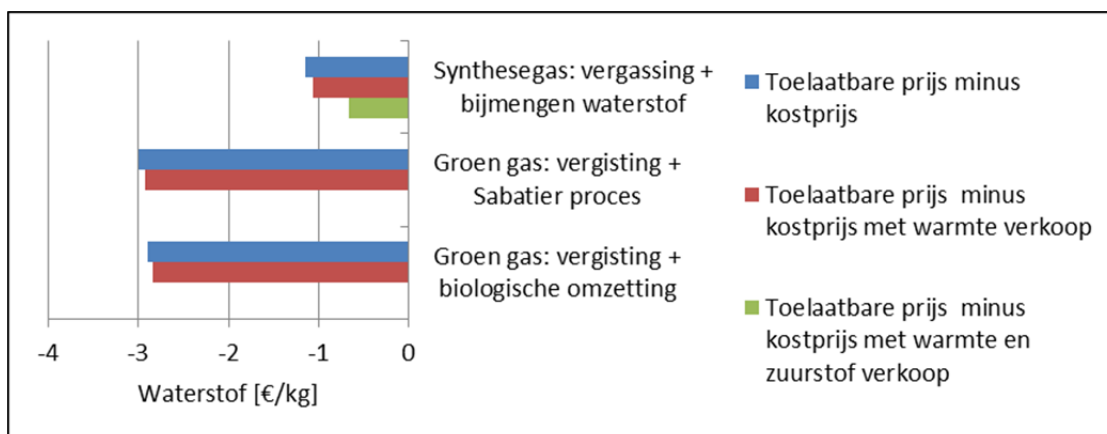
Figuur 25 – Toepassing investeringssubsidie

### 7.2.5 Benutting van reststromen

Indien de restwarmte van de P2G unit wordt ingezet voor het verwarmen van de vergister, wordt het verschil tussen de toelaatbare prijs en de kostprijs van H<sub>2</sub> kleiner. De resultaten zijn weergegeven in Figuur 26. Voor de waarde van warmte is een prijs aangenomen van 10 €/GJ.

De invloed van restwarmte benutting op het verschil tussen de toelaatbare prijs en de kostprijs van H<sub>2</sub> is minimaal. Bij de case Groen gas: vergisting + Sabatier proces is het effect iets groter dan bij de case Groen gas: vergisting + biologische omzetting, doordat er relatief veel warmte vrijkomt bij het Sabatier proces.

Bij de vergassing cases bestaat de mogelijkheid om de zuurstof en restwarmte te exploiteren. Vooral de verkoop van zuurstof zorgt voor een kleiner verschil tussen de toelaatbare prijs en de kostprijs, maar het te behalen voordeel is nog te laag om een haalbare case te vormen.



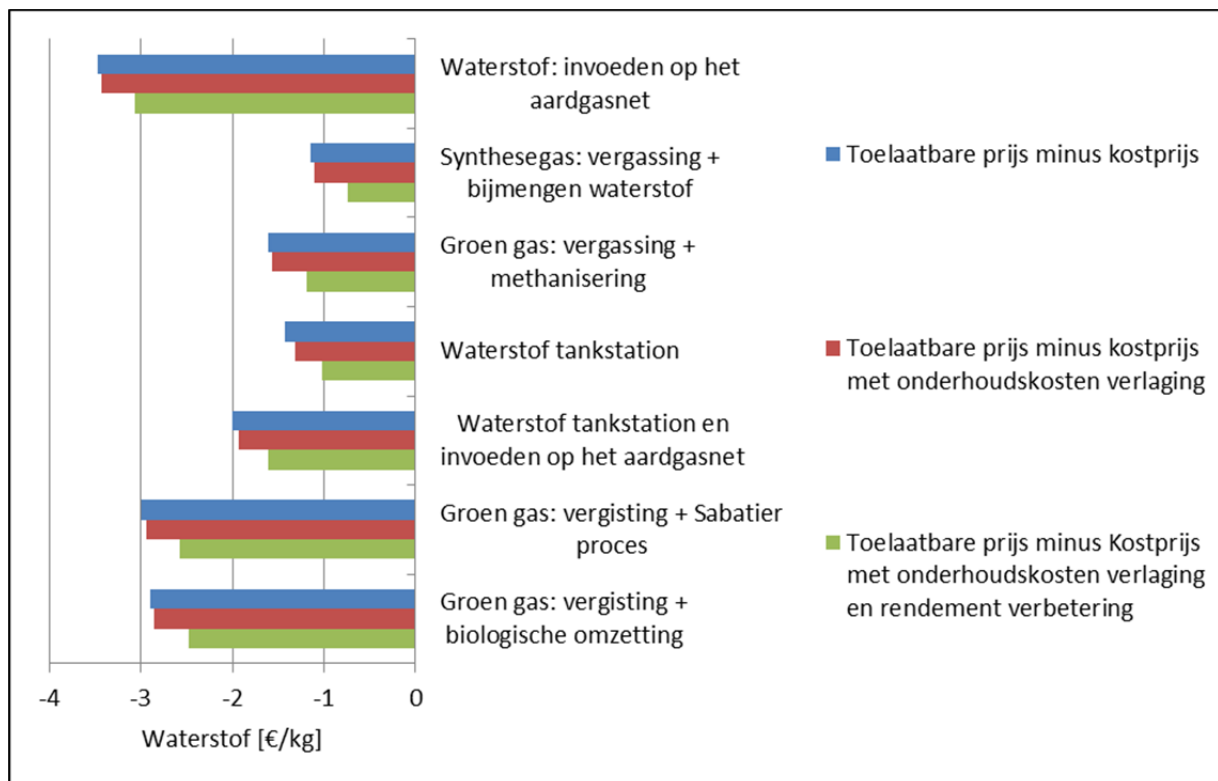
Figuur 26 – Exploitatie van restwarmte en zuurstof

### 7.2.6 Technologische doorbraken

In paragraaf 4.2 zijn technologische ontwikkelingen beschreven. Om de invloed van technologische doorbraken op de onrendabele top van P2G te onderzoeken zijn de volgende parameters van de business cases gewijzigd:

- Het onderzoeksinstituut EnergyGov houdt 3,5% per jaar aan als onderhoudskosten in plaats van 4,5%.
- Het SBC Energy Institute heeft een rendement van 77% met alkaline stacks gerapporteerd. Voor de huidige business case is met een rendement van 65% gerekend.

De resultaten zijn weergegeven in Figuur 27. Deze technologische doorbraken resulteren niet in haalbare cases.



Figuur 27 - Technologische doorbraken

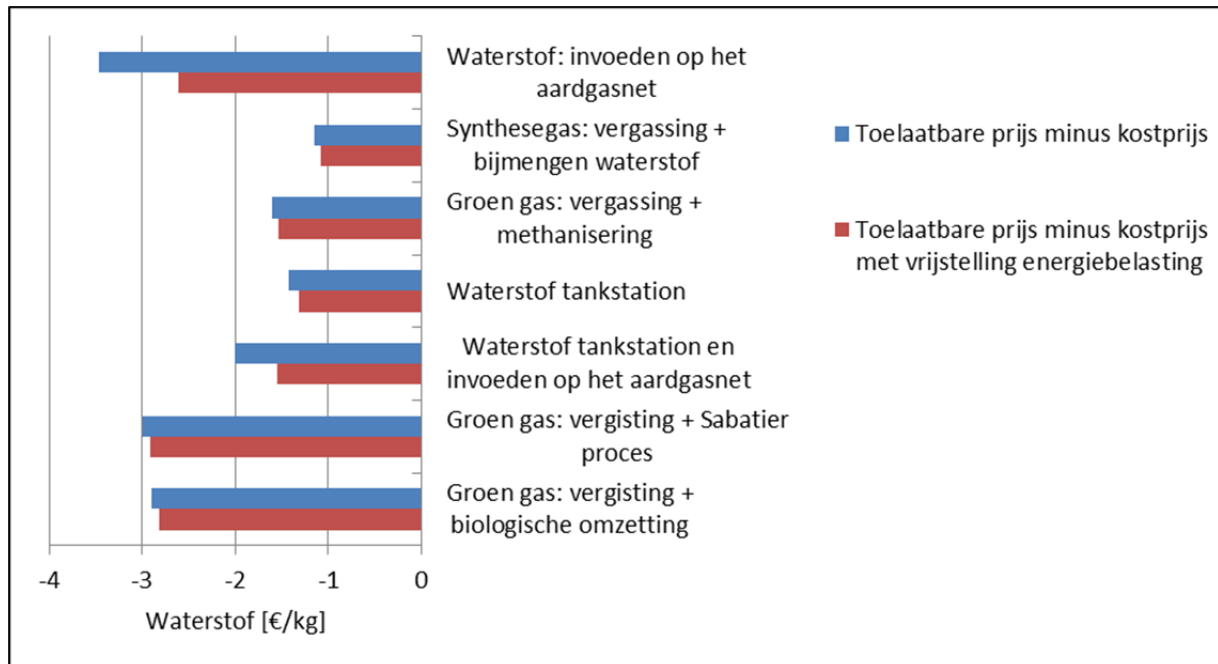
### 7.2.7 Vrijstelling energiebelasting

De overheid kan P2G stimuleren door geen energiebelasting op te leggen bij de inkoop van elektriciteit ten behoeve van elektrolyse van water. Bij succesvolle conversie van waterstof naar een energiedrager wordt er al energiebelasting betaald door de afnemer van energie.

Het vrijstellen van energiebelasting bij P2G heeft als voordeel:

- 31,1% verlaging van de elektriciteitsprijs bij een jaarlijkse afname van 5 tot 15 MWh;
- 1,3% verlaging van de elektriciteitsprijs voor grootgebruikers.

Een verdere toelichting van de energiebelasting is beschreven in bijlage C.5. De invloed van de energiebelasting is bij kleine gebruikers (H<sub>2</sub> tankstation) groter dan bij de grootgebruikers. De effecten zijn echter te klein om het verschil tussen de toelaatbare prijs en kostprijs te overbruggen.



Figuur 28 - Vrijstelling energiebelasting

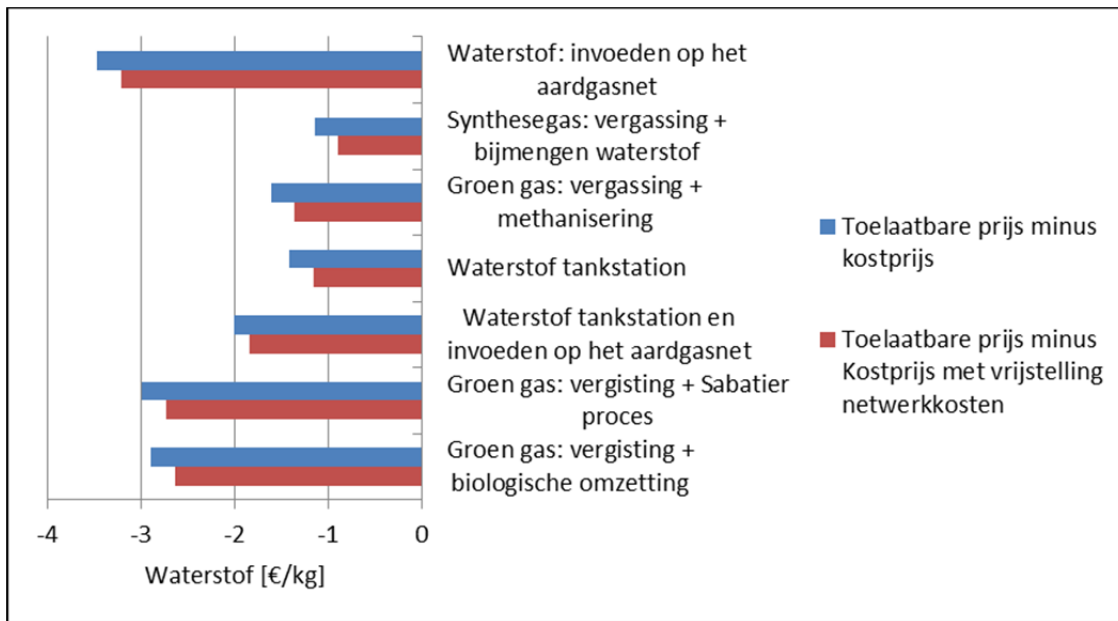
### 7.2.8 Vrijstelling netwerkkosten

Een P2G installatie kan het lokale elektriciteitsnet ontlasten en flexibiliteit aan het systeem toevoegen. Het waarderen van deze diensten kan plaatsvinden door vrijstellingen op de netwerkkosten te verlenen.

De variabele netwerkkosten bedragen 0,011 tot 0,202 €/kWh afhankelijk van de afname. Het voordeel loopt uiteen van:

- 21% verlaging van de elektriciteitsprijs bij een jaarlijkse afname van 5 tot 15 MWh
- 14% verlaging van de elektriciteitsprijs bij grootgebruikers.

In bijlage C.5 worden de mogelijkheden voor verlaging van de elektriciteitsprijs nader beschreven. Vrijstelling van de netwerkkosten heeft aanzienlijk effect op de waterstof prijs. De resultaten zijn weergegeven in Figuur 29.

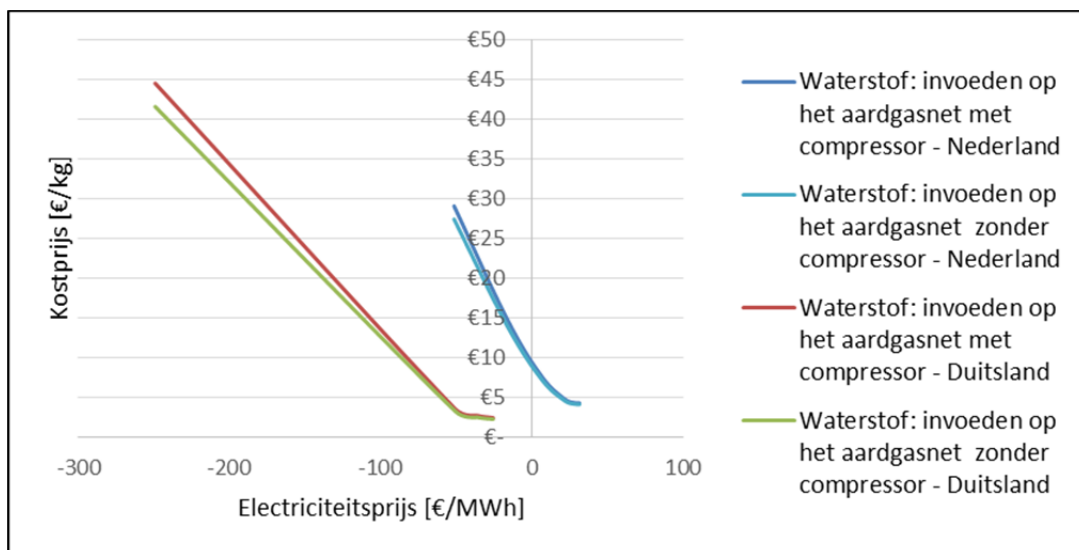


Figuur 29 – Effect van vrijstelling van netwerkkosten

### 7.2.9 Onbalans markt

Tot slot is de case Waterstof: invoeden op het gasnet berekend met de onbalans prijzen van 2014 van Nederland en Duitsland. De prijzen van de onbalans markt staan beschreven in bijlage C.5. Bij negatieve elektriciteitsprijzen wordt er omzet gecreëerd bij de afname van elektriciteit. Het aantal bedrijfsuren per jaar is bij negatieve elektriciteitsprijzen beperkt, waardoor de kostprijs van H<sub>2</sub> hoog is om een IRR van 10% te behalen over een periode van 12 jaar.

Door recente ontwikkelingen is het mogelijk om waterstof te produceren op een druk van 8 bar. Een compressor is dan overbodig. De resultaten zijn weergegeven in Figuur 30. Voor Duitsland is een business caseprijs van 2,27 €/kg haalbaar. De kostprijs ligt nog steeds hoger dan de toelaatbare prijzen van 1,06 - 1,94 €/kg. Deze case is daardoor evenmin haalbaar.



Figuur 30 - Kostprijs van waterstof: invoeden op het aardgasnet en toepassing van onbalans prijzen

### 7.3 Resultaten

De prijs voor elektriciteitslevering heeft de grootste invloed op de kostprijs van waterstof. Deze vormt 60-80% van de totale kostprijs. Bij een prijs voor elektriciteitslevering van 35-45 €/MWh voldoet geen van de business cases aan het criterium van IRR = 10%.

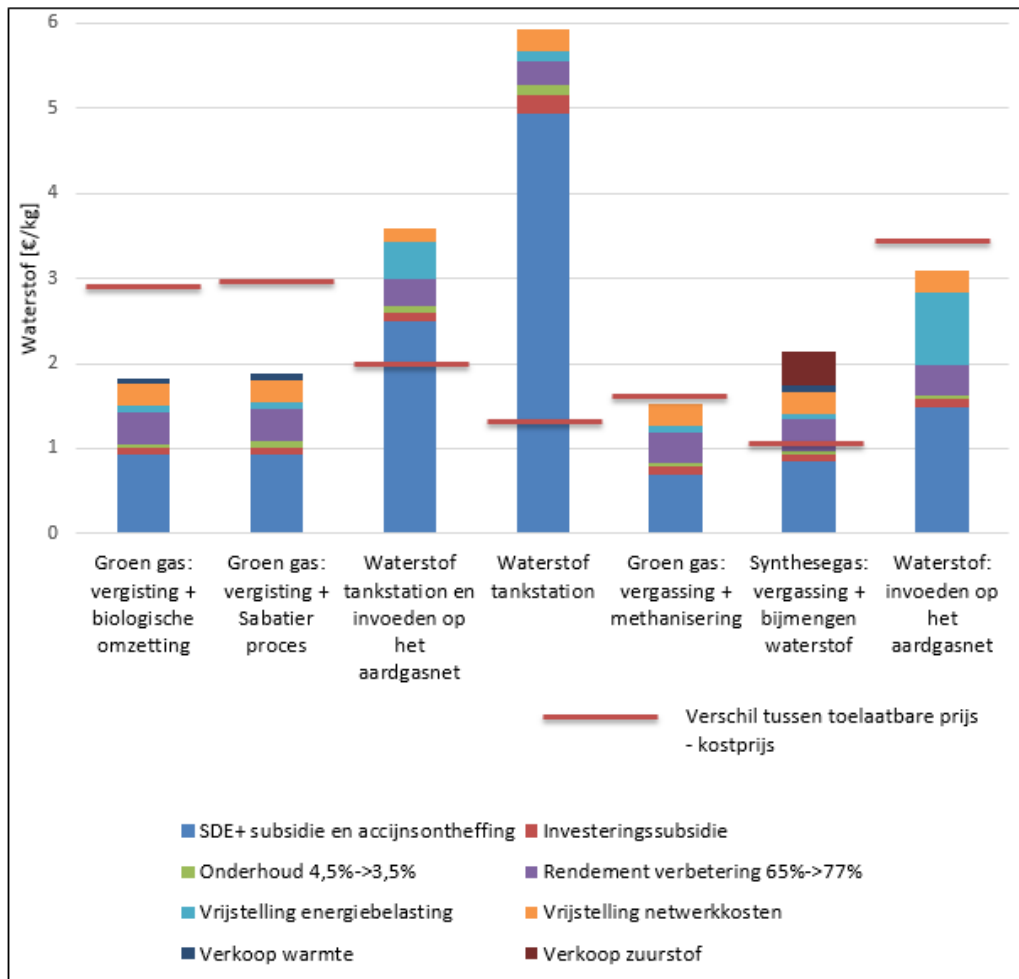
De business cases zijn op haalbaarheid gerangschikt door de kostprijs te delen door de toelaatbare prijs.

Tabel 10 - Kostprijs / toelaatbare prijs

Business cases	Factor (kostprijs/toelaatbare prijs)
Waterstof tankstation	1,3
Synthesegas: vergassing + bijmengen waterstof	1,4
Waterstof tankstation en invoeden op het aardgasnet	1,6
Groen gas: vergassing + methanisering	1,7
Waterstof: invoeden op het aardgasnet	3,3
Groen gas: vergisting + biologische omzetting	3,5
Groen gas: vergisting + Sabatier proces	3,6

In paragraaf 7.2 zijn de effecten van maatregelen op de kostprijs van waterstof doorgerekend voor de geselecteerde business cases. De resultaten van de maatregelen op de kostprijs van waterstof zijn schematisch samengevat en weergegeven in Figuur 31. De strepen in deze figuur geven per business case de berekende onrendabele top weer, in de vorm van het verschil tussen kostprijs en toelaatbare prijs voor waterstof. In Figuur 31 is tevens het effect van de afzonderlijke maatregelen op de kostprijsreductie van waterstof zichtbaar gemaakt. Indien de staafdiagram boven de streep uit komt, is er in principe sprake van een haalbare case.





Figuur 31 – Effect van maatregelen op de waterstof kostprijs

Indien waterstof als brandstof (gedeeltelijk) wordt vrijgesteld van accijns worden de cases Waterstof tankstation en Waterstof tankstation + invoeden op het aardgasnet als haalbaar beschouwd. Hierbij is het van belang dat er voldoende waterstofbussen en auto's zijn om waterstof af te nemen.

Voor de cases, die betrekking hebben op vergisting, hebben de maatregelen voor kostprijsreductie te weinig effect om een haalbare case te vormen. Door waterstof in te zetten voor het vergistingsproces wordt de CO<sub>2</sub>-uitstoot ongeveer gehalveerd.

De case Synthesegas: vergassing + bijmenging waterstof betreft een vergassingsinstallatie, die bij de chemische industrie in Delfzijl wordt geplaatst. Dit maakt de verkoop van zuurstof en warmte mogelijk. Een deel van de zuurstof wordt ingezet voor het vergassingsproces. De verkoop van de zuurstof reststroom leidt tot een 10% kostprijs reductie, de verkoop van warmte tot 2% reductie. Deze case wordt bij een elektriciteitsprijs van 45 €/MWh en verkoop van zuurstof als haalbaar beschouwd, indien P2G in aanmerking komt voor exploitatie subsidie.

Op korte termijn kan de overheid een aantal maatregelen treffen om de ontwikkeling van P2G te stimuleren. Exploitatiesubsidie en (gedeeltelijke) accijns ontheffing op waterstof voor brandstof toepassingen hebben de grootste invloed op de haalbaarheid van de business case.

De waterstof tankstation cases worden met deze regelingen als haalbaar beschouwd. De kostprijzen zakken met 24-50%. De vrijstelling van netwerkkosten leidt tot een reductie van 6-8% en vrijstelling van energiebelasting tot 1,5-2% en voor kleine P2G units 8-16%. Indien het rendement van de stacks wordt verhoogd van 65% naar 77% op de lange termijn, is de kostenreductie 4,8-10% van de waterstof prijs. Energie Investeringsaftrek levert een reductie van 2-3,5% op. Het EIA voordeel heeft immers alleen invloed op de CAPEX die weer slechts een kleine invloed heeft op de totale kosten.

#### 7.4 Conclusie

De onderzochte business cases zijn bij de huidige marktomstandigheden niet haalbaar, indien er geen stimulering plaatsvindt vanuit de overheid. De kostprijs reductie maatregelen, die door de overheid c.q. de netwerkbedrijven kunnen worden genomen, zijn voor de geselecteerde business cases berekend en in onderstaande tabel weergegeven.

Tabel 11 - Maatregelen vanuit de overheid

Rang	Maatregel	Kostprijsreductie
1	Exploitatie subsidie / accijnsontheffing	24-50%
2	Vrijstelling netwerkkosten	6-8%
3	Investeringssubsidie	2-3,5%
4	Vrijstelling energiebelasting	1,5-2% (8-16% tankstations en invoeden aardgasnet)*

*\* De effecten van vrijstelling van energiebelasting zijn afhankelijk van de elektriciteitsafname. Kleine gebruikers betalen meer dan grootgebruikers.*

Door de reststromen zuurstof en warmte effectief in te zetten kan de kostprijs van de onderzochte business cases verder worden gereduceerd:

Tabel 12 - Verkoop van reststromen

Rang	Benutting reststromen	Kostprijsreductie
1	Verkoop zuurstof	10-14%
2	Verkoop warmte	2,5-5%

Met innovatie kunnen rendementsverbeteringen en kostenreducties voor onderhoud worden gerealiseerd. De berekende effecten op kostprijsreductie van waterstof zijn:

Tabel 13 - Technologische ontwikkelingen

Rang	Technologische ontwikkelingen	Kostprijsreductie
1	Rendementsverbetering	4,8%-10%
2	Reductie onderhoudskosten	0,8%-1,4%

De onderzochte cases Waterstof tankstation, Waterstof tankstation + invoeden op het aardgasnet, en vergassing + bijmenging waterstof zijn rendabel te maken met (combinaties van) bovengenoemde maatregelen.

