

Techno-economische beoordeling van een foto-elektrochemische reactor

S. Spoelstra

Revisies		
A	Eerste conceptversie voor interne review	17 November 2000
B	Tweede conceptversie voor interne review	27 November 2000
1	Definitieve versie	19 December 2000
Gemaakt door S. Spoelstra	Goedgekeurd door P.T. Alderliesten	ECN Energie Efficiency Processen & Systemen
Gecontroleerd door L.A. Correia	Uitgegeven door S. Spoelstra	

Verantwoording

Deze studie is uitgevoerd onder projectnummer 76401 en gefinancierd vanuit de basisfinanciering.

Abstract

This report describes the results of a techno-economical study that compares the production of hydrogen and methanol via a titania-based photo-electrochemical (PEC) reactor with other conventional and renewable technologies.

This study is carried out in order to investigate the incentives for the PEC technology. The central question is whether the PEC-reactor is competitive compared to other technologies with respect to energy use, emissions, costs and use of space.

First, the operation of the PEC-reactor is studied and an estimate is made of the efficiencies that could be reached and which costs are associated with this. Then, a comparison is made for a large-scale hydrogen and methanol production plant through different routes that use either a hydrocarbon feedstock (natural gas, coal, biomass) or make use of an electrochemical conversion from water and CO₂ (electrolysis, Wind, PV, PEC). The different routes are compared with each other on the basis of product price, fossil energy use, CO₂-emissions, and use of space. In addition, an uncertainty analysis has been carried out with respect to a situation in 2020 taken into account developments in prices of energy carriers and costs of technology.

Although in theory it is feasible to produce hydrogen and methanol from water and CO₂ with a titania-based PEC-reactor, the efficiency is probably quite low and the costs are high. Today's efficiencies are below 1 %. The savings on energy- and CO₂-emissions with a PEC-reactor depend very much on the efficiency that could be achieved. Production of methanol leads to bigger savings compared to hydrogen. Compared to a PV-system however, the PV-system will lead to the largest savings on an equal area, equal efficiency basis.

The comparison of product price between the different routes shows the same ranking for both hydrogen and methanol: natural gas, biomass, coal, electrolysis (fossil energy), wind, PV, PEC. This ranking does not change when an analysis is carried out for 2020. The renewable options, with the exception of biomass, don't use fossil energy and don't lead to CO₂-emissions. The use of space however is quite large with these options with biomass ahead of the other options.

The overall conclusion is that in the next 20 years there is no big incentive for hydrogen or methanol production via PEC-technology. This view may change if a certain image is created of the product, comparable to the present PV-produced electricity. The question however arises whether hydrogen and methanol are experienced in the same way as electricity.

INHOUD

SAMENVATTING	5
1. INLEIDING	7
2. FOTO-ELEKTROCHEMISCH REACTOR	9
2.1 Werkingsprincipe	9
2.2 Toepassingsgebied	11
2.3 Efficiency	12
2.4 Kosten	15
3. METHODIEK	17
4. PRODUCTIEROUTES	21
4.1 Waterstof	21
4.2 Methanol	26
5. RESULTATEN	29
5.1 Waterstof	29
5.2 Methanol	33
6. CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN	37
REFERENTIES	39
APPENDIX A: KANSVERDELINGSFUNCTIES VAN INVOERPARAMETERS	41

SAMENVATTING

Dit rapport beschrijft de resultaten van een techno-economische studie die de productie van waterstof en methanol op foto-elektrochemische (PEC) wijze vanuit water en CO₂ vergelijkt met conventionele en andere duurzame technologieën voor de productie van deze producten.

Deze studie is uitgevoerd om het perspectief van de PEC-technologie te onderzoeken. De vraag daarbij is of de PEC-reactor concurrerend is ten opzichte van een aantal andere opties vanuit oogpunt van energie, milieu, kosten en ruimtebeslag. Daarnaast is het de vraag onder welke condities de PEC-technologie concurrerend wordt ten opzichte van de huidige conventionele technologieën. Een antwoord op deze vraag is essentieel om de voorgenomen technologieontwikkeling door te zetten.

In eerste instantie is getracht inzicht te krijgen in de werking van de PEC-technologie, de mogelijk te behalen rendementen en de kosten die hiermee gemoeid zijn. Daarna is een vergelijking gemaakt voor grootschalige waterstof en methanolproductie via een aantal verschillende routes die hetzij als grondstof koolwaterstoffen (aardgas, kolen, biomassa) gebruiken hetzij via een elektrochemische omzetting werken vanuit water en CO₂. De diverse routes zijn met elkaar vergeleken op basis van productprijs (gegeven een gewenste interne rentevoet), fossiel energiegebruik, CO₂-emissies en ruimtebeslag. Tevens is een onzekerheidsanalyse uitgevoerd aan een situatie over 20 jaar waarbij prijsontwikkelingen en kosten van technologie de onzekere parameters vormen.