De overige onderzochte business cases zijn niet haalbaar met het doorvoeren van de bovengenoemde maatregelen.

## 8 Visie op de ontwikkeling en de uitrol van P2G

In het onderzoek zijn een aantal kansrijke business cases voor P2G onderzocht. Uit het onderzoek is gebleken, dat onder de huidige marktcondities en wet- en regelgeving geen van deze business cases economisch haalbaar is. De mogelijke rol van P2G in het energiesysteem is echter evident en het toepassingspotentieel is groot.

Om dit in een breder perspectief van de verduurzaming van de energievoorziening te plaatsen, de meerkosten van P2G zijn lager te zijn dan de meerkosten van het overgrote deel van de duurzame energie opties. Ter illustratie: ECN heeft voor groen gas via biomassavergassing een SDE+ basisbedrag van 0,118 €/kWh berekend. Dit is 4,7x hoger dan het voorlopige SDE+ correctiebedrag voor 2015 van 0,025 €/kWh. Bij wind op land is het SDE+ basisbedrag 1,9x tot 2,5x hoger dan het voorlopige SDE+ correctiebedrag. De in de business cases berekende kostprijzen van H<sub>2</sub> variëren van 1,3x de verwachte opbrengst voor een H<sub>2</sub> tankstation en 1,4x de verwachte opbrengst voor een vergasser ten behoeve van synthesesgas productie zonder stimuleringsmaatregelen. Hierbij dient wel te worden opgemerkt, dat de kostprijzen van H<sub>2</sub> berekend zijn op basis van de Nederlandse brandstofmix voor elektriciteitsproductie.

Met een toenemend aandeel wind en zon in de energiemix en de veranderende inzet van kolen- en gasgestookte centrales zal de behoefte aan flexibiliteit toenemen. De verwachting is echter dat de invloed van wind en zon op de energiemarkt in Nederland de komende 15 jaar nog beperkt blijft (zie bijlage I voor een nadere toelichting). Toch zal de huidige trend: dalende stroomprijzen c.q. hogere vergoedingen voor onbalans en stand-by capaciteit zich doorzetten. Met een onverminderd innovatie tempo zal de kostprijs van H<sub>2</sub> middels P2G afnemen. Deze omstandigheden bieden op korte termijn uitzicht voor de introductie van P2G in enkele niche applicaties en voor de langere termijn is er vooruitzicht voor P2G om een structurele plek in de duurzame energievoorziening te veroveren.

Om niet alleen de technologische maar zeker ook de andere knelpunten van P2G op te lossen – in het bijzonder de dubbeltelling op energiebelasting en de waardering van de bijdrage van P2G aan de flexibiliteit in het Nederlandse energiesysteem – wordt aanbevolen om gedurende de periode tot marktintroductie een aantal proefprojecten onder praktijkomstandigheden uit te voeren. Dergelijke P2G icoon projecten dienen bij voorkeur plaats te vinden waar sprake is van gunstige omstandigheden voor eindproducten, geografische locaties en samenwerking. De icoon projecten kunnen ook worden gebruikt om praktijkgegevens te verkrijgen waarmee de effecten van aanvullend beleid kunnen worden bepaald (exploitatie subsidie, energiebelasting, (4-dubbeltelling biotickets, aanpassingen aan de elektriciteits-/gaswet, aanpassing van de regeling gaskwaliteit).

Proeftuinen met deze kansrijke cases kunnen op diverse locaties in Nederland worden uitgevoerd. In het onderzoek zijn de volgende business cases met de laagste onrendabele top geïdentificeerd (zie Tabel 10 en Figuur 31):

1. Waterstof tankstation
2. Waterstof tankstation + invoeden op het aardgasnet
3. Synthesegas: vergassing + bijmengen waterstof
4. Groen gas: vergassing + methanisering

Voor P2G in combinatie met waterstof tankstations en in combinatie met biomassavergassing worden de volgende proeftuin projecten voorgesteld.

*Proeftuin project waterstofproductie voor transport*

Deze proeftuin kan aanhaken op initiatieven die op diverse locaties/regio's in Nederland worden ontwikkeld voor het rijden op waterstof. Naast de bestaande vulpunten in Helmond en in Rhoon komen er in Arnhem en Groningen ook nieuwe vulstations voor waterstof. In 2014 heeft het ministerie van Infrastructuur en Milieu subsidie verstrekt voor een waterstof tankstation in Arnhem. Het waterstofstation is onderdeel van een proef met twee waterstofbussen in stadsregio Arnhem-Nijmegen. De stadsregio werkt hiervoor samen met ingenieursbedrijf e-Traction in Apeldoorn en het openbaarvervoersbedrijf Breng (Connexxion). Arnhem heeft sinds mei 2010 een waterstofbus die onderdeel is van het HyMove-project. Arnhem heeft bovendien een personenauto op waterstof. Behalve de bussen en het tankstation, heeft HyMove ook enkele waterstofauto's en vuilniswagens op waterstof ontwikkeld. De pilot begint in 2015.

Provincie Groningen wil twee nieuwe bussen op waterstof laten rijden en het aantal vulstations voor waterstof uitbreiden. Voor dit project is eveneens subsidie beschikbaar gesteld door het ministerie van Infrastructuur en Milieu.

*Proeftuin project P2G in combinatie met biomassavergassing ten behoeve van synthesegas productie voor de chemie*

Op het Chemiepark Delfzijl zijn plannen ontwikkeld voor de realisatie van biomassavergassingsinstallaties. Torrgas is voornemens om een unieke commerciële demonstratie-installatie in bedrijf te nemen, die op een schaalgrootte van 20 MW duurzaam synthesegas gaat produceren. Ook zijn er plannen om de Milena vergassingstechnologie van ECN te demonstreren voor groen gas productie. Mocht men besluiten om tot daadwerkelijke realisatie over te gaan, dan ontstaat er een unieke mogelijkheid om een P2G unit toe te voegen.

Het innovatieve aan een dergelijk proeftuin project is de slimme koppeling tussen meerdere technieken: elektrolyse (P2G), torrefactie (voorbewerking) van biomassa, vergassing, elektrolyse (P2G) en systeemintegratie. De P2G-installatie wekt waterstof en zuurstof op die wordt gebruikt voor de productie van synthesegas. Voor de uitvoering van dit P2G synthesegas project is een consortium gevormd van bedrijven en instellingen: A. Hak, Gasunie, Groningen Seaports, Siemens, Stedin, EnTrance/Hanze University, Energy Valley en Torrgas.

Het verdient aanbeveling om maximale experimenteerruimte voor deze proeftuinen te creëren, bijvoorbeeld via een Green Deal P2G. Een dergelijke Green Deal zou afspraken moeten bevatten om in de proeftuin omgeving tot een rendabele business case te komen (een combinatie van (gedeeltelijke) vrijstelling van energiebelasting, transporttarieven, exploitatiesubsidie en accijns). De proeftuinen zullen dan naar verwachting oplossingen genereren voor de knelpunten in de verdere uitrol van P2G.

## 9 Conclusies en aanbevelingen

### 9.1 Conclusies

In dit onderzoek zijn uit een long-list van mogelijke P2G routes de volgende zeven toepassingen geselecteerd en uitgewerkt in business cases:

- Waterstof tankstation
- Groen gas: vergisting + biologische omzetting
- Groen gas: vergisting + Sabatier proces
- Groen gas: vergassing + methanisering
- Synthesegas: vergassing + bijmengen waterstof
- Waterstof tankstation + invoeden op het aardgasnet
- Waterstof invoeden op het aardgasnet

Geen van de uitgewerkte business cases is bij de huidige marktomstandigheden economisch haalbaar. De kostprijs van waterstof productie is voor deze business cases in dit onderzoek berekend op minimaal 30% hoger dan de verwachte opbrengsten.

De mogelijke rol van P2G om waarde te creëren in het energiesysteem is echter evident en het toepassingspotentieel is groot. Het onderzoek heeft een ontluikend perspectief voor de korte termijn voor P2G opgeleverd. De onrendabele top van de onderzochte business cases is lager dan de onrendabele top van het overgrote deel van de duurzame energie opties.

De maatregelen, die door de overheid c.q. de netwerkbedrijven kunnen worden genomen, zijn voor de geselecteerde business cases berekend en in onderstaande tabellen weergegeven:

Tabel 14 - Maatregelen

Rang	Maatregel	Kostprijsreductie
1	Exploitatie subsidie / accijnsontheffing	24-50%
2	Vrijstelling netwerkkosten	6-8%
3	EIA-voordeel	2-3,5%
4	Vrijstelling energiebelasting	1,5-2% (8-16% tankstations en invoeden aardgasnet)*

Door de reststromen zuurstof en warmte effectief in te zetten kan de kostprijs van de onderzochte business cases verder worden gereduceerd:

Tabel 15 - Verkoop van reststromen

Rang	Benutting reststromen	Kostprijsreductie
1	Verkoop zuurstof	10-14%
2	Verkoop warmte	2,5-5%

Met innovatie kunnen rendementsverbeteringen en kostenreducties voor onderhoud worden gerealiseerd. De berekende effecten op kostprijsreductie van waterstof zijn:

Tabel 16 - Technologische ontwikkelingen

Rang	Technologische ontwikkelingen	Kostprijsreductie
1	Rendementsverbetering	4,8%-10%
2	Reductie onderhoudskosten	0,8%-1,4%

De onderzochte cases Waterstof tankstation, Waterstof tankstation + invoeden op het aardgasnet, en Synthesegas: vergassing + bijmengen waterstof zijn rendabel te maken met (combinaties van) bovengenoemde maatregelen.

## 9.2 Aanbevelingen

Om niet alleen de technologische maar zeker ook de andere niet-technologische knelpunten van P2G op te lossen wordt aanbevolen om gedurende de periode tot marktintroductie een aantal proefprojecten onder praktijkomstandigheden uit te voeren. Dergelijke P2G icoon projecten dienen bij voorkeur plaats te vinden waar sprake is van gunstige omstandigheden voor eindproducten, geografische locaties en samenwerking. De projecten kunnen ook worden gebruikt om praktijkgegevens te verkrijgen waarmee de effecten van aanvullend beleid kunnen worden bepaald (exploitatie subsidie, energiebelasting, (4-)dubbeltelling biotickets, aanpassingen aan de Elektriciteits-/Gaswet, aanpassing van de Regeling gaskwaliteit).

Voor deze proeftuinen wordt aanbevolen om maximale experimenteerruimte te worden gecreëerd, bijvoorbeeld via een Green Deal P2G. De proeftuinen zullen dan naar verwachting oplossingen genereren voor de knelpunten in de verdere uitrol van P2G.

Het onderzoek was vooral gericht op baseload toepassingen van P2G. De onbalans markt kan op de middellange termijn interessant worden voor P2G als het aandeel wind en zon substantieel wordt. Een nader onderzoek naar de kansen van P2G in de onbalans markt is gewenst.

P2G heeft een onduidelijke status in de regelgeving van het Nederlandse energiesysteem. In de praktijk wordt P2G vooral als een conversie techniek gezien en valt het buiten de gereguleerde activiteiten van de netwerkbedrijven. Omdat de business cases van P2G in het algemeen niet positief zijn, laat de markt het vooralsnog liggen. Het verdient aanbeveling om een onderzoek te starten naar de wijze waarop P2G goed in de elektriciteits- en gaswet gepositioneerd kan worden met een reële waardering van de toegevoegde waarde van P2G in het Nederlandse energiesysteem (specifiek in relatie tot exploitatie subsidie en netwerkkosten). Ongewenste effecten, zoals dubbele heffing van energiebelasting bij sommige toepassingen van P2G, dienen voorkomen te worden.

## Bijlage A - Verklarende woordenlijst

CAPEX	investeringskosten.
Toelaatbare prijs	is de prijs per kg waterstof, die het dient te zijn om in lijn te zijn met andere alternatieven. Deze toelaatbare prijzen zijn in paragraaf 7.1 weergegeven in de figuren.
Elektrolyse	is een chemische reactie waarbij stoffen zoals water wordt ontleed onder invloed van elektriciteit ( $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$ ).
Greendeal	zijn afspraken tussen overheden en bedrijven om duurzame projecten te realiseren en te stimuleren.
Katalytisch proces	is een materiaal, dat een chemisch reactie ( $\text{CO}_2 + 2\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{O}_2$ ) bevordert.
Kostprijs	is de prijs per kg waterstof wat benodigd om IRR van 10% te behalen over een exploitatie periode van 12 jaar.
OPEX	operationele kosten.
Hyplasma	is een gas waarbij de deeltjes/moleculen geheel of gedeeltelijk geïoniseerd raken. De bliksem en zon zijn natuurlijke plasma's.
P2G	omzetten van een elektrische energie in een brandbaar gas (waterstof, biogas en groen gas)
PEM	is een electrolyse techniek om water om te zetten in elektriciteit en zuurstof. PEM staat voor Proton Exchange Material. De techniek is beschreven in paragraaf 4.2.
Stack	is een deel van de P2G unit waarin het water wordt gesplitst in waterstof en zuurstof.

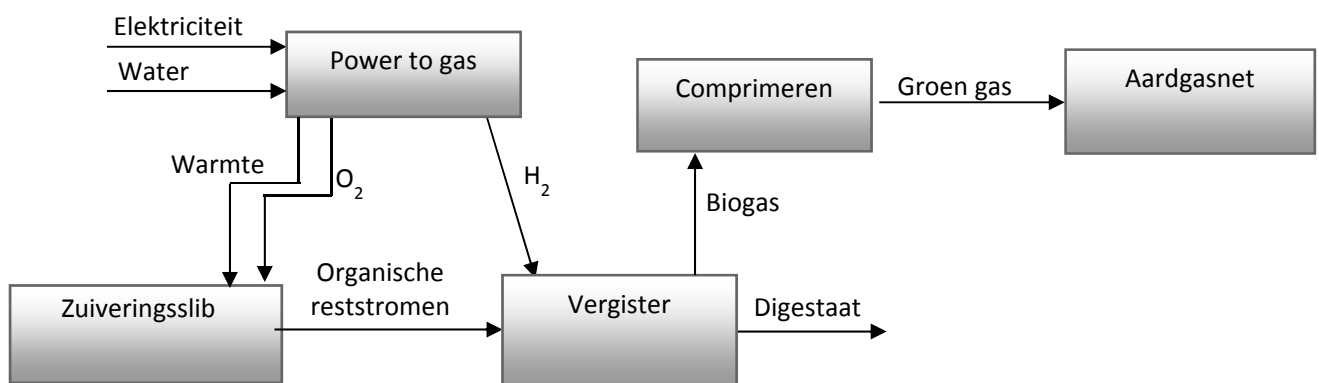
## Bijlage B - Ervaringen

### B.1 - Groen gas

In februari 2014 is het “Power-to-Gas BioCat2” project gestart met de bouw van een commerciële installatie in Denemarken. De waterzuiveringsinstallatie in Avedøre wordt uitgebreid met een 1 MWe P2G plant. De P2G plant zal reageren op het elektriciteitsoverschot en het netwerkbeheer ondersteunen [9]. De restproducten warmte en zuurstof worden gebruikt voor het zuiveren van het afvalwater.

Micro-organismen zetten  $H_2$  en  $CO_2$  om in  $CH_4$ , dat vervolgens wordt ingevoerd in het aardgasnet. Deze reactie vindt op een lage temperatuur plaats namelijk  $20^{\circ}C-60^{\circ}C$ . Tevens is biologische methanisering niet gevoelig voor  $H_2S$  in het biogas. De techniek is beproefd op de Foulum test center op de Aarhus Universiteit.

Hydrogenics levert de P2G plant en Electrochaea de biologische methanisering plant. De kosten worden geschat op € 6,7 miljoen voor de P2G plant en het biologische methaniseringsreactor [10]. De processtappen zijn weergegeven in met een P2G capaciteit van 1MWe in Denemarken. Figuur 32 geeft een schematische weergegeven weer van de processen. De reststromen warmte en zuurstof worden ingezet op het slib te verwerken.



Figuur 32 - Schematische weergave van de productie van groen gas door middel van biomassavergisting en P2G

Tabel 17 – Biocat 2 project

Project	Biocat 2
Locatie	Avedøre – Denemarken
Applicatie	Overschot elektriciteit en netwerkondersteuning
Status	Demonstratieplant
Techniek	Onbekend
Capaciteit	1 MWe
Afnemer	Aardgasnet



Het bedrijf Microbenergy heeft in Schwandorf (Duitsland) een P2G plant geïnstalleerd. Het systeem bevat een 120kWe P2G plant en een 100 m<sup>3</sup> biologische reactor. Het biogas bestaat uit 52% methaan en 48% CO<sub>2</sub>. Het methaan gehalte wordt naar 75% opgevoerd door 20 Nm<sup>3</sup>/h waterstof toe te voegen aan de vergister. De demonstratie plant is al sinds november 2011 in bedrijf [11]. De microbacteriën worden inactief, wanneer de hoeveelheid waterstof toevoer beperkt is. Hierdoor is het mogelijk om alleen waterstof toe te voeren wanneer er een overschot aan elektriciteit is.

Tabel 18 - Microbenergy

Project	Microbenergy
Locatie	Avedøre - Duitsland
Applicatie	Overschot elektriciteit en netwerkondersteuning
Status	Demonstratieplant
Techniek	Onbekend
Capaciteit	120 kWe
Afnemer	Aardgasnet

De Technische Universiteit in Denemarken heeft gedemonstreerd dat circa 40 - 60% van het CO<sub>2</sub> wordt omgezet in CH<sub>4</sub> door H<sub>2</sub> rechtstreeks te injecteren in de vergister. De CH<sub>4</sub> concentratie neemt toe naar circa 90%.

Recent is een aantal demonstratieprojecten geïnitieerd van P2G in combinatie met biomassavergisting. Het CO<sub>2</sub> aandeel in het biogas wordt met H<sub>2</sub> van P2G via het Sabatier proces omgezet in CH<sub>4</sub>.

Het Sabatier proces is een katalytisch proces, dat plaatsvindt bij 200-500°C en druk van 20-40 bar. Vaak wordt aluminiumoxide als katalysator gebruikt. Het Sabatier proces heeft een rendement van 70 - 85% en genereert veel warmte. Het Sabatier proces is uitermate gevoelig voor zuurstof en H<sub>2</sub>S. Het biogas dient gereinigd te worden. In het Audi E-gas project wordt CO<sub>2</sub> vanuit een vergistingsinstallatie gereinigd en via het Sabatier proces opgevoerd naar methaan.



Figuur 33 – De Audi e-gas plant

Tabel 19 – Audi e-gas project

Project	Audi e-gas
Locatie	Werlte - Duitsland
Applicatie	Windturbines
Capaciteit	3 x 2MWe
Status	Demonstratie plant sinds herfst 2013
Afnemer	Aardgasnet

Een vergelijkbaar project is de haalbaarheidsstudie van een P2G installatie in het Drentse Wijster. Het consortium bestaat uit de Nederlandse bedrijven Attero, Pon Holding, Ponooc, provincie Drenthe en Audi.

Sinds maart 2011 is een kleine demonstratieplant in Morbach in Duitsland operationeel. CO<sub>2</sub> in het biogas wordt met H<sub>2</sub> gemethaniseerd door middel van het Sabatier proces. De capaciteit van de P2G plant is 25 kWe. Deze demonstratie plant wordt momenteel opgeschaald.

Eind 2013 draait in Rozenburg in Nederland P2G plant met een capaciteit van 1-2 Nm<sup>3</sup>/h CH<sub>4</sub> [12].

Ook in Denemarken in het gebied Midtjylland wordt methaan geproduceerd via het Sabatier proces. Het proces heeft veel problemen ondervonden met het reinigen van het biogas.

## B.2 - Invoeden waterstof op aardgasnet

De ITM power demonstratieplant van 315kWe injecteert waterstof op het aardgasnet van 3,5 bar in Frankfurt. Deze installatie wordt als baseload eenheid toegepast [13].

Tabel 20 – ITM Power project

Project	ITM Power
Locatie	Frankfurt - Duitsland
Applicatie	Base load
Status	Demonstratieplant
Techniek	PEM
Capaciteit	315 kWe
Afnemer	Aardgasnet - 3,5 bar

Ook E.On heeft samen met Hydrogenics een demonstratie plant van 2MWe geplaatst in Falkenhagen om waterstof te injecteren op het aardgasnet van 55 bar. Deze plant maakt gebruik van compressoren om het waterstof op druk te brengen [14].

Tabel 21 – E.ON project

Project	E.ON
Locatie	Falkenhagen - Duitsland
Applicatie	Sturing op wind en aardgasvraag
Status	Demonstratieplant
Techniek	Alkaline elektrolyse
Capaciteit	2 MWe
Afnemer	Aardgas net – 55 bar

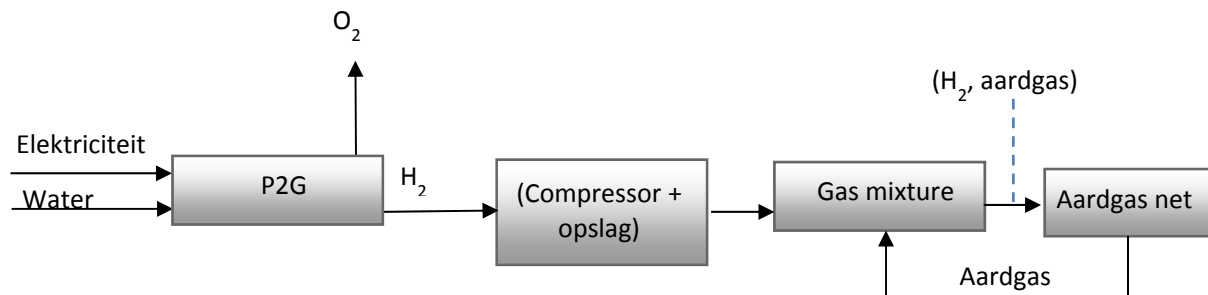
In Kyriz Suppiner Heide in Duitsland is met een budget van 3,9 miljoen euro [15] een plant gerealiseerd. De plant zet via alkalische elektrolyse water om in waterstof. De elektrolyse heeft een

regel bereik van 5% - 145%. Waterstof wordt vervolgens gecomprimeerd naar 120 en 240 bar. Een tankstation voorziet trailers met capaciteit van 3500Nm<sup>3</sup> van waterstof op 200 bar. De overige waterstof wordt met een druk van 40 - 100 bar opgeslagen in ondergrondse zoutgrotten met een opslag capaciteit van 240 - 410.000 Nm<sup>3</sup>. Waterstof wordt met aardgas gemengd en op een druk van 25 bar ingevoerd in het net. De capaciteit is maximaal 4000 Nm<sup>3</sup>/uur.

Tabel 22 – WESPe project

Project	WESPe
Locatie	Kyritz Ruppiner Heide - Duitsland
Applicatie	Onbekend
Capaciteit elektrolyse	6,7 MW / 800 Nm <sup>3</sup> /h (30 bar)
Status	Demonstratie plant sinds april 2014
Techniek	Alkalische elektrolyse
Afnemer	Waterstof tankstation en injecteren op het aardgasnet

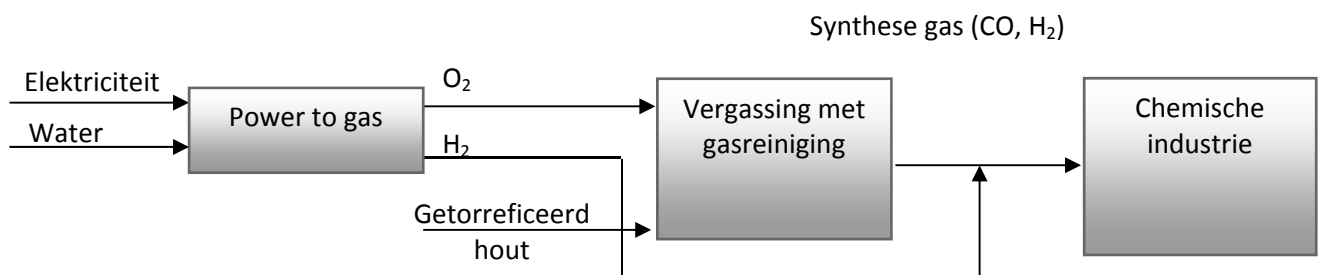
De processtappen zijn weergegeven in Figuur 34.



Figuur 34 - Procesbeschrijving waterstof injecteren op het aardgasnet

### B.3 - Groen synthese gas in de chemische industrie

Er is tot op heden nog geen ervaring met het produceren van synthese gas door middel van het vergassen van biomassa. In het Eemsdelta gebied ontwikkelt een consortium het Happy Chemistry concept (zie: <http://vimeo.com/99509314>), waarbij een biocoal vergassingsinstallatie wordt gecombineerd met een P2G installatie voor levering van synthese gas aan de chemische industrie. De schaalgrootte is 20 MWth. De P2G producten H<sub>2</sub> en O<sub>2</sub> worden ingezet in de vergasser. H<sub>2</sub> wordt bijgemengd met het synthese gas van de vergasser om de juiste H<sub>2</sub>:CO verhouding te krijgen voor de afzet in de chemische industrie in Delfzijl. De O<sub>2</sub> wordt nuttig toegepast als vergassingsmedium. Op deze wijze wordt een hoge kwaliteit, teerarm synthese gas geproduceerd. Figuur 35 geeft schematische de processtappen weer.



Figuur 35 - Schematische weergave van de productie van synthese gas door middel van P2G en vergasser

Door de technologieën van P2G en biomassavergassing slim te combineren kan nuttig gebruik gemaakt worden van reststromen en kan de kostprijs van H<sub>2</sub> en synthese gas worden gereduceerd. De schaalgrootte van bio-vergassingsinstallatie variëren van 13-100MWth [16].

Tabel 23 - Happy Chemistry

Project	Happy Chemistry
Locatie	Delfzijl - Nederland
Applicatie	Base load
Status	Pilot fase
Techniek	Onbekend
Capaciteit	De vergasser is 20 MWth
Afnemer	Chemische industrie

#### B.4 - Waterstof tankstation

Tal van landen breiden het aantal waterstof tankstations uit om het rijden op waterstof te bevorderen. Projecten zoals HIT in het kader van het TEN T programma zijn vormgegeven om de waterstof infrastructuur te verbeteren voor vervoersmiddelen. Een goede waterstof infrastructuur zal immers leiden tot een toename van de waterstof auto's. In Nederland is één waterstof tankstation openbaar en twee andere waterstof tankstations zijn specifiek gericht op lijnbussen. De locaties van de waterstof tankstations zijn te vinden via de hydrogen filling waterstoftanks website [17]. De projecten worden voor een groot deel gefinancierd door de EU. Een overzicht van de waterstof tankstations in Nederland zijn weergegeven in Tabel 24.

Tabel 24 - Waterstof tankstations in Nederland

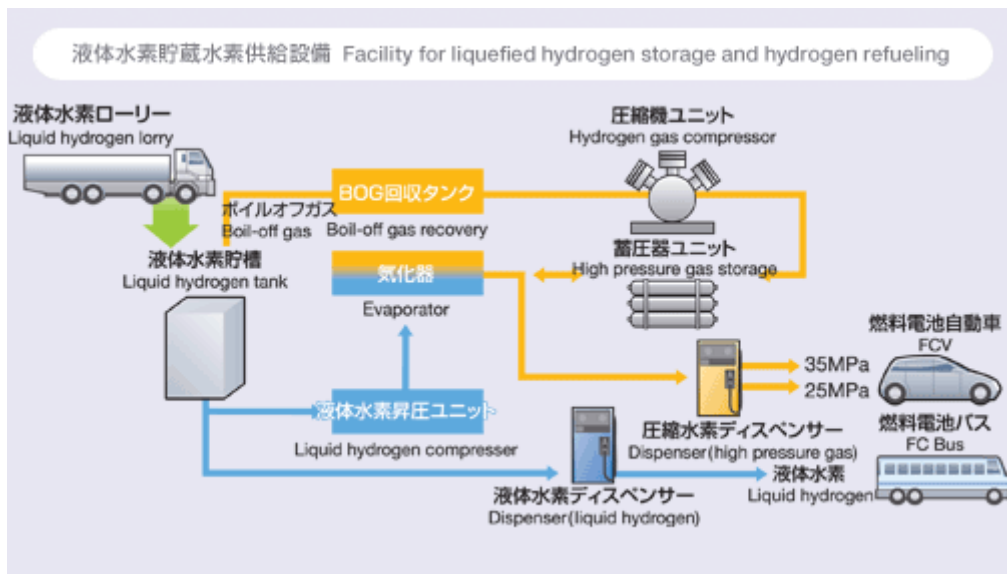
Locatie	Druk	Voertuig	Europese subsidies	Waterstof aanvoer
Rhoon - Rotterdam	350 en 700 bar	Auto's en bussen	HIT TEN T - EU	Waterstof leiding
Amsterdam	350 bar	Bussen	Hyfleet Cute – EU, Australië, China en IJsland	Lokale P2G [18]
Helmond	350 en 700 bar	Auto's en bussen	WaterstofNet - EU	Mobiele P2G [19]

Om de prijs per kilometer van waterstofprijs gelijk te houden met die van fossiele brandstoffen hebben de waterstof-exploitanten een toelaatbare prijs van 10 €/kg afgesproken [20].

Japan loopt hierin sterk voorop. Zowel wat betreft de brandstofcellen als de waterstof gedreven auto's, wil Japan het voortouw nemen. De Japanse overheid investeert de komende jaren fors in een waterstof netwerk voor auto's. De Japanse overheid heeft in maart 2015 een programma gelanceerd om 100 waterstof tankstations te realiseren. De subsidie is \$ 2.000.000 en de totale investering van een tankstation wordt geschat op \$ 4.000.000 – \$ 5.000.000.

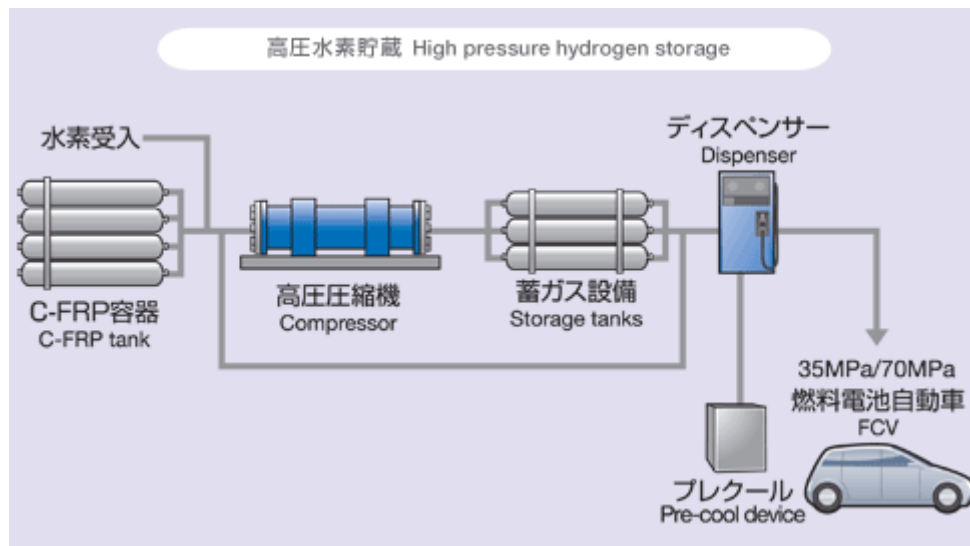
De technieken achter de tankstations bestaan voor een klein deel uit elektrolyse. Veel tankstations in Japan maken gebruik van benzine, aardoliedestillaat, methanol en aardgas steam reformers [21].

De stations JHFC Airiake en JHFC Kansai Airport maken gebruik van vloeibaar waterstof, aangeleverd door een truck. Het tankstation bevat een H<sub>2</sub> vloeistof pomp en een H<sub>2</sub> compressor (zie Figuur 36).



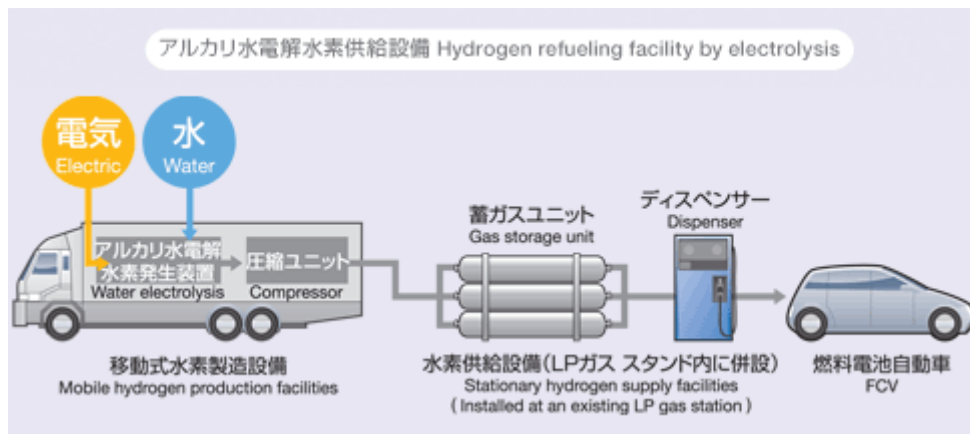
Figuur 36 - Vloeibaar waterstof levering [13]

Het JHFC Kasumigaseki tankstation maakt gebruik van een vrachtwagen die op 35, 70 en 80 MPa waterstof levert. De vrachtwagen bevat een compressor en opslagvaten en tanknozzles van verschillende drukken. De vrachtwagen rijdt 's nachts naar een re-fuel station en dient overdag als waterstof tankstation. Vooral voor afgelegen gebieden is dit een relatieve goedkope oplossing om toch een waterstof tankstation te kunnen bieden.



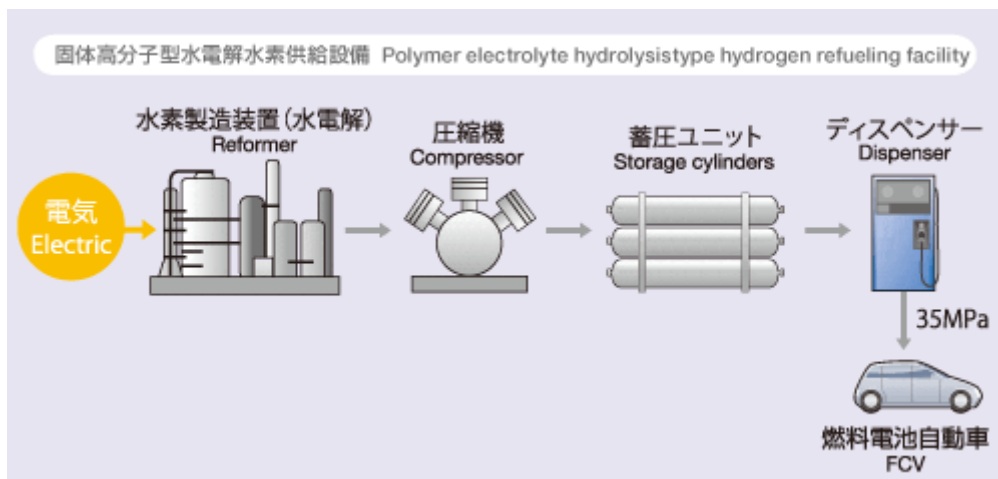
Figuur 37 - Truck met compressor en tankpunten [13]

Het JHFC Sagami-hara station maakt gebruik van een P2G truck. De truck bevat een PEM en compressor. Door middel van de PEM electrolyse zet de truck water om in waterstof. De truck wordt voor meerdere tankstations ingezet.



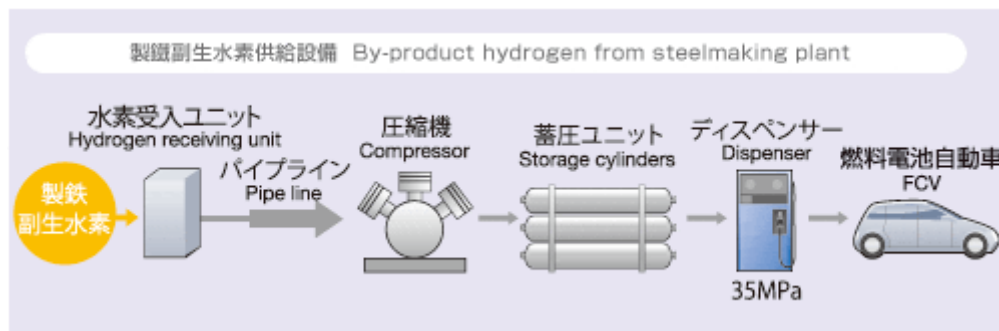
Figuur 38 - P2G truck met compressor [13]

Kyushu University maakt gebruik van een P2G en levert een druk van 35 MPa. Er wordt 300 x 18 liter op 400 MPa aan waterstof opslagen. De productie capaciteit is 10 Nm<sup>3</sup>/uur.



Figuur 39 - P2G tankstation [13]

Het Kitakyushu station wordt gezien als de volgende generatie tankstations omdat er gebruik wordt gemaakt van een waterstof leiding van 0,75 MPa. Waterstof wordt op 35 MPa opgeslagen in buffers van 270 liter x 6.



Figuur 40 - Tankstation aangesloten op waterstofleiding [13]

In Japan zijn diverse technieken toegepast om een waterstof infrastructuur te creëren. In hybride centrales wordt een deel van de geproduceerde waterstof toegepast voor waterstofauto's en het andere deel gevoed op het elektriciteitsnet, of opgewerkt tot groen gas. Hierdoor kan de P2G centrale continue draaien.

De volgende generatie tankstations is aangesloten op waterstofleidingen of zijn hybride energie centrales. In Nederland is het tankstation in Rhoon aangesloten op een waterstofleiding die de chemische industrieën Rotterdam, Moerdijk en Vlissingen met elkaar verbindt [22]. In afgelegen gebieden in Japan worden waterstof trucks ingezet als tankstations.

### B.5 - Elektriciteit

Waterstof kan met behulp van een gasmotor, brandstofcel of gasturbine worden omgezet in elektriciteit. Deze combinatie biedt optimale flexibiliteit, mits er voldoende waterstof opslagcapaciteit beschikbaar is. Voor toepassing in een gasmotor wordt het biogas gemengd met waterstof.

In Prenzlau is sinds 25 oktober 2011 een hybride powerplant operationeel [23]. Het is een samenwerking tussen Enertrag, DB Energie, Vattenfall en Total Germany. De elektriciteit van drie windturbines wordt via een elektrolyse omgezet in waterstof. Het waterstof wordt opgeslagen in vaten op een druk van 42 bar [24] en toegepast voor een waterstof tankstation of met het biogas gemengt en vervolgens via een WKK omgezet in elektriciteit. De installatie heeft 21 miljoen euro gekost [25].

Tabel 25 – Hybride powerplant project

Project	Hybride powerplant
Locatie	Prenzlau – Duitsland
Applicatie	Net ondersteuning en overschot aan elektriciteit in waterstof [26]
Capaciteit elektrolyse	600 kWe / 120 Nm <sup>3</sup> /h
Status	Demonstratie plant sinds oktober 2011
Techniek	Onbekend
Afnemer	WKK en waterstof tankstation

Het H2Ber project in Berlijn is operationeel sinds 2014. Het bedrijf MCPhy past een nieuwe hybride opslagtechniek voor H<sub>2</sub> toe met magnesium [27]. Total en Linde zijn betrokken voor opslag en een waterstof tankstation. In het project is tevens een wkk-installatie geïnstalleerd bestaande uit o.a. een door 2G aangepaste gasmotor [28]. De gasmotor draait op een mengsel van biogas en waterstof. Er is voor € 15 miljoen geïnvesteerd [29].

Tabel 26 – H2Ber project

Project	H2Ber
Locatie	Berlijn - Duitsland
Applicatie	Net ondersteuning en overschot aan elektriciteit in waterstof
Capaciteit	500 kWe / 100 Nm <sup>3</sup> /h
Status	Demonstratie plant sinds mei 2014
Techniek	Alkalische elektrolyse
Afnemer	WKK en waterstof tankstations

De universiteit van Corsica, Areva Renewables en CEA hebben een electrolyser en brandstofcel sinds november 2013 operationeel [30]. Deze elektrolyse wordt gevoed door middel van PV-panelen.

Tabel 27 – Myrte project

Project	Myrte
Locatie	Corsica- Frankrijk
Applicatie	Base load voor 's nachts
Capaciteit	110kWe / 23 Nm3/h
Status	Demonstratie plant sinds november 2013
Techniek	Alkalische druk elektrolyse [31]
Afnemer	Brandstof cel -> elektriciteitsnet

In het Tahivilla – Hirolica Project in Spanje zet een PEM electrolyser water om in waterstof en via brandstofcel wordt elektriciteit opgewekt. Dit project heeft overall rendement van 14% en wordt niet als haalbaar beschouwd [32].



## Bijlage C – Afzetmarkten en opschaalbaarheid

### C.1 - Groen gas

Het Nederlandse aardgasnet bestaat uit een hoofdtransportleidingnet en regionale netten. Gasunie beheert het hoofdtransportleidingnet en de netwerkbeheerders de regionale netten. Onderstaande tabel geeft een overzicht weer van aantal leidingnet kilometers in Nederland en de bijhorende eigenschappen.

Tabel 28 - Aardgasnet in Nederland [33]

Ect	Hoofdtransportleidingnet	Regionaal/medium leidingnet
Druk	65 tot 80 bar	40 bar
Geur	Reukloos	Geodoriseerd (18 mg/m <sup>3</sup> tetrahydrothiofeen)
Lengte	5.330 km	5.926 km
Diepte	circa 1,75 m dekking	circa 80 cm dekking
Wanddikte	12-15 mm	5-12 mm

De regionale netten zijn verder op te delen in:

- $< P \leq 16$  bar;
- $4 \text{ bar} < P \leq 8$  bar;
- $1 \text{ bar} < P \leq 8$  bar;
- $200 \text{ mbar} < P \leq 1$  bar;
- $30 \text{ mbar} < P \leq 200$  mbar;
- $P \leq 30$  mbar.

Het aardgas verbruik in Nederland in 2013 was 46,6 miljard Nm<sup>3</sup> ofwel 409.692 TWh [34]. De capaciteit van het aardgasnet bedraagt 5,1 miljard Nm<sup>3</sup> wat overeenkomt met energieopslag van 44.838 TWh. Ter vergelijking: in 2013 was de elektriciteitsproductie van wind op land 4,85 TWh [35]. Het Nederlandse aardgasnet heeft op landelijk niveau voldoende opslagcapaciteit om continue waterstof op te slaan op grote schaal. De invoedcapaciteit wordt lokaal bepaald door de beschikbare capaciteit en de invoedvoorwaarden voor gas.

### C.2 - Vergisting

Door middel van vergisten of vergassen wordt biogas geproduceerd. Het biogas kan direct worden verbrand in een WKK of een verbrandingsinstallatie of worden opgewerkt naar groen gas.

Het opwerken van groen gas kan ook door waterstof toe te voegen aan het vergistingsproces waardoor CO<sub>2</sub> wordt omgezet in CH<sub>4</sub>. In de huidige processen wordt CO<sub>2</sub> verwijderd, dit wordt als verlies beschouwd.

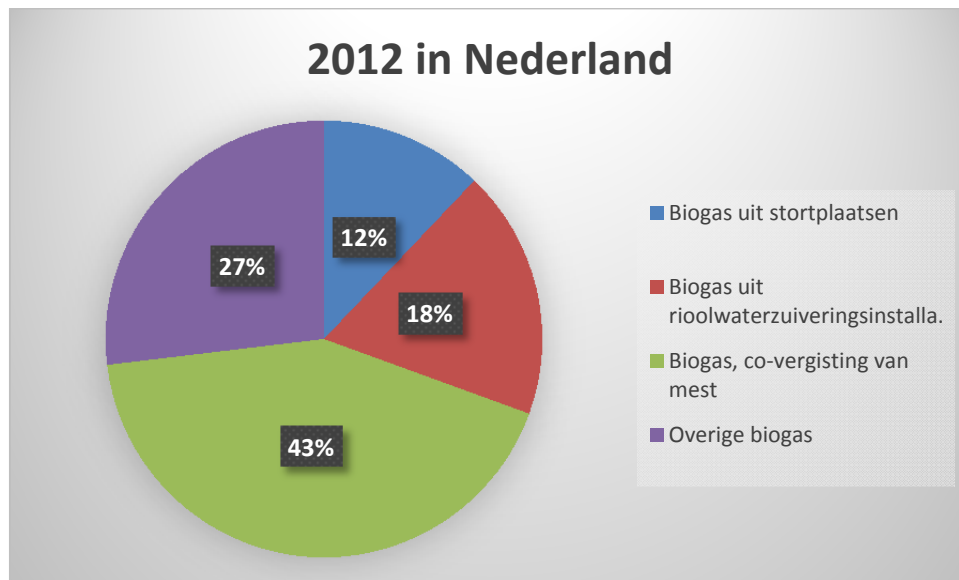
In Nederland bedroeg de biogas productie door middel van vergisting 12.932 TJ ofwel 3.509 GWh in 2012 [36]. In 2010 werd ongeveer 17% van het geproduceerde biogas opgewaardeerd naar groen gas en ingevoerd op het net [37]. De afzetmarkt is onbeperkt, de kosten zijn locatie afhankelijk.

In 2011 waren er 209 vergistingsinstallaties met gemiddelde capaciteit van 6,5-6,8 miljoen Nm<sup>3</sup> per jaar.

Indien vergisters met groen gas productie worden vervangen door biologische methanisering processen levert dit  $3.509 \text{ GWh} \times 17\% \times (90\% - 55\%) = 208 \text{ GWh}$  groen gas per jaar op.

De potentie van groen gas productie wordt geschat op 1,5 miljard Nm<sub>3</sub> per jaar (13.118 TWh). Dit komt overeen met ca. 3,5% van de totale Nederlandse vraag. Hiervoor worden alle mest, GFT, swill, reststromen uit de voeding- en genotmiddelenindustrie, bermgras en slootkrantgras vergist en is tevens 90.000 hectare mais toegepast voor vergisting [38].

Vergisting in Nederland bestond in 2012 voor 43% uit co-vergisting van mest.



Figuur 41 - Winning van biogas in Nederland [39]

Deze vergistisinstallatie kan door de bescheiden levering worden gekoppeld aan regionale netten[40]. ECN/DNV GL heeft de schaalgrootte geschat van diverse soorten vergisters. Uitgaand van 21,5 MJ/Nm<sup>3</sup> biogas is het vermogen van de vergisters 418 kW tot 5,6 MW.

Tabel 29 - Schaalgrootte van vergisters in Nederland [41]

type vergisting	schaalgrootte [Nm <sup>3</sup> biogas / h]	kenmerken	kostprijs ruw biogas [€ct / Nm <sup>3</sup> ]	roertechniek
allesvergisting	950*	27 dagen, 39 % droge stof (GFT), 15-30 % droge stof (overig)	45,2*	GFT: propstroomvergisting, overig: roerwerken
covergisting	505*	44 dagen (grootschalig), 64 dagen (kleinschalig)	56,5*	roerwerken
monovergisting	24,5*	8-9 % droge stof	60,7*	roerwerken
slibgisting	70*	20 dagen, 30-38 °C	3,7*	gasinblazing
droogvergisting	in ontwikkeling	25-45 % droge stof	in ontwikkeling	in ontwikkeling
hoge druk vergisting	in ontwikkeling	20-50 bar	in ontwikkeling	in ontwikkeling
zeewier	in ontwikkeling	8-10 % droge stof	in ontwikkeling	in ontwikkeling

Biogas uit de vergister wordt eerst opgewerkt naar groen gas voordat het wordt in gevoed op het aardgasnet. De opwerktechnieken op de markt lopen uiteen. Tijdens het opwerken van biogas wordt CO<sub>2</sub> verwijderd uit het biogas. In Tabel 30 is een samenvatting weergegeven van opwerkingstechnieken met typische kengetallen. Door waterstof toe te voegen aan de vergister wordt CO<sub>2</sub> met H<sub>2</sub> door anaerobe bacteriën omgezet in methaan en is het opwerken niet noodzakelijk.