Uit de studie blijkt dat het in theorie mogelijk is om uitgaande van een titania halfgeleider, waterstof en methanol vanuit water en CO₂ te maken. Om met een dergelijk systeem tot redelijke rendementen (orde 5 %) te komen moet de lichtabsorptie worden verhoogd van de huidige grens van 0.4 µm tot circa 0.6 µm. De huidige kosten zijn aanzienlijk maar worden verwacht te dalen tot in de orde van 150 \$/m². De energie- en CO₂-emissiebesparing van een PEC-reactor is sterk afhankelijk van het te behalen rendement. De productie van methanol leidt tot grotere besparingen dan waterstof. Indien de PEC-reactor hetzelfde rendement heeft als een PV-systeem, zal dit PV-systeem bij hetzelfde oppervlak tot grotere besparingen leiden.

Uit de vergelijking tussen de verschillende routes volgt voor de productprijs van zowel waterstof als methanol de volgorde: aardgas, biomassa, kolen, elektrolyse, wind, PV, PEC. Deze volgorde blijft hetzelfde als wordt getracht 20 jaar vooruit te kijken. De duurzame opties, met uitzondering van biomassa, geven geen fossiel energiegebruik en CO₂-emissies. Het ruimtebeslag daarentegen is aanzienlijk bij gebruik van duurzame bronnen, waarbij biomassa het grootste landgebruik geeft.

De eindconclusie is dat er de komende 20 jaar geen grote drijfveer aanwezig is om tot waterstof of methanolproductie via de PEC-technologie over te gaan. Dit kan veranderen als het imago van de technologie dusdanig is dat het een gewild product wordt, vergelijkbaar met de huidige via PV opgewekte elektriciteit. De vraag is of decentraal opgewekte waterstof en methanol op dezelfde manier worden ervaren als elektriciteit. Gezien de grote spreiding in resultaten wanneer een situatie over 20 jaar wordt bekeken is het wenselijk meer inzicht te verkrijgen in de te behalen rendementen maar ook de kosten van de PEC-technologie.

1. INLEIDING

Uitgangspunt van het Nederlandse overheidsbeleid is de ont koppeling van economische groei en milieudruk. Onderdeel daarvan is de verduurzaming van de energiehuishouding en de daarmee gepaard gaande reductie in broeikasgasemissies. Deze reductie, die voor de EU 8 % bedraagt zoals die afgesproken zijn in het Kyoto-protocol, vormt een grote uitdaging. In principe zijn hiervoor drie oplossingsrichtingen mogelijk:

1. Terugdringen van primaire energievraag door efficiënter eindgebruik.
2. Verhogen van de bijdragen van duurzame energiebronnen.
3. Afvangen van kooldioxide afkomstig uit fossiele bronnen en deze opslaan of converteren.

Over het algemeen kan worden gesteld dat al deze drie richtingen noodzakelijk zullen zijn om een bijdrage te leveren aan de reductie van broeikasgasemissies.

Een combinatie van oplossingsrichting 2 en 3 is de ontwikkeling van een foto-elektrochemische (PEC) reactor, zie [1], waarmee CO₂ kan worden omgezet met behulp van zonlicht. In principe bestaat een dergelijke reactor uit een fotokatalytische en een elektrokatalytische cel verenigd in één apparaat. Het fotokatalytische deel wordt beschienen met zonlicht en zorgt voor splitsing van water. Wordt CO₂ aan de elektrokatalytische zijde toegevoerd dan kunnen er ook koolwaterstoffen/alcoholen ontstaan. In principe is het mogelijk om op deze manier op duurzame wijze bijvoorbeeld waterstof, methanol of etheen te produceren met CO₂ als grondstof.

Er zijn echter ook andere opties die op duurzame manier genoemde producten kunnen maken. De vraag is of de PEC-reactor concurrerend is ten opzichte van deze opties vanuit oogpunt van energie, milieu, kosten en ruimtebeslag. Daarnaast is het de vraag onder welke condities de PEC-technologie concurrerend wordt ten opzichte van de huidige conventionele technologieën. Een antwoord op deze vraag is essentieel om de voorgenomen technologieontwikkeling door te zetten.

De doelstelling van dit project is het uitvoeren van een techno-economische studie die de PEC-technologie vergelijkt met conventionele en andere duurzame technologieën voor de productie van een tweetal producten waterstof en methanol. Het voorliggende rapport beschrijft de resultaten van deze studie. Daarbij moet worden opgemerkt dat het geenszins de bedoeling is absolute uitspraken te doen, maar meer het speelveld vast te stellen waarbinnen de PEC-technologie wordt geacht te opereren.