Tabel 30 – Technologieën om biogas op te werken tot groen gas

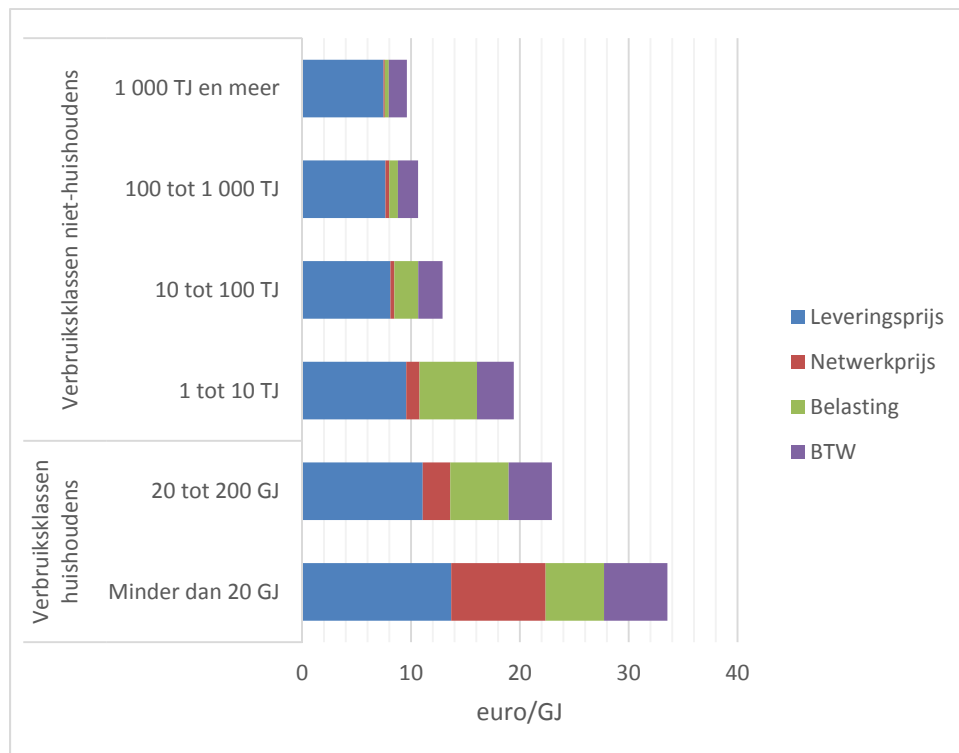
	CH <sub>4</sub> verlies [42]	CH <sub>4</sub> verrijking	Voor behandelen [43]	Elektriciteits0 Gebruik [44]	Operatiedruk	€/Nm <sup>3</sup> biogas [45]
Absorptie met water	<2%	>97%	Nee	<0,25 kWh/Nm <sup>3</sup>	4-7 bar	0.13
Absorptie met Selexol	<2%	>97%				
Chemische absorptie	<0,1%	>99%	Ja	<0.15 kWh/Nm <sup>3</sup>	N.A.	0.17-0.28*

met amines						
(V) PSA	<2%	95-98%	Ja	0,25 kWh/Nm <sup>3</sup>	4-7 bar	0.25

\*Met en zonder H<sub>2</sub>S verwijdering

### C.3 - Waterstof als aardgas

In 2013 werd 46,4 BCM aan aardgas geconsumeerd in Nederland [12]. De aardgasprijzen van 2013 zijn weergegeven in . De kostenopbouw komt overeen met elektriciteitsprijzen. Echter is de energiebelastingteruggave van huishoudelijke gasgebruikers niet van toepassing. De netwerkprijs is opgebouwd uit de componenten vastrecht, regionaal transport en meetbedrag.



Figuur 42 - Aardgasprijzen in 2013 per gebruiksafname gebaseerd op bovenwaarde [41]

Aan de hand van de prijzen genoemd in 7 zijn de verwachte opbrengsten bepaald. De calorische bovenwaarde van waterstof is 142 MJ/kg [46]. De leveringsprijs op basis van de calorische bovenwaarde van waterstof exclusief belasting, netwerkkosten en BTW varieert tussen 1,06 – 1,94 €/kg waterstof.

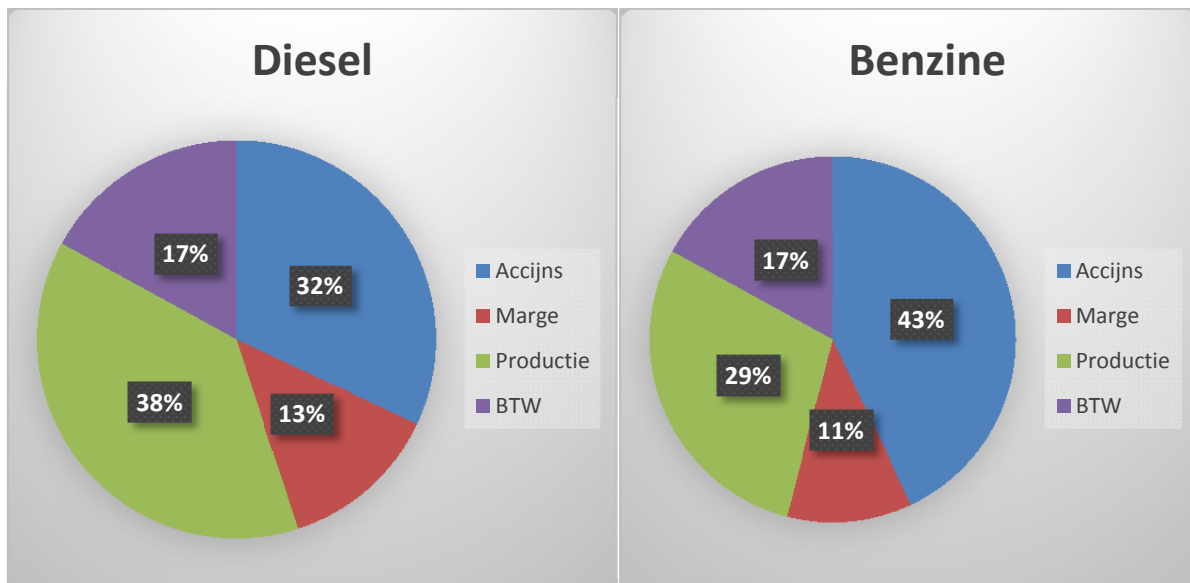
Om P2G te stimuleren kan de overheid de energiebelasting op afname van P2G ontheffen. Hierdoor wordt de haalbaarheid van de P2G vergroot. Het voordeel is 0,20-11,1 €/GJ van aardgasafname.

### C.4 - Waterstof gedreven voertuigen

Ten behoeve van de business case berekeningen van H<sub>2</sub> voor transport is een berekening gemaakt van de toelaatbare prijs van waterstof met de diesel en benzine prijs als referentie.

De dieselprijs aan de pomp varieerde vanaf 2010 van 1,26 - 1,56 €/liter en de benzineprijs van 1,55 - 1,90 €/liter. Voor de referentieberekening is voor het gemiddelde verbruik van auto's 1:14 aangehouden en voor waterstof auto's 1 kg per 100 km.

De prijsopbouw van benzine en diesel is weergegeven in de onderstaande figuur.



Figuur 43 - Prijsopbouw benzine en diesel

Aan de hand van de diesel- en brandstofprijzen, verbruiken en prijsopbouw varieert de toelaatbare prijs voor waterstof exclusief accijns en BTW tussen 4,43 – 5,68 €/kg.

De accijns op diesel is 32% en op benzine 43%. Door waterstof als schone brandstof vrij te stellen van accijns levert dit een substantieel hogere toelaatbare prijs op.

Een aantal waterstof gedreven auto's zijn op de markt of zijn binnenkort commercieel beschikbaar. Deze auto's en bussen zijn te verdelen in de volgende categorieën:

- HICEV - hydrogen internal combustion engine vehicle – verbrandingsmotoren
- FSV - fuel cell vehicle – brandstofcel
- FCEV-fuel cell electric vehicle – brandstofcel

Er zijn aantal technieken voorhanden om waterstof om te zetten in roterende mechanische energie. De voorkomende processen zijn weergegeven in een morfologisch overzicht.

Tabel 31 - Morfologisch overzicht van waterstof gedreven voertuigen

Functie	Opties					
Aanvoer	Waterstof gasvormig 350 bar	Waterstof gasvormig 700 bar	Waterstof vloeibaar	Waterstof atmosferisch	Elektriciteit	Benzine
Opslag	Tanks	Vaten	Materiaal			
Waterstof → beweging	Brandstofcel, accu, E -motor	Verbrandingsmotor, versnellingsbak		Brandstofcel , reformer		

*H<sub>2</sub> gasvormig 350bar & elektriciteit - tanks - brandstofcel + accu + E-motor:*

Deze techniek wordt voornamelijk voor bussen toegepast omdat er voldoende ruimte beschikbaar is voor waterstof opslag. Voor het optrekken maken de bussen gebruik van batterijen en tijdens het remmen wordt de energie in batterijen opslagen. De bussen in Europa worden door het CUTE project gefinancierd.

*H<sub>2</sub> gasvormig 700 bar & elektriciteit – vaten – brandstofcel + accu + E-motor:*

De nieuwe personenauto's slaan waterstof op 700 bar in carbon vaten omhuld door een aluminium shell. De Audi A7 Sportback slaat 5 kg waterstof op om 500 km af te leggen [47]. Hyundai ix35 FCEV verbruikt 0,9 kg per 100km met een opslagcapaciteit van 5,6 kg [48]. Toyota heeft een vergelijkbaar principe. Hyundai is tot op heden de enige autofabrikant die een waterstofauto zakelijk beschikbaar heeft. De kosten van deze auto bedragen circa € 140.000. Toyota verwacht in 2017 voor Nederlandse markt een waterstofauto van ca. € 70.000 te kunnen leveren voor de particuliere markt. Toyota verkoopt al wel waterstofauto's in Japan en vanaf 2015 eveneens in Amerika [49]. Ook Honda zal in 2015 een waterstofauto lanceren. De prijzen van de auto's liggen nog hoog. Door massaproductie wordt verwacht dat de prijzen zakken naar € 21.000 – 35.000 in 2020 [50].

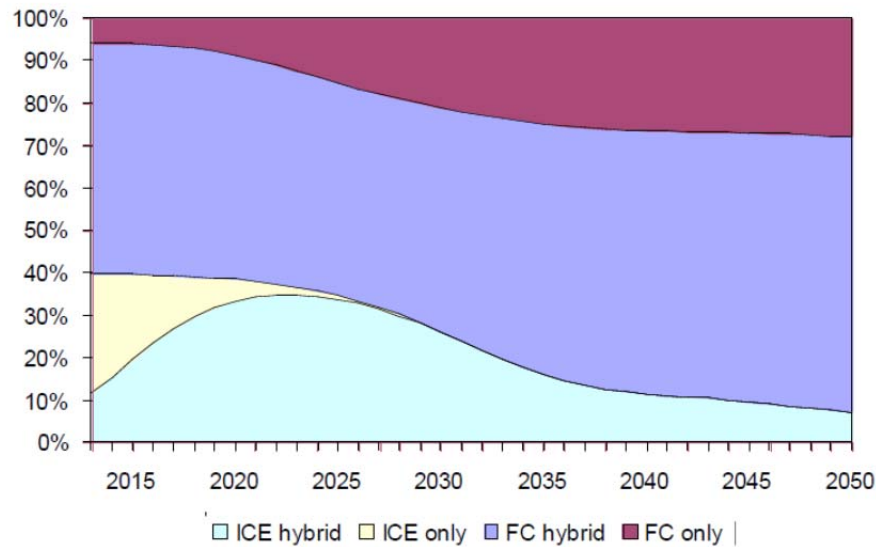
*HICV - H<sub>2</sub> vloeibaar & elektriciteit – tanks – verbrandingsmotor:*

In de BMW hydrogen 7 wordt een verbrandingsmotor toegepast die zowel op benzine als op waterstof werkt. De zelfde brandstoftank wordt gebruikt. Het waterstof wordt vloeibaar opgeslagen in de auto. Het vloeibare waterstof verdampt boven de -253°C. Bij een druk hoger dan 6 bar wordt waterstof geventileerd. Hierdoor verdwijnt het waterstof in 10-12 dagen wanneer de auto stil staat [51]. Het verbruik is 14 liter per 100 km.

*HICV- H<sub>2</sub> gasvormig 350bar & benzine – vaten en tanks:*

De Mazda RX-8 Hydrogen slaat 2,4 kg waterstof op 350 bar met een range van 100km en 61 liter benzine. De brandstof wordt omgezet in mechanische energie door middel van een wankel motor [52].

Afhankelijk van de stimulering vanuit de overheid en EU wordt een waterstofautomarkt van 0,1-1% in 2020 en 0,5-4% in 2030 verwacht.[53]. Dit jaar worden 10.000 waterstof auto's verwacht in Europa. Echter zal de vraag van waterstof voor auto's en bussen de komende 10 jaar nog beperkt zijn. In Figuur 44 zijn de type waterstofauto's weergegeven voor de komende 35 jaar. Uiteindelijk gaan de hybride auto's afnemen omdat door technologische ontwikkeling auto's volledig op waterstof kunnen rijden. Een vergelijkbare ontwikkeling zijn de elektrische auto's.



Figuur 44 - Verwachte type waterstof auto's op de markt

*ICE hybrid: verbandingsmotor op waterstof en benzine*

*ICE only: verbrandingsmotor op waterstof*

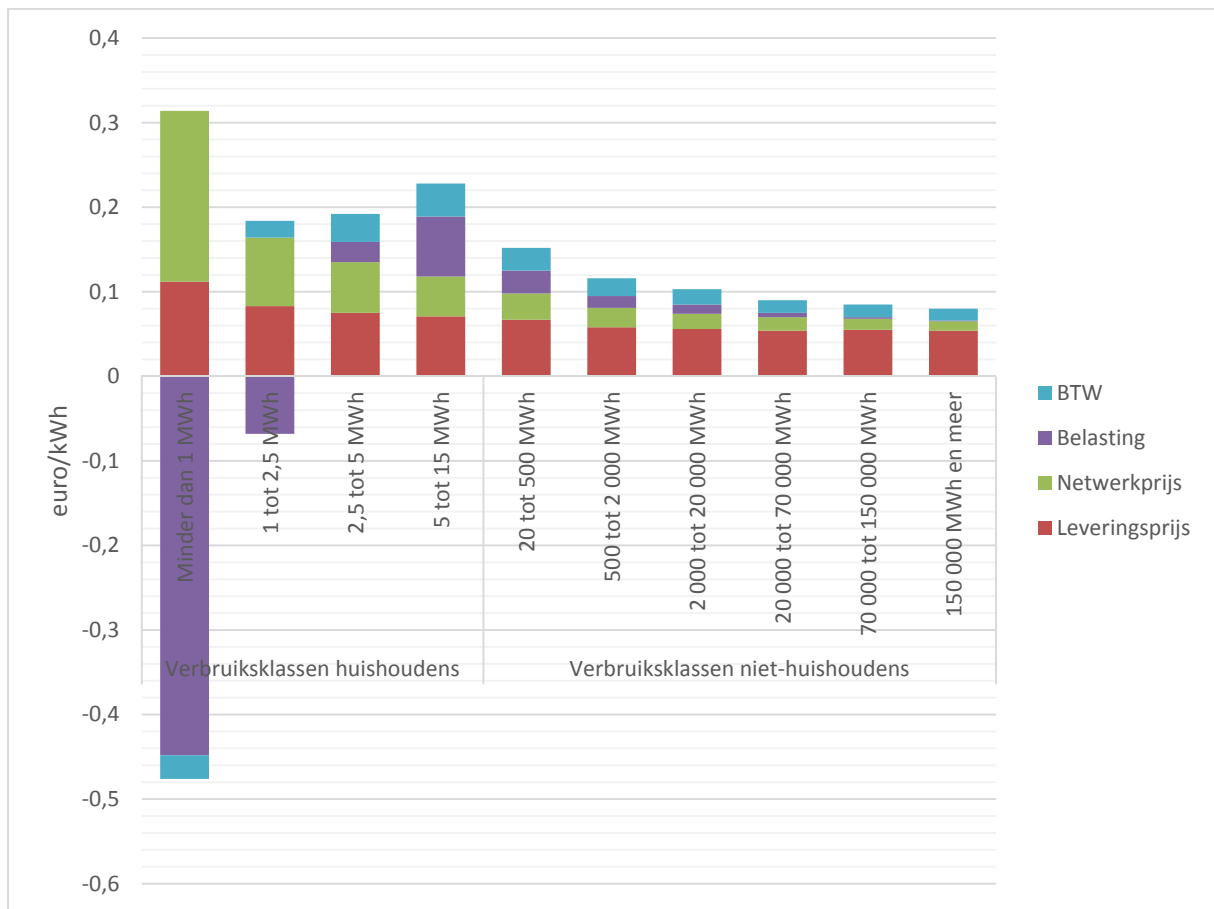
*FC hybrid: brandstofcel op waterstof en elektriciteit*

*FC only: alleen brandstof [54].*

Deze auto's zijn zo ontworpen om het gebruiksgemak van de diesel en benzine gedreven auto's te behouden. Het tanken van waterstof duurt nagenoeg even lang en de afstand met één waterstoftank wordt geschat op 500-600 km.

### C.5 - Elektriciteit

De elektriciteitsprijs die afnemers betalen bestaat uit leveringskosten, netwerkkosten, energiebelasting en BTW. De leveringsprijs is het bedrag dat de energieleveranciers ontvangen inclusief vastrecht. De netwerkprijs is een vergoeding voor het gebruik van, onderhoud van en aansluiting op het netwerk vermeerderd met een meetbedrag. De elektriciteitsprijs bestaat uit vastrecht, systeemdiensten, transportbedrag en meetbedrag. Onder de energiebelasting valt ook de teruggave energiebelasting. Voor gaslevering is dit inclusief landelijk transport en regionale toeslag. De tarieven in 2013 zijn aan de hand van data van het CBS geanalyseerd en weergegeven in De kleine verbruikers betalen fors meer ten opzichte van grootverbruikers. De belasting is negatief voor kleinverbruikers door de energiebelastingsteruggave.



Figuur 45 - Elektricietsprijzen in 2013 per gebruiksafname [55]

Aan de hand van de elektricietsprijzen is de toelaatbare prijs van waterstof bepaald. Er van uitgaande dat een brandstofcel een omzettingsrendement behaalt van 72,5% varieert de marktleveringsprijs van waterstof 1,54 - 3,02 €/kg exclusief belasting, BTW en netwerkprijs.

Om de opbrengt van P2G te vergroten is het mogelijk om de energie in te kopen via de marktplaatsen. De volgende marktplaatsen zijn in Nederland actief:

- Bilaterale markt (termijn en spot)
- OTC (termijn en spot)
- Endex (termijn)
- APX (spot)
- TenneT (onbalans)

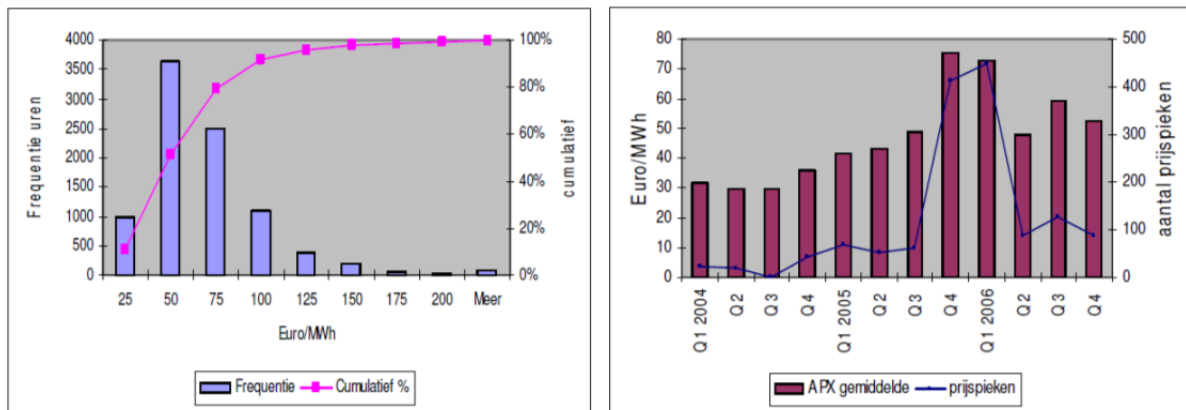
Op de bilaterale markt stellen producenten en leveranciers de specificaties van contracten op. Er worden voornamelijk termijncontracten of spotcontracten afgesloten. Vooral grootgebruikers sluiten hier contracten af. Doorgaans zijn handelaars actief op alle marktplaatsen. De gestandaardiseerde contracten zijn beschikbaar voor de OTC en APX en Endex markten. Op de OTC markt zijn makelaars actief. Op de beurzen wordt zonder de tussenkomst van makelaars gehandeld.

Termijncontracten van elektriciteit worden verhandeld op Endex elektronisch handelsplatform. De elektronische APX is gericht op de spotmarkt. Tot slot is er nog de onbalansmarkt van TenneT.

TenneT is de beheerder van het landelijke hoogspanningsnet en dient het systeem in balans te houden.

Om aan alle leveringsverplichtingen te voldoen kopen leveranciers meerdere contracten. Vanaf drie jaar tot een maand voorafgaand aan een levering wordt het grootste deel van de verwachte vraag ingekocht via bilaterale en standaardiseerde termijncontracten. Met kortlopende termijncontracten en day-ahead contracten worden de grof ingekochte profielen afgestemd op de werkelijk te leveren profielen. Op de dag van oplevering wordt via de intra-day contracten de verschillen tussen vraag en aanbod weggenomen en, wanneer het niet anders kan, via de onbalansmarkt verrekend.

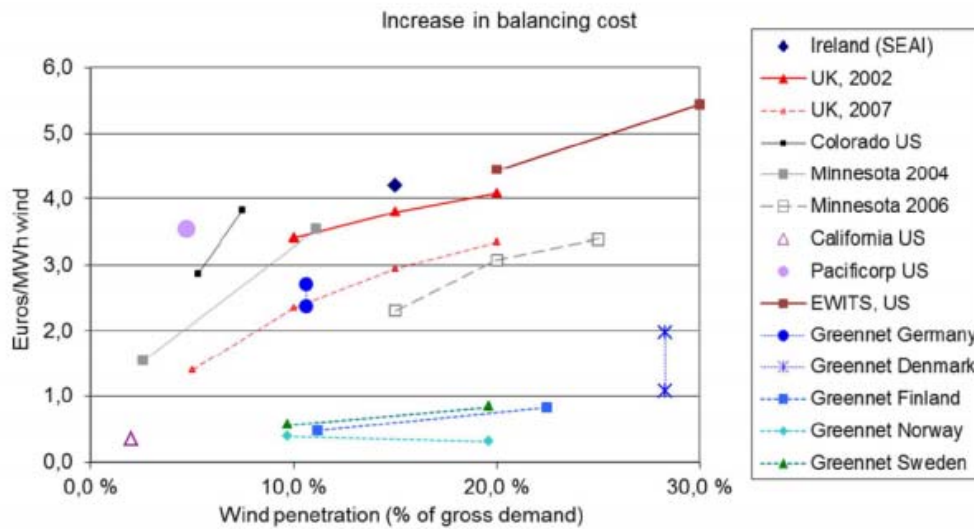
Op de APX marktplaats worden een dag vooruit, contracten afgesloten. Elk uur komt er een prijs tot stand. Per contract wordt de omvang, duur en termijn van de levering vastgelegd. In 2006 werd er 19,2 TWh verhandeld. Ook heeft de APX een intra-day markt waar per kwartier elektriciteit worden verhandeld tot 2 uur voor levering. Het volume is 103 GWh in 2006 in Nederland. De prijs van de sportmarkten lag in 2006 voor 90% lager dan 100 €/MWh.



Figuur 46 - Sportmarkten in 2006 volgens de APX markt [56]

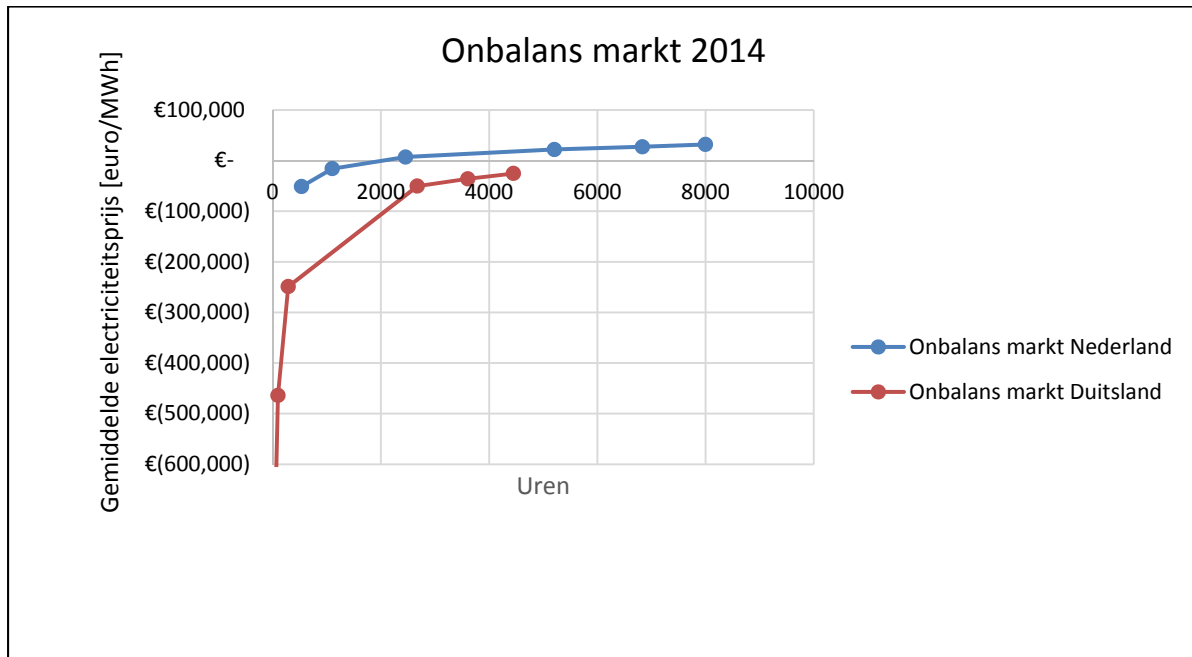
Voor het elektriciteitsnet is het van belang dat er voldoende regelvermogen beschikbaar is om continue de balans tussen vraag en aanbod in stand te houden. Het regelvermogen wordt voortdurend ingezet door middel van het opnemen en het leveren van vermogen. TU Delft heeft in het kader van IEA Task 25 een analyse uitgevoerd voor de extra balanceringskosten als gevolg van windenergie. De kosten staan weergegeven in Figuur 47. De kosten nemen toen met toenemende wind. Hierbij wordt opgemerkt, dat deze studie niet voor de Nederlandse situatie is uitgevoerd.





Figuur 47 – Balanceringskosten aan de hand van de hoeveelheid wind

Op de dag zelf ontstaat er een verschil tussen de werkelijke afname en opwekking en de voorspelde afname en opwekking. Het verschil wordt gecorrigeerd door middel van de onbalans markt. Deze onbalans wordt in Nederland beheerd door Tennet en in Duitsland door TenneT, 50Hertz, Amprion, Transnet BW. Met P2G plant wordt elektriciteit afgenomen. De prijsprikkels voor de afname van elektriciteit zijn geanalyseerd voor 2014 [57][58]. De resultaten zijn weergegeven in . De gemiddelde elektriciteitsprijs voor afname is uitgezet tegen het aantal uren per jaar. Zo was de gemiddelde elektriciteitsprijs in Nederland in 2014 21,64 €/MWh over een periode van 5.200 uur. In Duitsland zijn onbalans prijzen extremer door het hoge aandeel van energie uit zon en wind.



Figuur 48 - Gemiddelde onbalans elektriciteitsprijs versus het aantal uren per jaar

De opschaalbaarheid is vanuit het elektriciteitsnet in principe onbeperkt. Het maximale vermogen is afhankelijk aan welk spanningsnet de betreffende opwekker is aangesloten. In Tabel 32 wordt maximaal vermogen weergegeven afhankelijk van het spanningsnet.

Tabel 32 - Maximaal vermogen spanningsnetten [59]

Spanningsnet	Maximaal vermogen
Laag spanningsnet (1kV)	t/m 50 kW
Midden spanningsnet (1-20kV)	> 50 kW t/m 136 kW
Hoog/midden of tussen/midden ( $\geq 50 \rightarrow 20$ kV)	> 136 t/m 2.000 kW
Tussenspanning en hoogspanning (50 kV of hoger)	> 2.000 kW

Netwerkbeheerders zijn verantwoordelijk voor de kwaliteit van het elektriciteitsnet. De geleverde elektriciteit dient te voldoen aan minimale en maximale spanning met een zuivere sinus. Het netwerk mag niet overbelasten en dient de netwerkbeheerder het transport en administratieve verliezen te compenseren. (NEN-EN 50160). Met administratieve verliezen wordt energiediefstal bedoeld. Het transportverlies in Nederland bedraagt 4,38% van het getransporteerde vermogen [60]. P2G kan het netwerk ondersteunen tijdens een spanningsdip door stroom te leveren door middel van een brandstofcel of een gasmotor met generator.

Met spanningsdip wordt bedoeld dat er door kortsluiting of een te grote vraag een te lage spanning ontstaat wat leidt tot een black out. De spanningsdippen worden voorlopig nog niet als een probleem beschouwd voor het huidige net [61].

De netwerkbeheerders behoren tot de grootste gebruikers waardoor de inkopen prijs zeer laag is [62]. Het netwerk ondersteunen door het voorkomen van spanningsdippen kan veel schade voorkomen echter zijn de operationele uren minimaal waardoor deze markt voorlopig nog geen haalbare business case oplevert voor P2G.

P2G kan wel voorkomen dat tijdens piekvraag de P2G terug regelt zodat het netwerk niet overbelast raakt. Hierdoor worden investeringen in het elektriciteitsnet voorkomen.

### C.6 - Synthese gas in de chemische industrie

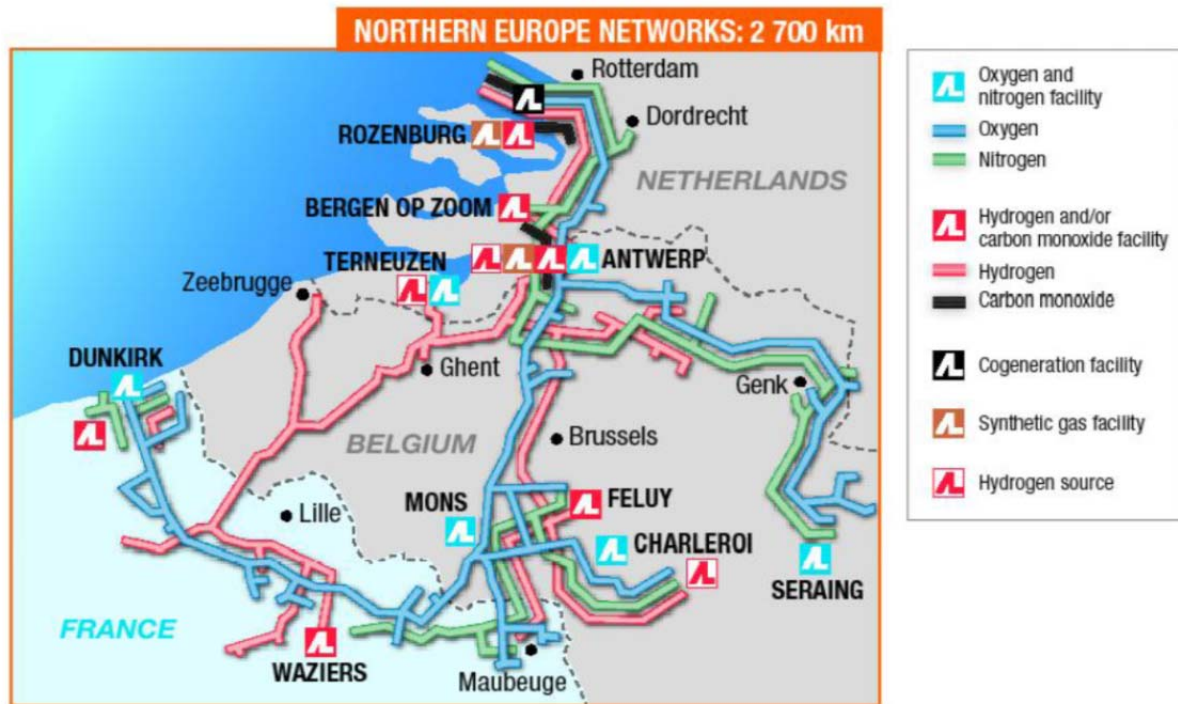
Het meest toegepaste proces van waterstof productie (>95%) is steam reforming [63]. Steam reforming gebeurt via een reactie op een membraam met katalytisch materiaal en wordt op zowel kleine als grote schaal toegepast [64]. Het huidige rendement is 60-80% [65]. De procestemperaturen zijn 700°C tot 850°C met een reactor druk van 3 bar tot 25 bar.

Het is een endothermische reactie waarbij methaan reageert met water ( $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO} + 3 \text{H}_2$ ). Om CO te verwijderen wordt een endotherm watergas scheidingsreactie toegepast ( $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2$ ). Een zuiverheid van 99,999% wordt behaald door middel van palladium membranen.

Volgens de gegevens van het CBS is in 2012 in totaal voor 390 miljoen euro exclusief BTW, accijns en verbruiksbelasting aan waterstof verkocht. Deze toelaatbare prijs komt overeen met een waterstofprijs van 0,5 €/kg [72]. Deze gemiddelde prijs is laag, omdat voor vele toepassingen waterstof als restproduct wordt doorverkocht. De productie van waterstof door middel van methaan steam reforming is voor middelgrote installaties aanzienlijk hoger 1,22 €/kg [66]. De toelaatbare prijs van waterstof varieert tussen de 0.5 - 1,22 €/kg.

De chemische industrie maakt in de regio's Rotterdam/Botlek/Pernis/Moerdijk en Bergen op Zoom/Roosendaal/Terneuzen gebruik van waterstofleidingen. In Rhoon is een waterstof tankstation op de waterstofleiding aangesloten. Waterstofleidingen zijn gemaakt van staal en hebben een druk van 10-25 bar met een diameter van 25-30 cm. Het transportverlies is de helft ten opzichte van elektriciteitsnetten (7,5-8%) [67]. Air Products beheert 50 km waterstofleiding in de regio Rotterdam en produceert waterstof. Kemira's is aangesloten op dit net en produceert 400 ton ammoniak per jaar. ExxonMobil gebruikt waterstof om de brandstof te ontdoen van sulfaat in de raffinaderij.

Air Liquide beheert en produceert waterstof. De waterstof infrastructuur is 187 km lang in de regio's Groot-Rijnmond, West-Noord Brabant en Zeeland [68][69]. Het netwerk van Air Liquide is weergegeven in Figuur 49. Het waterstofnet loopt van het noorden van Frankrijk via België tot in de Rotterdamse haven.



Figuur 49 - Ondergronds leidingnet van Air Liquide

De eigenaren van de waterstofleidingen beheren en produceren het waterstof. Om gebruik te maken van deze leidingen is het van belang de eigenaren te betrekken.

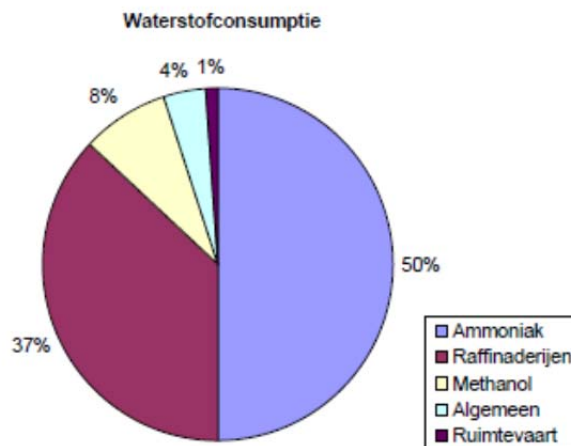
De bedrijven, die in Europa waterstofleidingen beheren, zijn weergegeven in Tabel 33.

Tabel 33 - Eigenaren waterstofleidingen in Europa

Eigenaar	Afstand in KM
Air Liquide	1.351
Air Products	57
Linde (BOC)	185
Others	18
Total	1.611

#### Synthesegas afnemers

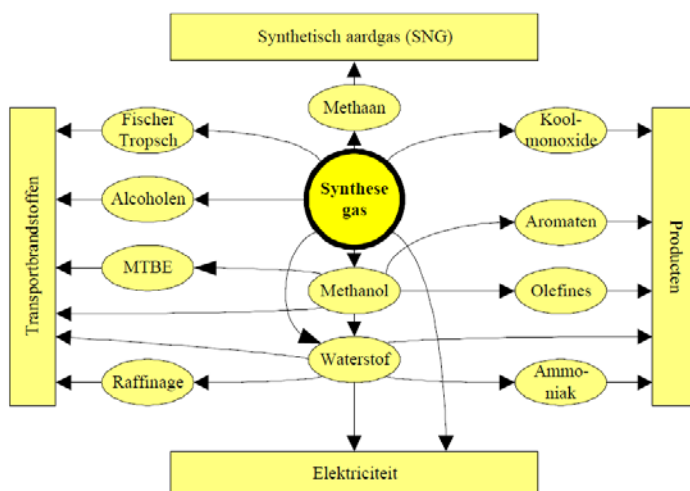
Synthesegas is een gasmengsel dat voornamelijk bestaat uit waterstof en koolmonoxide. Dit gas kan worden ingezet voor vele verschillende toepassingen, zoals weergegeven in Figuur 50. Synthesegas wordt voornamelijk gebruikt voor de productie van ammoniak en raffinaderijen.



Figuur 50 - Waterstof consumptie wereldwijd [124]

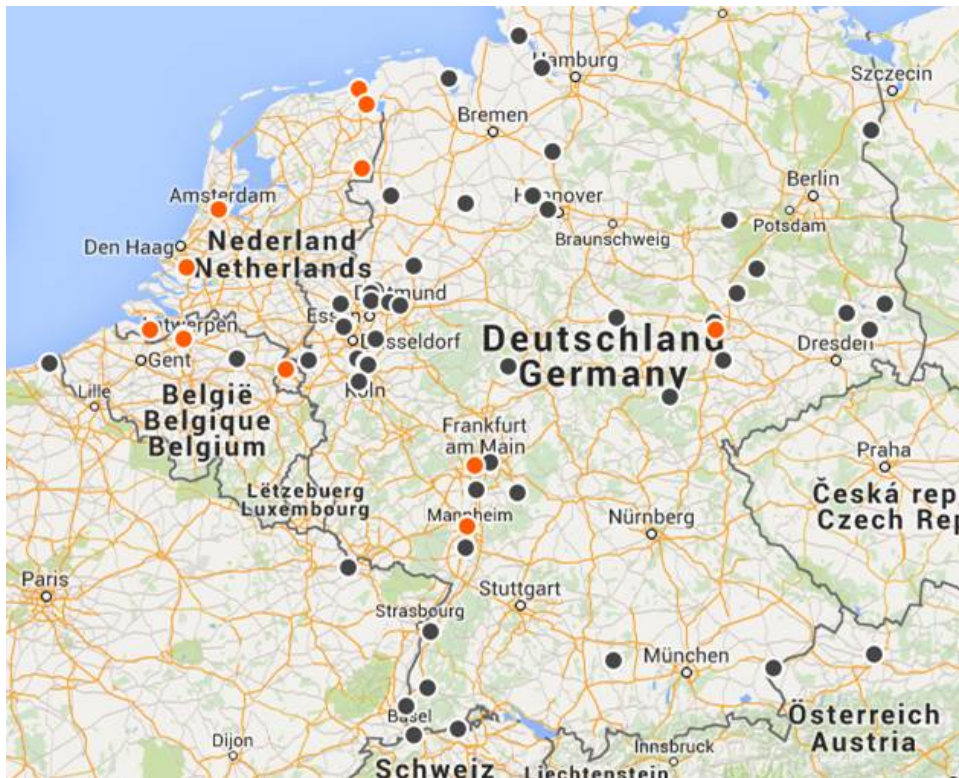
In raffinaderijen wordt H<sub>2</sub> toegepast om productiestromen tot ontzwavelen en te stabiliseren. Ook wordt H<sub>2</sub> toegepast voor de conversie van zware aardoliefracties. Uit ammoniak wordt voor 85% kunstmest geproduceerd [70]. Stikstof wordt via een katalytisch proces gebonden aan waterstof waardoor er ammoniak ontstaat. Circa driekwart van het methanol productie wordt gebruikt door de chemische industrie. Ongeveer 40% van de methanolproductie is grondstof voor de productie van formaldehyde azijnzuur. Andere producten zijn harsen, kleefstoffen, verf, inkt etc. Via een koper zink katalysator wordt CO en H met elkaar gebonden tot methanol. Ook wordt waterstof toegepast in het Fischer-Tropsch proces voor de conversie van synthese gas naar lange koolwaterstof verbindingen. De lange koolwaterstoffen worden gebruikt als transportbrandstof. Het proces vindt plaats door via een ijzer of kobalt katalysator H<sub>2</sub> en CO te binden. Door dit proces te herhalen worden lange koolwaterstoffen gevormd.

Andere toepassing is de productie van elektriciteit. In Nederland is momenteel alleen de 127 MWe STEG centrale operationeel van Shell in Pernis. De synthese gas is verkregen uit zware oliefracties. Een overzicht van de toepassingen van synthese gas zijn weergegeven in Figuur 51.



Figuur 51 - Toepassingen van synthese gas [70]

De chemie clusters in Nederland, Duitsland en België zijn weergegeven in Figuur 52.



Figuur 52 - Chemische clusters in Nederland, Duitsland en België [71]

In het Rijn-Ruhr gebied heeft Air Liquide 240 kilometer aan waterstofleidingen aangelegd. Ook in de Rijn gebied is verbinding gelegd tussen Noordwest Duitsland en Nederland. De opschaalbaarheid is afhankelijk van de bestaande synthesegas infrastructuur en de chemieparken. Er zijn 5 chemiecluster in Nederland. De clusters die gebruik maken van synthesegas zijn de regio's Rotterdam/Botlek/Pernis/Moerdijk en Bergen op Zoom/Roosendaal/Terneuzen, en Delfzijl/Eemshaven. Rotterdam/Botlek/Pernis/Moerdijk en Bergen op Zoom/Roosendaal/Terneuzen is een synthesegas infrastructuur aanwezig. In 2012 was het waterstofverbruik door de chemische industrie 2.496 miljoen kg in Nederland [72].

De schaalgrootte van synthesegas productie varieert van 12-400 MWth voor raffinaderijen en kan oplopen tot 6.000 MWth voor Fischer-Tropsch synthese [70]

## Bijlage D – Kansen waterstof invoeden aardgasnet

Nieuw beleid is nodig om waterstofinjectie op het aardgasnet financieel interessant te maken. Het injecteren van waterstof op het aardgasnet dient per geval beoordeeld te worden. De aspecten die in acht genomen dienen te worden zijn [73]:

- Gasturbines en brandstofmotoren met een lage wobbe index zijn gevoelig voor een hoge waterstof percentages. Er zijn gasturbines op de markt die operationeel zijn met meer dan 50% waterstof.
- De wobbe index en methaan nummer mogen niet de limieten van de netwerkveiligheidsmarge overschrijden.
- Het injecteren van waterstof dient gecontroleerd te zijn (<2% per min).
- Waterstof diffusie is afhankelijk van de gebruikte afdichtingen en leiding materialen [74].

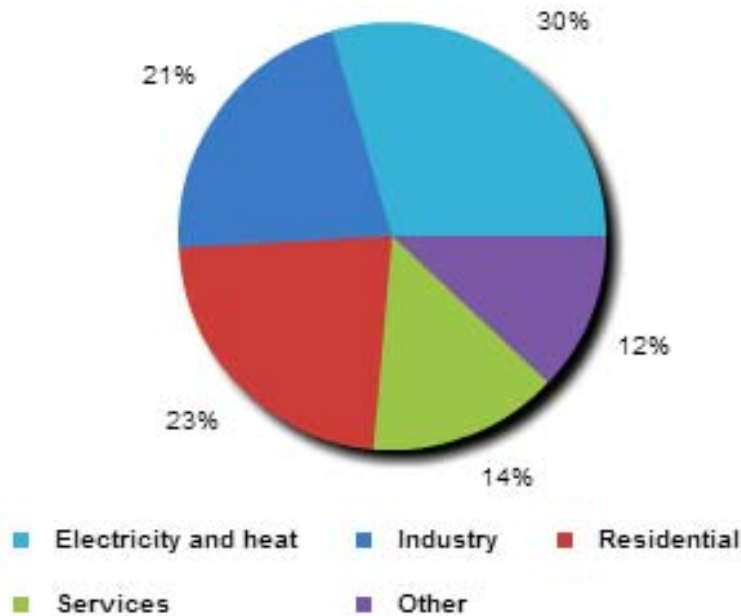
Gastec heeft de consequenties geïnventariseerd van hogere percentages invoeding van waterstof op het aardgasnet in Nederland [67]. Ten eerste zal de capaciteit afnemen aangezien waterstof 2,8 lagere dichtheid heeft dan aardgas. Hierdoor dienen de compressoren te worden uitgebreid. Het aanpassen van de compressoren is goedkoper dan leidingen vervangen. Eventueel kan er ook extra buteen worden toegevoegd aan het aardgas om de energiedichtheid te behouden.

Uit onderzoek is gebleken dat apparaten vanaf 1998 geen problemen ondervinden bij 17% waterstof. Vanaf 25% waterstof kan er terugslag optreden waardoor de branders dienen te worden aangepast. Voor ongeveer 5% van de huishoudelijke toepassingen zijn aanpassingen noodzakelijk bij 17% waterstof.

Gasturbines en gasmotoren zijn echter zeer gevoelig voor waterstof. Gasturbines en gasmotoren worden namelijk geoptimaliseerd voor een bepaalde gassamenstelling. Een variatie van 2% tot 25% waterstof kan problemen opleveren. Een constant waterstof percentage is wel toepasbaar. Er zijn Dual fuel gasturbines op de markt die van synthese gas overschakelen naar aardgas wanneer er geen synthese gas beschikbaar is. De gasmotoren zijn gevoelig voor de Wobbe index. De wobbe index verandert aanzienlijk vanaf 3% en levert bij 12% waterstof problemen op voor de gasmotoren. De kosten voor het aanpassen van gasmotoren voor een hogere waterstof percentage wordt geschat op \$ 6.900 per motor. Een studie voor de Deense infrastructuur concludeerde dat bij een waterstofpercentage van meer dan 2% problemen oplevert voor gasmotoren[75].

Gasturbines zijn in het algemeen aangesloten op een aardgasnet van 10 bar of hoger en gasmotoren op een aardgasnet van 8 bar. Ongeveer een vijfde van het aardgasgebruik wordt geconsumeerd voor elektriciteitsproductie.

## Consumption by Sector 2012



Figuur 53 - Aardgasverbruik in Nederland 2012

Diffusie van waterstof is afhankelijk van materialen van de leidingen. In zijn de soorten materialen weergegeven in Nederland. Aan de hand van deze gegevens heeft Gastec berekend dat bij 17% waterstof toevoer maar 0,0005% van het waterstof weglekt. Dit is verwaarloosbaar. Ook verwacht Gastec geen consequenties voor gasmeters in Nederland.

De gaschromatografen meten de energie-inhoud. Er zijn 33 gaschromatografen voor meting van de gassamenstelling op het hoofdnet in Nederland. Deze dienen aangepast te worden. De kosten worden geschat op \$ 15.000 per chromograaf. De Deense aardgasinfrastructuur toont geen problemen bij 10% waterstof volume [67].

Tabel 34 - Materialen aardgasleidingen in Nederland

Steel	Ductile Cast Iron	Grey Cast Iron	Asbestos	U PVC (unplastized)	PVC Ductile	PE	Total
19.000	3.200	5.100	1.500	16.500	45.000	15.000	105.300
18 %	3%	5%	1%	16%	43%	14%	100%



Waterstof toevoegen aan het aardgasnet kan in principe tot 17% onder de volgende voorwaarden:

- Gasturbines en gasmotoren zijn door de brandstofoptimalisatie gevoelig voor waterstof. Hierdoor zijn aanpassingen noodzakelijk. Geen van de turbines en gasmotoren kunnen waterstof variatie aan. Een betere oplossing is om de gasturbines en gasmotoren te vermijden.
- De aardgasleidingen dienen bij 17% waterstof minimaal 6% over-gedimensioneerd te zijn aangezien waterstof een lagere dichtheid heeft.
- De gaschromatografen dienen aangepast te worden om de correcte energie-inhoud weer te geven.
- Ongeveer 5% van de oude huishoudelijke apparaten dienen aangepast te worden.

## Bijlage E - Argumenten multicriteria-analyse

	Groen gas chemisch vergister	Groen gas chemisch vergasser
<b>Praktijkervaring</b>	Momenteel zijn er drie demonstratieplants met het Sabatier proces operationeel.	Momenteel zijn er geen projecten bij ons bekend waarbij gebruik wordt gemaakt van de vergasser.
<b>Organisatie</b>	De organisatie bestaat uit de netwerkbeheerder, de eigenaar van de P2G plant, boer met vergister/vergasser of waterzuiveringsinstallatie.	Bio-coal vergassers zijn nog volop in ontwikkeling wat de organisatie complex maakt.
<b>Afzetmarkt</b>	Het aardgasverbruik is hoog in Nederland en daarom onbeperkt.	Het aardgasverbruik is hoog in Nederland en daarom onbeperkt.
<b>Opschaalbaarheid</b>	De opschaalbaarheid in Nederland is onbeperkt. Per locatie is de afzetmarkt verschillend. Indien het groene gas op een lage druk net wordt geïnjecteerd met een beperkte afname in de zomer zal de productie gelimiteerd zijn.	De opschaalbaarheid in Nederland is onbeperkt. Per locatie is de afzetmarkt verschillend. Indien het groene gas op een lage druk net wordt geïnjecteerd met een beperkte afname in de zomer zal de productie gelimiteerd zijn.
<b>Wet/regelgeving</b>	Het groen gas voldoet aan de huidige gaswet.	Het groen gas voldoet aan de huidige gaswet.
<b>Subsidies</b>	SDE+ en TKI subsidie.	SDE+ en TKI subsidie.
<b>Toelaatbare prijs</b>	1,06-1,92 €/kg.	1,06-1,92 €/kg.
<b>Procestappen</b>	Door de reinigingstechnieken en de vele procestappen worden hoge kosten verwacht. Het Sabatier proces is gevoelig voor zuurstof en H <sub>2</sub> S waardoor reinigingstechnieken noodzakelijk zijn. De gasleiding dient als opslag.	Door de reinigingstechnieken en de vele procestappen worden hoge kosten verwacht. Het methaniseren is gevoelig voor zuurstof en H <sub>2</sub> S waardoor reinigingstechnieken noodzakelijk zijn. De gasleiding dient als opslag. Doordat de vergassers nog in ontwikkeling zijn zal de kostprijs hoog zijn. De gasleiding dient als opslag.

	Groen gas biologisch vergister	Waterstof op het aardgasnet
<b>Praktijkervaring</b>	Momenteel is er één biologische opwaardeerstation operationeel.	In Duitsland zijn 3 demonstratieplants operationeel waarbij waterstof wordt gemengd met het aardgas tot een volume van 5%.
<b>Organisatie</b>	De organisatie bestaat uit de netwerkbeheerder, de eigenaar van de P2G plant, boer met vergister of waterzuiveringsinstallatie. De lage capaciteit kan de organisatie als relatief eenvoudig worden beschouwd.	De organisatie bestaat alleen uit de netwerkbeheerder en de eigenaar/beheerder van de P2G plant.
<b>Afzetmarkt</b>	Het aardgas verbruik is hoog in Nederland en daarom onbeperkt	Ongeveer 30% van het aardgas wordt elektriciteit opgewerkt. Waterstof kan problemen opleveren voor gasmotoren en gasturbines en kan beter worden vermeden

<b>Opschaalbaarheid</b>	De opschaalbaarheid in Nederland is onbeperkt. Per locatie is de afzetmarkt verschillend. Indien het groen gas op een lage druk net wordt geïnjecteerd met een beperkte afname in de zomer zal de productie gelimiteerd zijn.	Waterstof injecteren op het aardgasnet dient per locatie te worden beoordeeld. Hierbij is het van belang dat er geen gasturbines en gasmotoren zijn aangesloten indien het waterstof percentage varieert. De afzetmarkt is per regio afhankelijk.
<b>Wet/regelgeving</b>	Een belangrijke kanttekening is dat van de demonstraties projecten er nog te veel CO <sub>2</sub> aanwezig is om aan de wet- en regelgeving te doen. Een versoepeling van het toegestane CO <sub>2</sub> -gehalte kan deze belemmering voorkomen. Een recent laboratoriumonderzoek toont aan dat een CO <sub>2</sub> -gehalte van maximaal 5% haalbaar is wat overeen komt aan de wet- en regelgeving voor regionale netten.	De grootste bottleneck is de wet- en regelgeving omtrent toelating van waterstof op het aardgasnet. Deze is momenteel 0,02%. Uit onderzoek van Gascor is geconcludeerd dat waterstof percentage 17% mogelijk is. Circa 5% van de huishoudelijke toepassingen dient aangepast te worden. De Gasmotoren en gasturbines kunnen niet omgaan met waterstof variatie. In iedere geval dienen motoren en gasturbines aangepast te worden.
<b>Subsidies</b>	SDE+ subsidie en TKI subsidie	Alleen TKI subsidie
<b>Toelaatbare prijs</b>	1,06-1,92 €/kg.	1,06-1,92 €/kg.
<b>Processtappen</b>	De aantal processtappen is lager dan chemische vergisten. In de vergister wordt extra waterstof toegevoerd waardoor de aanwezige bacteriën de aanwezige CO <sub>2</sub> omzet in methaan. Het biogas hoeft niet gereinigd te worden. In de waterzuiveringsinstallaties wordt optimaal gebruik gemaakt van de reststromen. De P2G plant onder optimale condities bespaart een opwerking station die biogas opwerkt naar groen gas. De verwachte kostprijs is laag. De gasleiding dient als opslag.	De aantal processtappen is beperkt doordat waterstof rechtstreeks wordt ingevoegd op het. Momenteel is dit het meeste simpele principe ten opzichte van de andere technieken. Tevens dient het aardgasnet als opslag.

	<b>Synthesegas</b>	<b>Waterstof op het aardgasnet</b>
<b>Ervaring uit de praktijk</b>	Momenteel zijn er wereldwijd geen projecten bij ons bekend waarbij P2G wordt gecombineerd met biomassa-vergassing.	Momenteel zijn er geen projecten bekend waarbij het waterstof via elektrolyse wordt gebruikt voor de chemische industrie.
<b>Organisatie</b>	Bio-coal vergassers zijn nog volop in ontwikkeling wat de organisatie complex maakt.	Bedrijven zoals Air liquide en Linde, Air products produceren zelf waterstof via methaan steam reforming en hebben eigen waterstof infrastructuur. Wanneer één van deze bedrijven bereid is te investeren kan de organisatie klein zijn.
<b>Afzetmarkt</b>	Het verbruik van waterstof door de chemische industrie is jaarlijks 2.496 miljoen kg.	Het verbruik van waterstof door de chemische industrie is jaarlijks 2.496 miljoen kg.
<b>Opschaalbaarheid</b>	Afzetmarkt is afhankelijk van de bestaande waterstof infrastructuur en de chemische bedrijven.	Afzetmarkt is afhankelijk van de bestaande waterstof infrastructuur en de chemische bedrijven.
<b>Wet/regelgeving</b>	Het waterstof voldoet aan de wet/regelgeving.	Het waterstof voldoet aan de wet/regelgeving
<b>Subsidies</b>	Alleen TKI subsidie.	Alleen TKI subsidie.
<b>Toelaatbare prijs</b>	0,5 – 1,2 €/kg.	1,06 – 1,92 €/kg.

<b>Processtappen</b>	Waterstof wordt rechtstreeks toegevoegd aan het synthese gas waardoor de aantal processtappen eenvoudig zijn. Indien synthesegas infrastructuur aangelegd dient te worden zijn de kosten hoog.	Alleen P2G centrale met eventueel een compressor dient aangeschaft te worden waardoor de aantal processtappen beperkt zijn.
----------------------	--	---

	<b>Waterstof tankstations</b>	<b>Elektriciteit</b>
<b>Praktijkervaring</b>	In Japan, Duitsland en Amerika zijn tal van waterstof tankstations gebouwd. Een deel daarvan bevat een P2G unit.	Vier demonstraties plants zijn in Europa operationeel.
<b>Organisatie</b>	De organisatie is eenvoudig. De overheid/EU spelen een belangrijke rol.	De organisatie bestaat uit de netwerkbeheerder, en een beheerder van P2G, opslag en WKK/brandstofcel
<b>Afzetmarkt</b>	De eerste 10 jaar speelt de verspreiding van waterstof tankstations in Nederland een belangrijke rol. De opschaalbaarheid is vergelijkbaar met de aantal traditionele tankstations in Nederland. Momenteel rijden er alleen twee Hyundai waterstof auto's rond en een aantal bussen. De aanschafwaarde van brandstof auto's is een factor 2-3 hoger ten opzichte van brandstof auto's. Door massaproductie wordt verwacht dat de door waterstof gedreven auto's prijzen in 2020 vergelijkbaar zijn met de huidige auto's. De afzet markt zal de komende 10 jaar nog beperkt blijven maar zal in de toekomst een belangrijke rol spelen. In Duitsland wordt gebruik gemaakt van hybride tankstations om de overige waterstof te injecteren op het aardgasnet of via een WKK om te zetten in elektriciteit.	De afzetmarkt is onbeperkt omdat de stroom terug geleverd kan worden naar de hoogspanningsnetten.
<b>Opschaalbaarheid</b>	De opschaalbaarheid is onbeperkt.	Alleen specifieke regionale netten kunnen te weinig capaciteit bevatten. Door de P2G aan te sluiten op midden- of hoogspanningsnet is de opschaalbaarheid onbeperkt
<b>Wet/regelgeving</b>	Waterstof tankstations voldoen aan de huidige wet/regelgeving.	De opgewerkte elektriciteit voldoet aan de wet/regelgeving.
<b>Subsidies</b>	Vanuit de EU wordt via het HIT-TenT Project de aanleg van waterstof tankstations gestimuleerd om een waterstofnetwerk te vormen tussen Ghotenburg en Rotterdam [ ]. De subsidie bedraagt 50% van de investering.	Het projecten komen in aanmerking voor SDE en TKI subsidies
<b>Toelaatbare prijs</b>	4,5-5,5 €/kg.	1,54-3,02 €/kg.

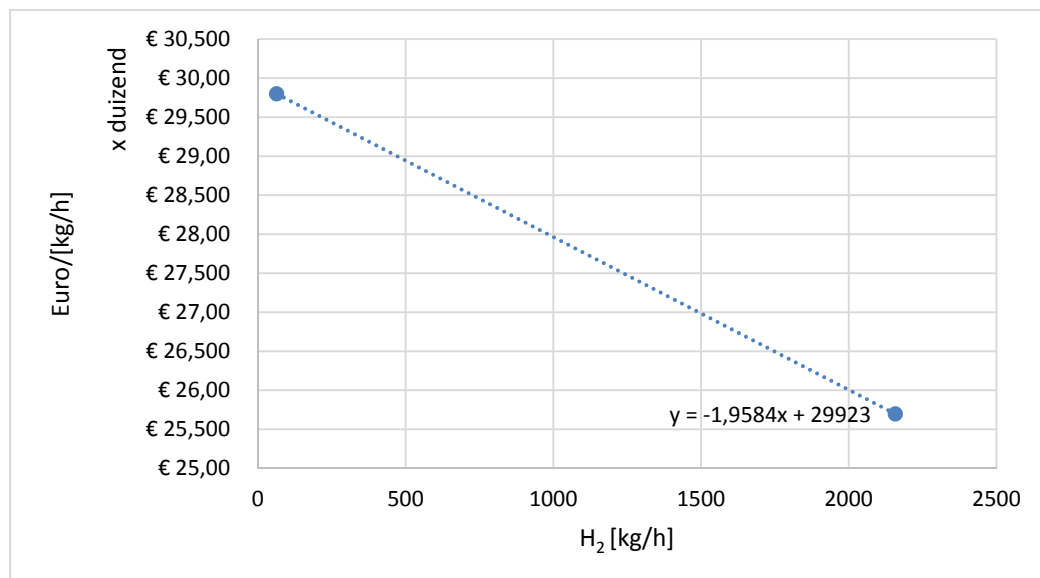
<b>Procestappen</b>	De tankstations bevatten compressoren om hoge drukken te bereiken. Op snel waterstof te laden wordt waterstof onder hogedruk opgeslagen. De hogere afzet prijs biedt kansen. De huidige waterstof tankstations verdienen zich nog niet terug door de beperkte afzet. Door meerdere tankstations te voorzien van waterstof door middel van één P2G vrachtwagen kan op de beperkte termijn kansen bieden. Een andere mogelijkheid is een deel van de geproduceerde waterstof te voeden op het aardgasnet of op te werken tot groen gas waardoor de afzet toeneemt. Tevens is opslag noodzakelijk.	Om elektriciteit op te wekken op een later moment is opslag en een gasmotor/brandstof of gasturbine benodigd. De kostprijs van waterstof is door de vele procestappen hoog.
---------------------	---	---

## Bijlage F – Uitgangspunten voor business case berekeningen

In dit hoofdstuk worden voor de deelsystemen P2G, compressie en waterstof opslag en dispensers de uitgangspunten voor de berekening van de massa- en energiebalansen en voor de business case berekeningen weergegeven.

### P2G

De alkaline stacks zijn momenteel de goedkoopste op de markt en worden op grote schaal toegepast. Om de business cases door te rekenen is gekozen voor alkaline technologie. De prijzen van SBC energie instituut zijn aangehouden waarbij de output druk 1 bar is. Voor 2,5 MW centrales is de prijs 850 \$/kWch en 733 \$/kWch voor een 85 MW. Schalings-effecten hebben geen significante invloed op de P2G technieken doordat de capaciteit voor een groot deel wordt bepaald door het aantal stacks. Voor alkaline is uitgegaan van een lineair verband tussen de specifieke investering en de productie capaciteit. Deze relatie is weergegeven in Figuur 54.



Figuur 54 - Alkaline stacks

Energy Gov heeft een opsplitsing gemaakt van de kosten van PEM P2G unit. De grootste post vormen de stacks waardoor de splitsing van waterstof en zuurstof plaats vindt.

Tabel 35 - Kostenopbouw PEM P2G plant

<b>Stacks</b>	<b>47%</b>
Waterstofgas Management System-Cathode systeem kant	9%
Zuurstof Gas Management System-Anode systeem kant	3%
Water Reactant Management Systeem	5%
Thermal Management Systeem	5%
Power Electronics	21%
Controls & Sensors	2%
Mechanische Balance of Plant	5%
Overige	1%
Assemblage	2%

### Massa- en energiebalans

Het water wordt gesplitst door middel van elektrolyse wat leidt tot de volgende reactie  $2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2$  oftewel 1 kg water levert 0,111 kg waterstof en 0,889 kg zuurstof.

Het rendement van alkaline stacks is afhankelijk van de druk en temperatuur. Hoge druk en temperatuur leiden tot hoge energiedichtheden en rendementen, mits de restwarmte efficiënt wordt ingezet.

Voor alkaline stack is een rendement van 65% aangehouden. Een stack van  $1\text{MW}_e$  input heeft een warmteverlies van  $350\text{ kWh}_{\text{th}}$  en  $650\text{ kWh}_{\text{ch}}$  aan waterstof energie. Met een calorische waarde van  $39,39\text{ kWh/kg}$  komt  $650\text{ kWh}_{\text{ch}}$  overeen met  $16,5\text{ kg/h}$  aan waterstof.

### Overige parameters

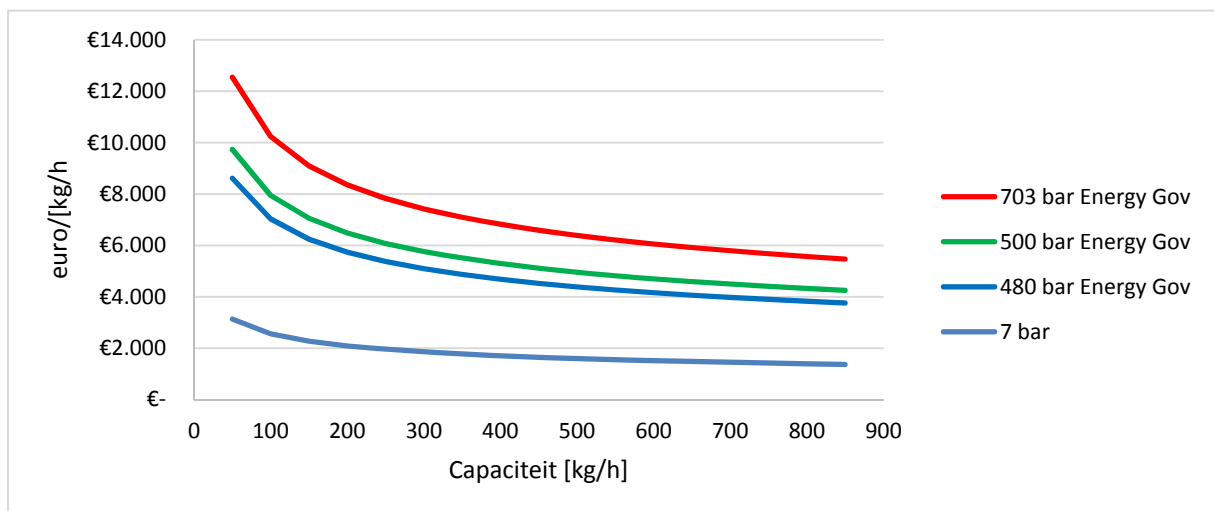
De maximale levensduur van alkaline P2G stacks is 20 jaar. Voor de afschrijving is 12 jaar aangehouden met als jaarlijkse onderhoudskosten 4,5%.

### Compressoren

Compressoren zijn van belang om het waterstof op druk te brengen.

### Investing

De CAPEX van de compressoren is afhankelijk van de capaciteit en de druk opbouw. Aan de hand van gegevens van EnergyGov is een schatting gemaakt van de kosten [76]. De kosten zijn weergegeven in de onderstaande figuur. De opschaling van de compressoren is gebaseerd op de methode van NREL [76].



Figuur 55 – Compressor prijzen

### Massa- en energiebalans

Het energieverbruik is afhankelijk van de drukopbouw en massastroom. Het energieverbruik is bepaald aan de hand van isothermisch compressor formule [77]:

$$P_{\text{isothermisch}} = P_1 \times V_1 \times \ln(P_2/P_1) / \text{rendement}$$

$P_1$ : De lage druk in Pa

$P_2$ : Opgebouwde druk in Pa

$V_1$ : De dichtheid is  $11,11\text{ m}^3/\text{kg}$  bij 1 bar

Rendement: Als rendement is 0,6 aangehouden

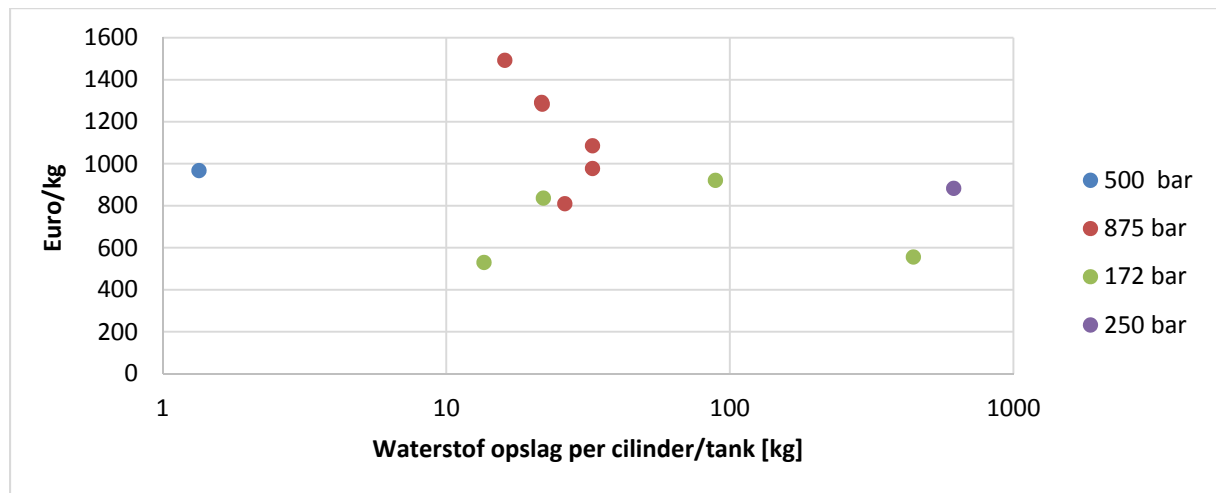
Circa 40% van de elektriciteit input wordt aan warmte afgevoerd.

*Overige parameters*

Het waterstof verlies is circa 0,5%. Voor de levensduur is 10 jaar aangehouden en 4% per jaar voor onderhoudskosten.

*Energieopslag*

Om de compressoren continue te laten draaien wordt waterstof op hoge druk opgeslagen voor toepassing bij tankstations. In de onderstaande figuur zijn de kostprijzen verzameld van 14,5-29 ft<sup>3</sup> vaten.



Figuur 56 - Kosten voor opslag waterstof

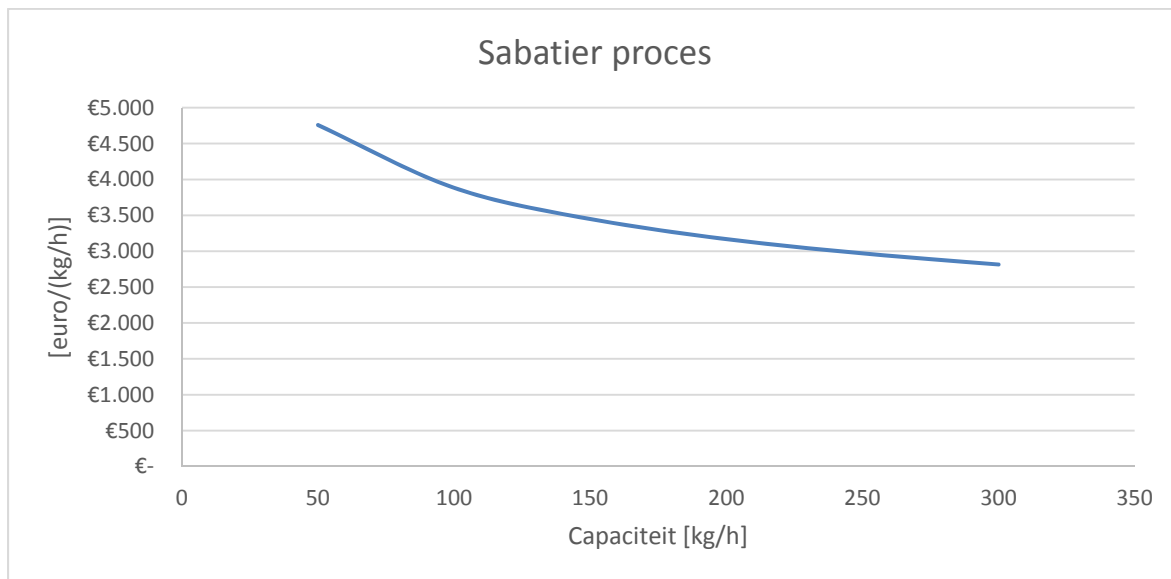
*Dispensers*

Het tankstation heeft zogenaamde dispensers om de auto's en bussen van waterstof te voorzien. Tijdens het vullen wordt waterstof in de dispensers gekoeld tot -40 °C om snel vullen tot 2 kg/min mogelijk te maken. De prijs van koeling is via de data van Energy Gov geschat op € 200.000. Twee dispensers kosten totaal € 168.000.

*Sabatier proces*

Met het Sabatier proces wordt methaan (CH<sub>4</sub>) gevormd door CO<sub>2</sub> en H<sub>2</sub> te binden. De reactie is exotherm waardoor een hoeveelheid warmte vrij komt (165 kJ/mol). De investering van het Sabatier proces is gebaseerd op een studie van Energy Gov [7]. Het opschalen van de investering is gebaseerd op de methode van NREL [76].

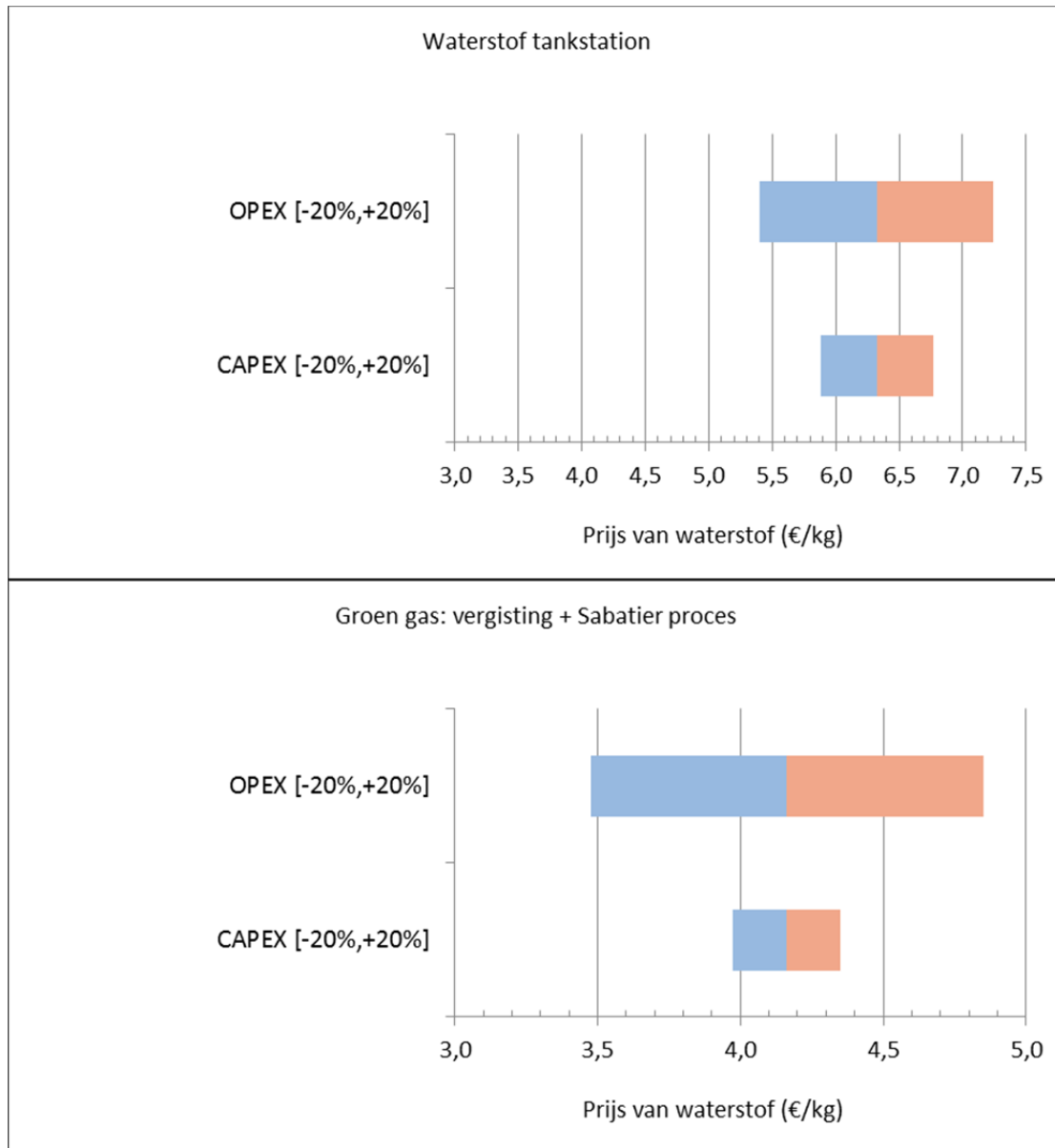


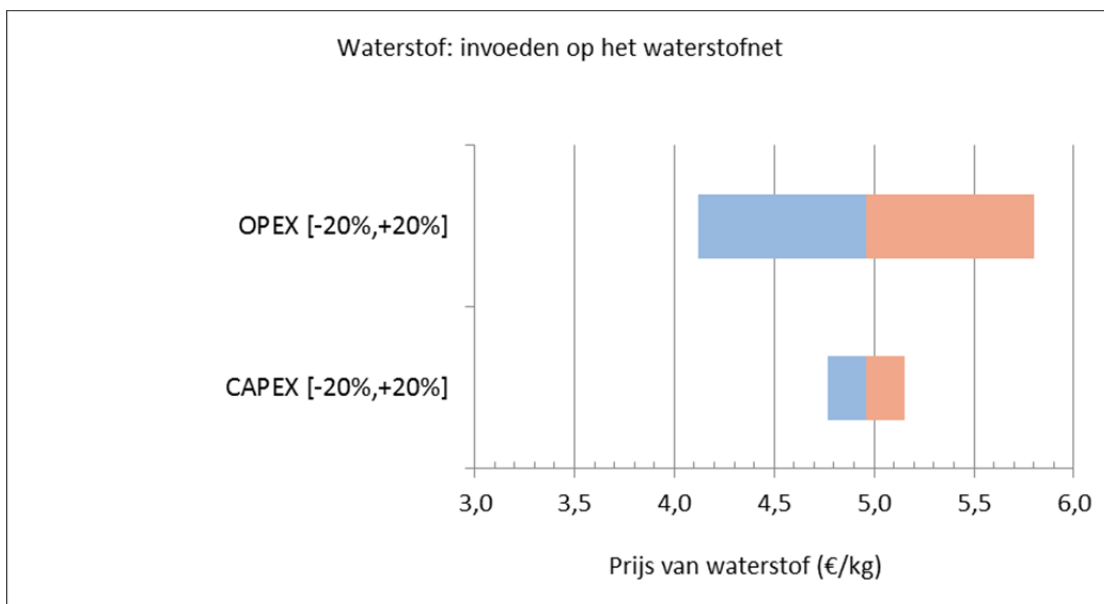
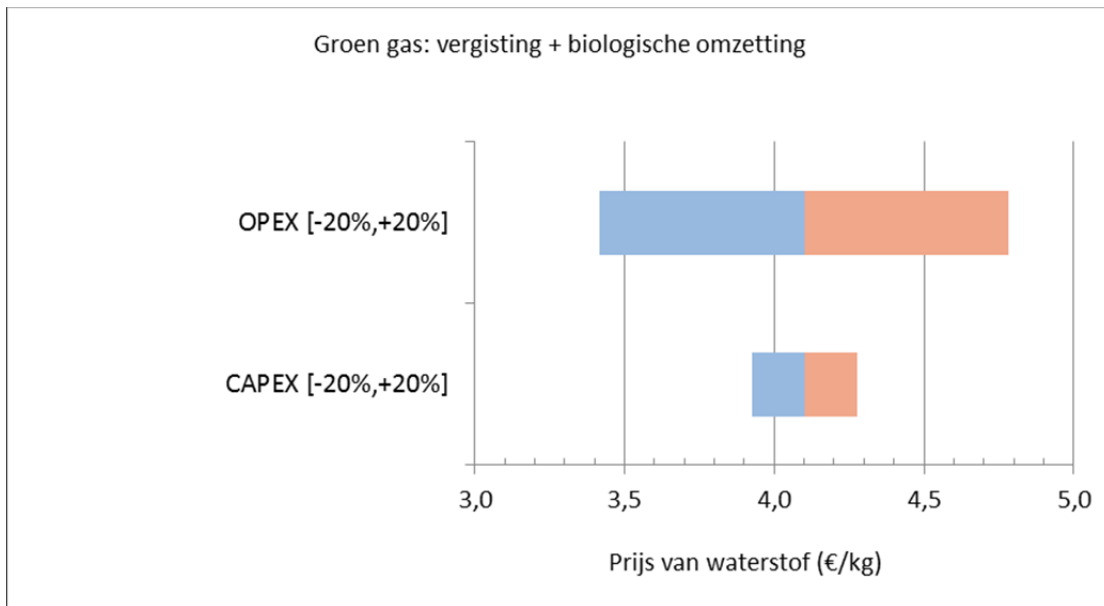


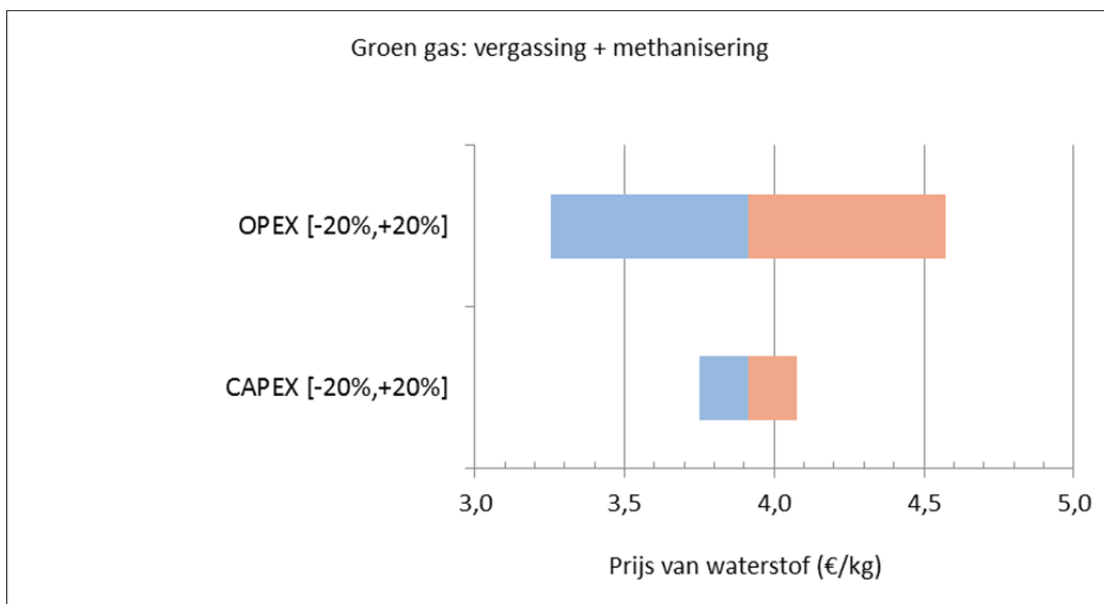
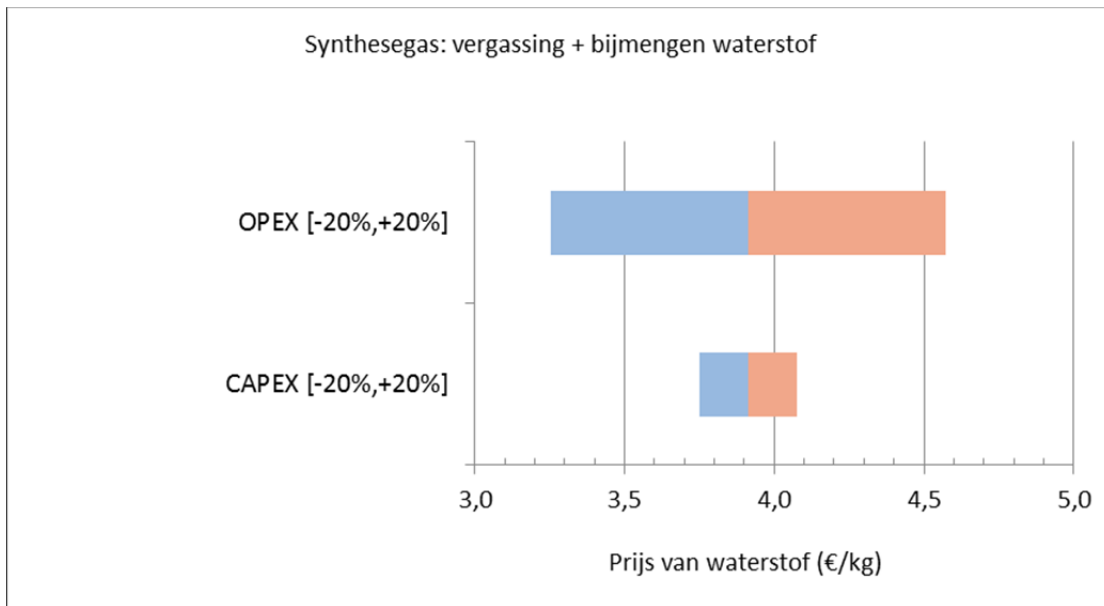
#### *H<sub>2</sub>S verwijderen*

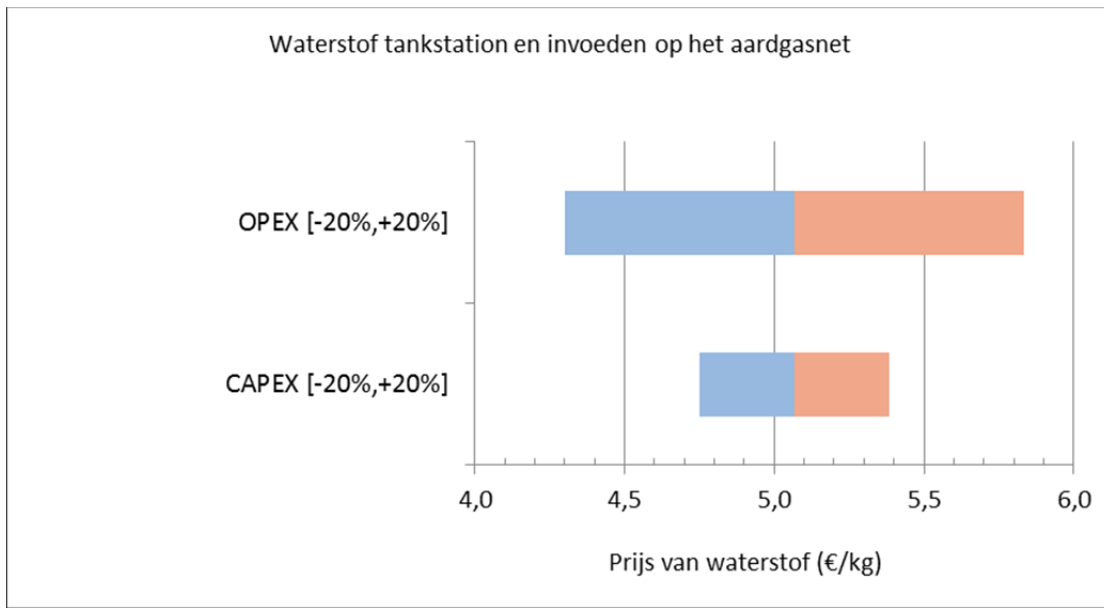
Het Sabatier proces is gebaseerd op een katalysator. De katalysator is uitermate gevoelig voor H<sub>2</sub>S. Er zijn diverse technieken op de markt om H<sub>2</sub>S te verwijderen uit biogas. Voor de business case groen gas chemisch vergister is gekozen om H<sub>2</sub>S te laten reageren met koolstof. De CAPEX en OPEX is bepaald aan de hand van een thesis van S. McKinsey Zicari [78].

### Bijlage G - Gevoeligheid CAPEX en OPEX op business case-analyse





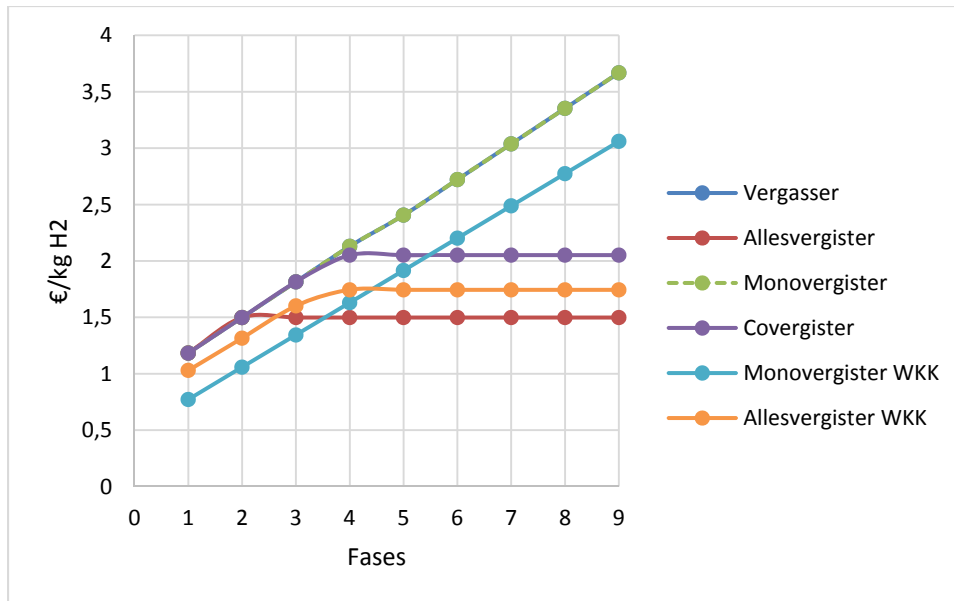




Figuur 57 - Tornadodiagram bij -20% en +20% CAPEX en OPEX

## Bijlage H - Exploitatiesubsidie

De SDE+ subsidie is een exploitatie subsidie voor het opwekken van duurzame energie. De termijn van indienen is in 2015 verdeeld in 9 fases met een toenemend SDE+ basisbedrag. In Figuur 58 is de SDE+ subsidie voor een aantal categorieën op basis van de energie inhoud van waterstof omgerekend naar €/kg H<sub>2</sub>. De SDE+ subsidie varieert tussen de 1,18-3,67 €/kg wanneer waterstof wordt toegepast als groen gas.



Figuur 58 - SDE+ vertaald naar kg H<sub>2</sub>

## Bijlage I - Intermittency van duurzame opwek

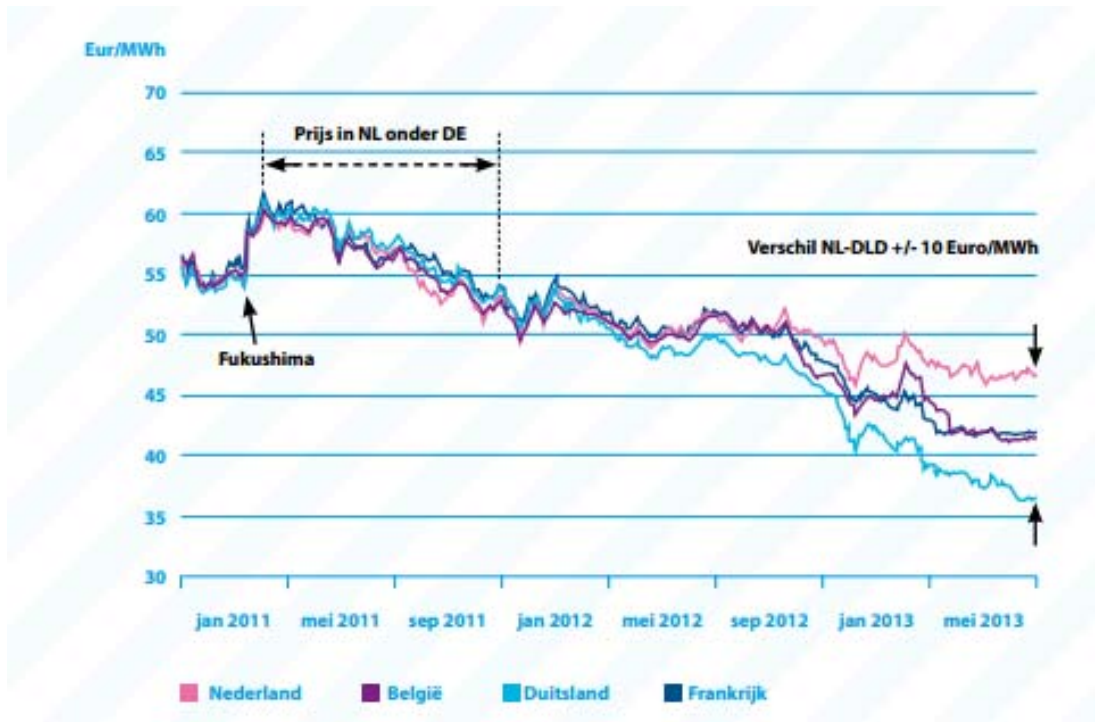
Met de toenemende energieproductie uit wind en zon is vaak de veronderstelling, dat de toename van onbalans zal leiden tot reductie van de elektriciteitsprijs, wat ten goede zal komen voor de haalbaarheid van P2G projecten.

De elektriciteitsprijs wordt beïnvloed door het groeiende aandeel van wind en zon. De verminderde opbrengsten door hernieuwbare elektriciteit worden profielkosten genoemd. Het waarde-effect is het effect van wind en zon in Duitsland op de prijs ten opzichte van de gemiddelde elektriciteitsprijs. Lion Hirth heeft de profielkosten in kaart gebracht voor Duitsland [79]. ECN heeft de resultaten vertaald voor Nederland in 2020 en 2030 [80]. Hierbij is ECN er vanuit gegaan dat het windaandeel maximaal 24% bedraagt in 2020, en 34% van de totale elektriciteitsvraag en Zon PV 2% bedraagt in 2020 en 9% in 2030. In het 4<sup>de</sup> kwartaal van 2013 was de elektriciteitsproductie van wind nog 5,93% van het totale elektriciteitsverbruik. In 2012 was elektriciteitsproductie van zon 0,32% van het totale verbruik [81]. De waarde factoren zijn weergegeven in de onderstaande tabel. In 2030 wordt voor wind een elektriciteitsprijsvermindering van 26-40% en voor PV panelen 8-35% verwacht. Dit is het verlies voor de elektriciteitsopwekking van wind en zon.

Tabel 36 - Waardefactor onbalans

	Waardefactor:			
	Laag 2020	Hoog 2020	Laag 2030	Hoog 2030
PV-Hoog	0.96	1.25	0.65	0.90
PV-Laag	1.00	1.30	0.92	1.20
Wind-Hoog	0.65	0.85	0.60	0.80
Wind-Laag	0.75	0.95	0.74	0.94

Duitsland heeft te kampen met negatieve prijzen door de hoge integratie van zon-PV en wind energie. Op 17 augustus 2014 was de daggemiddelde energieprijs - 59,03 €/MWh. Nederland kan door de beperkte hoogspanningsnetten tussen Nederland en Duitsland hiervan beperkt profiteren. In Nederland komen negatieve prijzen nauwelijks voor. Op 1 januari 2012 om 7:00 en om 8:00 was de prijs negatief -0,01 en - 0,08 €/MWh. Een overschot aan duurzame energie wordt op dit moment gecompenseerd door de inzet van gasgestookte centrales te verlagen. Figuur 59 geeft de gemiddelde elektriciteitsprijzen weer van de ons omringende landen. Hoewel de energiemarkten aan elkaar gekoppeld zijn blijven de prijzen uiteenlopen door de beperkte capaciteit van interconnectoren.



Figuur 59 – Leveringsprijzen elektriciteit in 2014 [82]



## Referenties

- <sup>1</sup> ECN, DNV GL (2014), Exploring the role for power-to-gas in the future Dutch energy system, verkregen op 23 januari 2014 via [http://www.dnv.com/binaries/ECN%20%26%20DNV%20GL%20\(2014\)%20Exploring%20the%20role%20for%20power-to-gas%20in%20the%20future%20Dutch%20energy%20system%20-%20final%20report\\_tcm4-615270.pdf](http://www.dnv.com/binaries/ECN%20%26%20DNV%20GL%20(2014)%20Exploring%20the%20role%20for%20power-to-gas%20in%20the%20future%20Dutch%20energy%20system%20-%20final%20report_tcm4-615270.pdf)
- <sup>2</sup> Netbeheer Nederland (2013), Actieplan Duurzame Energievoorziening, verkregen op 23 januari via <http://topsectorenergie.nl/wp-content/uploads/2013/10/Actieplan-concept.pdf>
- <sup>3</sup> Serfass P., Biogas processing for utilities, verkregen op 3 februari 2015 via <http://www.americanbiogascouncil.org/biogasProcessing/biogasProcessing.pdf>
- <sup>4</sup> ITM-power, Thüga Power-to-gas-plant, verkregen op 24 februari 2015 via <http://www.itm-power.com/project/thuga-power-to-gas>
- <sup>5</sup> Nguyen Q. Minh and Mogensen B. (2013), Reversible Solid Oxide Fuel Cell Technology for Green Fuel and Power Production
- <sup>6</sup> Hyet, SBIR Home Refueling, verkregen op 16 februari 2015 via <http://www.hyet.nl/newsite/sbir-home-refueling>
- <sup>7</sup> SBC Energy Institute (2014), Hydrogen based energy conversion, februari 2014, verkregen op 13 januari 2015 via [http://www.sbc.slb.com/SBCInstitute/Publications/~media/Files/SBC%20Energy%20Institute/SBC%20Energy%20Institute\\_Hydrogen-based%20energy%20conversion\\_FactBook-vf.pdf](http://www.sbc.slb.com/SBCInstitute/Publications/~media/Files/SBC%20Energy%20Institute/SBC%20Energy%20Institute_Hydrogen-based%20energy%20conversion_FactBook-vf.pdf)
- <sup>8</sup> Persson, M. (2014) ,De waterstofbus komt niet zo, 8 maart 2008, verkregen op 7 januari via <http://www.volkskrant.nl/dossier-archief/de-waterstofbus-komt-niet-zo~a891666/>
- <sup>9</sup> Hydrogenics Corporation (2014), Excess Wind Power Turned into Gas in Denmark Using Hydrogenics Technology. 18-02-2014, verkregen op 26 december 2014 via <http://www.hydrogenics.com/about-the-company/news-updates/2014/02/18/excess-wind-power-turned-into-gas-in-denmark-using-hydrogenics-technology>
- <sup>10</sup> Behnke i. (2014), Excess wind power is turned into green gas in Avedøre. 12-02-2014, verkregen op 15 januari 2015 via <http://www.energinet.dk/EN/FORSKNING/Nyheder/Sider/Overskydende-vindkraft-bliver-til-groen-gas-i-Avedoere.aspx>
- <sup>11</sup> Joule, Elektrolyse direct in Biogasanlage, verkregen op 14 januari 2015 via <http://joule.agrarheute.com/direkte-elektrolyse>
- <sup>12</sup> Bünger U., Landinger H., Pschorr-Schoberer E., Schmidt P., Weindorf W. (LBST); Jöhrens J., Lambrecht U. (ifeu); Naumann K. (dbfz); Lischke A. (DLR) (2014), Power-to-Gas (PtG) im Verkehr Aktueller Stand und Entwicklungsperspektiven, 19-05-2014, verkregen op 17-11-2014 via [http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-kurzstudie-ptg.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/UI-MKS/mks-kurzstudie-ptg.pdf?__blob=publicationFile)
- <sup>13</sup> Markillie R. (2013), INJECTION OF HYDROGEN INTO THE GERMAN GAS DISTRIBUTION GRID ITM power, 4TH december 2013, verkregen op 16 december 2014 via <http://www.itm-power.com/news-item/injection-of-hydrogen-into-the-german-gas-distribution-grid/>
- <sup>14</sup> E.ON, Power-to-gas pilot unit in Falkenhagen, verkregen op 22 januari via <http://www.eon.com/en/media/news/press-releases/2014/9/1/eon-power-to-gas-pilot-unit-falkenhagen.html>
- <sup>15</sup> Krause Dr. und Müller-Syring G. (2014), HYDROGEN POWER STORAGE & SOLUTIONS EAST GERMANY. DBI - Gastechnologisches Institut gGmbH, 20-02-14, verkregen op 16 december 2014 via [http://www.iwm.fraunhofer.de/fileadmin/media/profil/vernetzung/projekte/HYPOS/HYPOS\\_StrategieWS\\_Inventur\\_Zwischenstand\\_2014-2-24.pdf](http://www.iwm.fraunhofer.de/fileadmin/media/profil/vernetzung/projekte/HYPOS/HYPOS_StrategieWS_Inventur_Zwischenstand_2014-2-24.pdf)
- <sup>16</sup> Hoogendoorn A., Bierings B., Boom R. van den (2008), Centrale productie van bio-SNG via vergassing, 2008, verkregen op 10 december 2014 via <http://www.rvo.nl/sites/default/files/bijlagen/Centrale%20productie%20van%20Bio-Synthetic%20Natural%20Gas%20via%20vergassing.pdf>

- 
- <sup>17</sup> Hydrogen filling stations worldwide, verkregen op 19 februari 2015 via <http://www.netinform.net/>
- <sup>18</sup> Publieke transport service in 10 steden wereldwijd, verkregen op 19 februari 2015 via <http://www.global-hydrogen-bus-platform.com/www.global-hydrogen-bus-platform.com/index.html>
- <sup>19</sup> Waterstof projecten in de regio Vlaanderen –Zuid Nederland, verkregen op 19 februari 2015 via <http://www.waterstofnet.eu/>
- <sup>20</sup> H2 Consultancy, verkregen op 19 februari 2014 via <http://h2consultancy.nl/en/faq>
- <sup>21</sup> JHFC, hydrogen station that obtains hydrogen from vapor, verkregen op 10 februari 2015 via <http://www.jari.or.jp/Portals/0/jhfc/e/station/kanto/daikoku.html>
- <sup>22</sup> Lievensecso Infra, Airproducts waterstofleidingen, verkregen op 20 februari 2015 via <http://www.lievensecso.com/nl/Projecten/Air-Products-waterstofleidingen>
- <sup>23</sup> Enertrag, Hybrid Power Plant, verkregen op 13 januari 2015 via <https://www.enertrag.com/en/project-development/hybrid-power-plant.html#>
- <sup>24</sup> Fischer U.R. (2013) , Wind-Energie-Speicherung in Brandenburg und Wasserstoffspeicherung in Kavernen, 5. September 2013, verkregen op 4 maart 2015 via [http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user\\_upload/energietag\\_2013/Forum\\_1/2\\_Fischer.pdf](http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user_upload/energietag_2013/Forum_1/2_Fischer.pdf)
- <sup>25</sup> German Institute Taipei, Operation of the world's first hydrogen hybrid power plant ,verkregen op 9 maart 2015 via [http://www.taipei.diplo.de/Vertretung/taipei/en/08-Sustainability/Sustainability\\_\\_in\\_\\_Germany/Hybridkraftwerk.html](http://www.taipei.diplo.de/Vertretung/taipei/en/08-Sustainability/Sustainability__in__Germany/Hybridkraftwerk.html)
- <sup>26</sup> Enertrag (2012), Meeting PSPC Working Group on Green Growth and Energy Efficiency, 12-20-2012, verkregen op 27 februari 2015 via <http://bspc.s3.amazonaws.com/Presentation%20Meeting%204%20Diwald%20ENERTRAG.pdf>
- <sup>27</sup> McPhy, Solid hydrogen storage, verkregen op 12 maart 2015 via <http://www.mcphy.com/en/products/solid-hydrogen-storage/>
- <sup>28</sup> 2G, 2G KWK series, verkregen op 13 januari 2015 via <http://www.2-g.com/en/>
- <sup>29</sup> McPhy Energy, Go Ahead for the Energiewende in Germany: Secretary of State Reiche Opens Hydrogen Facility at Berlin-Schoenefeld, verkregen op 10-02-2015 via <http://www.mcphy.com/en/news/releases/go-ahead-for-energiewende-germany-secretary-state-reiche-opens-hydrogen-facility-berlin-schoenefeld-1046/>
- <sup>30</sup> Carterv D. (2012), Integrated Hydrogen and Renewables Projects in Europe, FuelCellToday, 15-02-2012, verkregen op 20-01-2015 via [http://www.fuelcelltoday.com/media/1592887/12-02-15\\_integrated\\_hydrogen\\_and\\_renewables\\_projects\\_in\\_europe.pdf](http://www.fuelcelltoday.com/media/1592887/12-02-15_integrated_hydrogen_and_renewables_projects_in_europe.pdf)
- <sup>31</sup> Ulrich R. Fischer (2013), Wind-Energie-Speicherung in Brandenburg und Wasserstoffspeicherung in Kavernen, 15. Brandenburger Energietag, 5-9-2013, verkregen op 9 maart 2015 via [http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user\\_upload/energietag\\_2013/Forum\\_1/2\\_Fischer.pdf](http://www.eti-brandenburg.de/fileadmin/user_upload/energietag_2013/Forum_1/2_Fischer.pdf)
- <sup>32</sup> Jülich forschungszentrum, Tahivilla – Hirolica, verkregen op 12 december 2014 via [http://juwel.fz-juelich.de:8080/dspace/bitstream/2128/4130/1/IP1b\\_4\\_Aso.pdf](http://juwel.fz-juelich.de:8080/dspace/bitstream/2128/4130/1/IP1b_4_Aso.pdf)
- <sup>33</sup> <http://eduweb.eeni.tbm.tudelft.nl/TB141E/?aardgas-transport>
- <sup>34</sup> IEA, Gas trade flows in Europe, verkregen op 1-12-2014 via <http://www.iea.org/gtf/index.asp#>
- <sup>35</sup> Centraal Bureau voor de Statistiek (2015), Windenergie; elektriciteitsproductie, capaciteit en windaanbod per maand, verkregen op 14 mei 2015 via <http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?DM=SLNL&PA=70802ned&D1=0,3,5-6&D2=a&D3=187-189,191-193,195-197,199-201,203-206,208-210,212-214,l&HDR=T,G1&STB=G2&VW=T>

- <sup>36</sup> Centraal Bureau voor de Statistiek (2015), Hernieuwbare energie; capaciteit, binnenlandse prod. en verbruik, 1990-2013, verkregen op 2 februari 2015 via <http://statline.cbs.nl/Statweb/selection/?VW=T&DM=SLNL&PA=71457NED&D1=0-8%2c12-18&D2=37-41%2c&D3=20-23&HDR=G2&STB=G1%2cT>
- <sup>37</sup> BUTENKO A., BOOTS M., HOLSTEIN J. (2012), Injecting Green Gas into the Grid, Dutch Example, 11 September, 2012, IAEE Conference 2012, verkregen op 11 december 2014 via <http://www.iaeeu2012.it/pdf/Butenkoppt.pdf>
- <sup>38</sup> Welink, J.H., Dumont, M. and Kwant, K. (2007), Groen Gas, Gas van aardgaskwaliteit uit biomassa, Report Senternovem, Update from the study of 2004.
- <sup>39</sup> Centraal Bureau voor de Statistiek (2013), Hernieuwbare energie; capaciteit, binnenlandse prod. en verbruik, 1990-2013. Verkregen op 12 januari via <http://statline.cbs.nl/Statweb/selection/?VW=T&DM=SLNL&PA=71457NED&D1=0-8%2c12-18&D2=37-41%2c&D3=20-23&HDR=G2&STB=G1%2cT>
- <sup>40</sup> Rooijers F.J., Wiolders L.M.L., Schepers B.L., Croezen H.J., de Bruyn S.M., (2008), Aardgas als transitiebrandstof, april 2008, verkregen op 12 januari 2015 via [http://www.ce.nl/?go=home.downloadPub&id=842&file=3557\\_defrapport\\_FR\\_1302680474.pdf](http://www.ce.nl/?go=home.downloadPub&id=842&file=3557_defrapport_FR_1302680474.pdf)
- <sup>41</sup> Lensink S.M, Wasenaar J.A, Mozaffarian M., Luxembroug S.L., Faasen C.J. (2012), Basisbedragen in de SDE+ 2013 Eindadvies, ECN/DNV KEMA
- <sup>42</sup> Vervaeren, H. et al (2008), Biomethaan, opwerking van biogas tot aardgaskwaliteit', Vakgroep Milieukunde: HOWEST - departement PIH.
- <sup>43</sup> Warren K (2014), A techno-economic comparison of biogas upgrading technologies in Europe, 03-08-2014, verkregen op 2 maart 2015 via <https://jyx.jyu.fi/dspace/bitstream/handle/123456789/41233/URN:NBN:fi:jjyu-201304221478.pdf?sequence=1>
- <sup>44</sup> Urban, W., Girod, K., Lohmann, H., (2009), Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz, Ergebnisse der Markterhebung 2007–2008, 123 s. Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, Oberhausen (German).
- <sup>45</sup> Maassen J.L.W., van Meel P.A., Shazad S., Vaessen J.M.P (2008), Comparing, Different Biogas Upgrading Techniques, Eindhoven University of Technology, verkregen op 3 maart 2014 via <http://students.chem.tue.nl/ifp24/BiogasPublic.pdf>
- <sup>46</sup> Bossel, Ulf & Eliasson, Baldur (2003), Energy and The Hydrogen Economy [pdf], 8 January 2003
- <sup>47</sup> Audi MediaServices (2014), The Audi A7 Sportback h-tron quattro, 19-11-2014, verkregen op 17 maart 2015 via [https://www.audi-mediaservices.com/publish/ms/content/en/public/pressemitteilungen/2014/11/19/audi\\_a7\\_sportback.html](https://www.audi-mediaservices.com/publish/ms/content/en/public/pressemitteilungen/2014/11/19/audi_a7_sportback.html)
- <sup>48</sup> Consumentbond, Hyundai ix35 FCEV: eerste indruk, verkregen op 5 februari 2015 via <http://www.consumentenbond.nl/test/auto-vrije-tijd/auto/autos/hyundai-ix35-fcev/>
- <sup>49</sup> Duurzaamnieuws (2015), Hij is er, de betaalbare auto op waterstof, 18-01-2015, verkregen op 21 januari 2015 via <http://www.duurzaamnieuws.nl/hij-er-de-betaalbare-auto-op-waterstof/>
- <sup>50</sup> Patnaik S. (2014), Honda, Toyota to roll out fuel-cell cars in 2015: Nikkei, 25-03-2014, verkregen op 11 februari 2015 via <http://www.reuters.com/article/2014/03/25/us-honda-motor-fuelcells-idUSBREA2O1PR20140325>
- <sup>51</sup> Gain B (2006), Road Testing BMW's Hydrogen 7, 11-03-06, verkregen op 2 februari 2015 via <http://archive.wired.com/cars/energy/news/2006/11/72100?currentPage=all>
- <sup>52</sup> Kantola H. K., Mazda RX-8 RE, verkregen op 23 februari 2015 via <http://www.hydrogencarsnow.com/mazda-rx8-reneis-re-hydrogen.htm>
- <sup>53</sup> European Commission (2008), high ways; the European Hydrogen Roadmap, 2008

- 
- <sup>54</sup> HFP SRA (HFP, 2005b) & DS (HFP, 2005a)
- <sup>55</sup> Centraal Bureau van Statistiek (2015), Aardgas en elektriciteit, gemiddelde prijzen van eindverbruikers, 30 april 2015, Verkregen op 1 mei 2015 via <http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?DM=SLNL&PA=81309NED&D1=0-1,5-6,9-10,12,15&D2=a&D3=1&D4=19,24,29,34-36&HDR=T&STB=G2,G3,G1&VW=T>
- <sup>56</sup> Vermeulen, M., Mulder M. Reek W. van den, Thomeer G., Kleijn M. de, Marktmonitor, ontwikkeling van de groothandelsmarkt voor elektriciteit in 2006, december 2007
- <sup>57</sup> TenneT, Exporteer data, verkregen op 23 december 2014 via <http://www.tennet.org/bedrijfsvoering/ExporteerData.aspx>
- <sup>58</sup> Transnet BW, Balancing Groep Billing, verkregen op 3 februari 2015 via [https://www.transnetbw.com/en/energy-market/balancing-group-management/balancing-group-billing#sIreb\\_jahr2014](https://www.transnetbw.com/en/energy-market/balancing-group-management/balancing-group-billing#sIreb_jahr2014)
- <sup>59</sup> Liander (2014), Aansluit- en transporttarieven elektriciteit, verkregen op 12 maart 2015 via [https://www.liander.nl/sites/default/files/Aansluit\\_en\\_transporttarieven\\_Liander\\_elektriciteit\\_grootverbruik\\_2014\\_0.pdf](https://www.liander.nl/sites/default/files/Aansluit_en_transporttarieven_Liander_elektriciteit_grootverbruik_2014_0.pdf)
- <sup>60</sup> Agentschap NL (2010), Protocol hernieuwbare Energie, verkregen op 12 januari via <https://www.rvo.nl/sites/default/files/bijlagen/Protocol%20Monitoring%20Hernieuwbare%20Energie%20Update%202010%20DEN.pdf>
- <sup>61</sup> Baal M. van, Factcheck: "Blackout wordt normaal bij meer groene energie" Klopt dat?, 10-09-2014, verkregen op 14 januari 2015 via <http://www.energieoverheid.nl/2014/09/10/factcheck-blackout-wordt-normaal-bij-meer-groene-energie-klopt-dat/>
- <sup>62</sup> Hof J.J. van 't, Netverlies voor de netbeheerder; uitleg tarieven fraudefactuur na diefstal energie, 08-12-2010, verkregen op 8 januari 2015 via <http://www.juridischkennisportaal.nl/wiki/aansprakelijkheidsrecht/hennepkwekerij-en-diefstal-elektriciteit/netverlies-voor-de-netbeheerder-uitleg-tarieven-fraudefactuur-na-diefstal-energie.htm>
- <sup>63</sup> Dodds P. E., McDowall W. (2012), A review of hydrogen production technologies for energy system models, UKSHEC Working Paper No. 6, verkregen op 11 februari 2015 via [https://www.bartlett.ucl.ac.uk/energy/research/themes/energy-systems/hydrogen/WP6\\_Dodds\\_Production.pdf](https://www.bartlett.ucl.ac.uk/energy/research/themes/energy-systems/hydrogen/WP6_Dodds_Production.pdf)
- <sup>64</sup> Laquaniello, G., F. Giacobbe, et al. (2008), Membrane reforming in converting natural gas to hydrogen: Production costs, Part II, International Journal of Hydrogen Energy 33(22): 6595-6601.
- <sup>65</sup> Shirasaki, Y., T. Tsuneki, et al. (2009), Development of membrane reformer system for highly efficient hydrogen production from natural gas, International Journal of Hydrogen Energy 34(10): 4482-4487
- <sup>66</sup> National Academy of Science (2004), The hydrogen economy: Opportunities, costs, barriers, and R&D needs, National Academies Press, Washington, 2004.
- <sup>67</sup> IEA Greenhouse gas R&D programme, Reduction of CO2 emissions by adding hydrogen to natural gas, oktober 2013, Report number PH4/24, verkregen op 12 januari via [http://ieaghg.org/docs/General\\_Docs/Reports/Ph4-24%20Hydrogen%20in%20nat%20gas.pdf](http://ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/Ph4-24%20Hydrogen%20in%20nat%20gas.pdf)
- <sup>68</sup> Steinberger-Wilckens R., Trümper S. C. (2015), Industrial distribution infrastructure, 3 juli 2007, document nr. R2H2007PU.1, verkregen op 13 januari 2015 via [http://www.ika.rwth-aachen.de/r2h/images/c/c8/Roads2HyCom\\_R2H2007PU\\_-\\_%28Part\\_III%29\\_-\\_Industrial\\_H2\\_Distribution.pdf](http://www.ika.rwth-aachen.de/r2h/images/c/c8/Roads2HyCom_R2H2007PU_-_%28Part_III%29_-_Industrial_H2_Distribution.pdf)
- <sup>69</sup> Air Liquide, Netwerk België – Nederland, verkregen op 16 december via <http://www.airliquide-benelux.com/file/otherelementcontent/pj/d2/e9/95/d8/air-liquide-benelux-pijpleidingen-5643865720570382164.pdf>
- <sup>70</sup> Uil H. den., Ree R. van, Drift A. van der, Boerrigter H. (2004), Een brug naar een duurzame energie-en grondstofvoorziening, verkregen op 2 februari 2015 via <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2004/c04015.pdf>
- <sup>71</sup> ECSSP, An overview of the pipeline networks of Europe, verkregen op 3 juli 2015 via <https://chemicalparks.eu/sites>

- 
- <sup>72</sup> Centraal Bureau voor de Statistiek (2015), Verkopen; industriële producten naar productgroep, 07 mei 2015, verkregen op 8 mei 2015 via <http://statline.cbs.nl/Statweb/publication/?DM=SLNL&PA=80111NED&D1=a&D2=1126,1128-1129&D3=a&HDR=T,G2&STB=G1&VW=T>
- <sup>73</sup> Altfed K. , Inpchebeck D. , Admissible Hydrogen Concentrations in Natural Gas Systems, verkregen op 12 januari 2015 via [http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/GERGpapers/HIPS\\_-\\_the\\_paper\\_-\\_FINAL.pdf](http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/GERGpapers/HIPS_-_the_paper_-_FINAL.pdf)
- <sup>74</sup> Melaina M.W., Antonia O., Penev M, Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A review of Key Issues (2013), NREL, maart 2013, NREL/TP-5600-51995, verkregen op 16 december via <http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>
- <sup>75</sup> DGC: source, private communication
- <sup>76</sup> NREL (2014) ,Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing Technical Status and Costs, NREL/BK-6A10-58564, verkregen op 9 januari 2015 via [www.nrel.gov/docs/fy14osti/58564.pdf](http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/58564.pdf)
- <sup>77</sup> Engineering Design Encyclopedia, Gas Compression, verkregen op 7 januari 2015 via <http://www.encyclopedia.com/2011/05/gas-compression/>
- <sup>78</sup> S. McKinsey Zicari, Removal of Hydrogen Sulfide From Biogas Using COW-Manure Compost, Cornell University, 2003, verkregen op 9 januari 2015: <http://www.green-trust.org/AI%20Rutan/MS-Thesis-Steve-Zicari.pdf>
- <sup>79</sup> Hirth, 2013, The Market Value of Variable Renewable, paper accepted in Energy Economics 2013 IEA Task 25 , Design and operation of power systems with large amounts of wind power, Final Summary report IEA Wind Task 25, Phase II, 2009-2011, verkregen op 8 januari 2015: [http://www.ieawind.org/task\\_25/PDF/T75.pdf](http://www.ieawind.org/task_25/PDF/T75.pdf)
- <sup>80</sup> ECN, Kosten van het inpassen van grote hoeveelheden zon en wind in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening, Petten, 8 mei 2013  
Bron: <https://www.ecn.nl/publicaties/PdfFetch.aspx?nr=ECN-N--13-021>
- <sup>81</sup> Centraal Bureau voor de Statistiek (2014), Hernieuwbare elektriciteit; binnenlandse prod., import en export, 1990-2013, 12 juni 2014, verkregen op 6 januari 2015 via <http://statline.cbs.nl/StatWeb/publication/?DM=SLNL&PA=70789NED>
- <sup>82</sup> ECN (2013). Actualisatie elektriciteitsopwekking en marktprijzen 2013-2030 – Nederland in de Noordwest-Europese markt, Ad Seebregts en Wouter Wetzels, ECN-E--13-020, ECN, Amsterdam, juni 2013