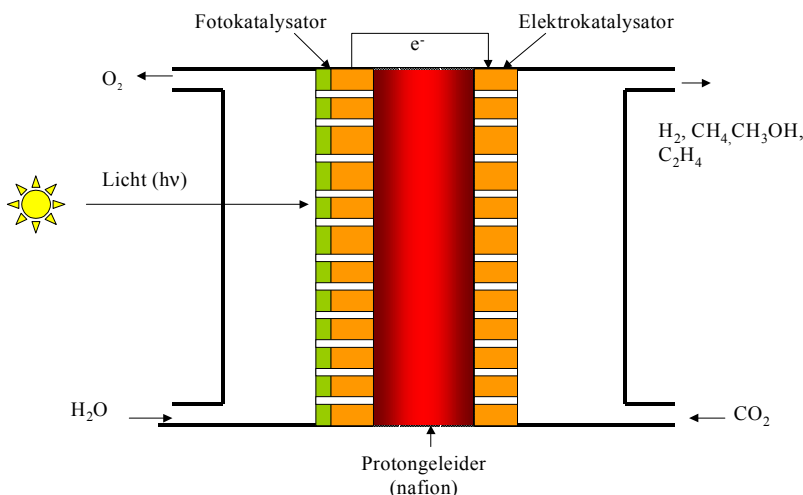
Hoofdstuk 2 geeft een beschrijving van het PEC-concept. In hoofdstuk 3 worden de uitgangspunten van deze studie geformuleerd. De huidige productieprocessen en mogelijke toekomstige routes om tot genoemde producten te komen worden beschreven en gekarakteriseerd in hoofdstuk 4. Hoofdstuk 5 geeft een overzicht van de resultaten, gevolgd door de conclusies en aanbevelingen in hoofdstuk 6.

2. FOTO-ELEKTROCHEMISCH REACTOR

Een foto-elektrochemische reactor is een integratie van een foto-voltatische cel met een elektrochemische cel en is opgebouwd uit een combinatie van een lichtgevoelige halfgeleider en een elektrokatalysator in één apparaat. Er zijn verschillende uitvoeringsvormen mogelijk waarbij van verschillende halfgeleiders en configuraties gebruik wordt gemaakt. Binnen ECN gewerkt aan een uit Japan stammend concept, zie [2]. Dit hoofdstuk beschrijft de werking van de reactor, een beschouwing over de te behalen rendementen en de kosten.

2.1 Werkingsprincipe

Het concept is hieronder gevisualiseerd in Figuur 2.1. Van de linker(zon)kant wordt water toegevoerd, terwijl aan de rechterzijde kooldioxide in de reactor wordt gebracht.



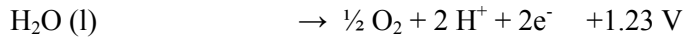
Figuur 2.1: *Principe schema van een foto-elektrochemische reactor.*

Zonlicht wordt geabsorbeerd met behulp van een gemodificeerde titaniumdioxide (TiO_2) of titania laag die als fotokatalysator op een anode is aangebracht. Hierdoor ontstaan gat/elektron paren. Door een reactie van het gat met H_2O wordt water geoxideerd tot O_2 en ontstaat een proton. Dit proton diffundeert door een proton-geleidend membraan (Nafion) naar de kathode. Het elektron doet dit via een elektrische geleiding. Aan de kathode vormen het proton en het elektron waterstof. Bij toevoer van CO_2 en een geschikte elektrokatalysator is het mogelijk om koolwaterstoffen zoals methaan en etheen of alcoholen zoals methanol te maken.

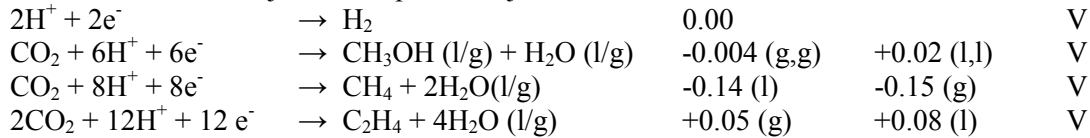
Om het principe van foto-elektrochemische omzetting te laten werken moet het lichtabsorberende systeem (de fotogevoelige laag) voldoende spanning genereren om water te splitsen en een eventuele omzetting van kooldioxide te bewerkstelligen. Dit betekent dat de bandbreedte (afstand tussen valentieband en geleidingsband) van de gebruikte halfgeleider groot genoeg moet zijn. Ook moeten de posities van de valentie- en geleidingsband dusdanig zijn dat de gewenste reacties kunnen optreden. Daarnaast moet de halfgeleider stabiel zijn in een waterige omgeving. De meest stabiele halfgeleiders zijn oxides met een grote bandbreedte. Nadeel van een grote bandbreedte is dat maar een gering deel van het zonnenspectrum wordt geabsorbeerd. Het meest gangbare materiaal (ook binnen dit project) is titaniumdioxide, ook wel titania genoemd. Dit materiaal is zeer stabiel, heeft een bandbreedte van circa 3 eV, is niet

giftig, gemakkelijk verkrijgbaar en goedkoop. De bandbreedte van 3 eV impliceert dat alleen golflengtes beneden de 400 nm (UV-licht) worden geabsorbeerd.

De mogelijke reacties die kunnen optreden worden zoals gezegd bepaald door de ligging van de titaniabanden en de redoxpotentialen. Hieronder is dat voor een aantal gevallen uitgewerkt. De halfreactie aan de fotoanode is:

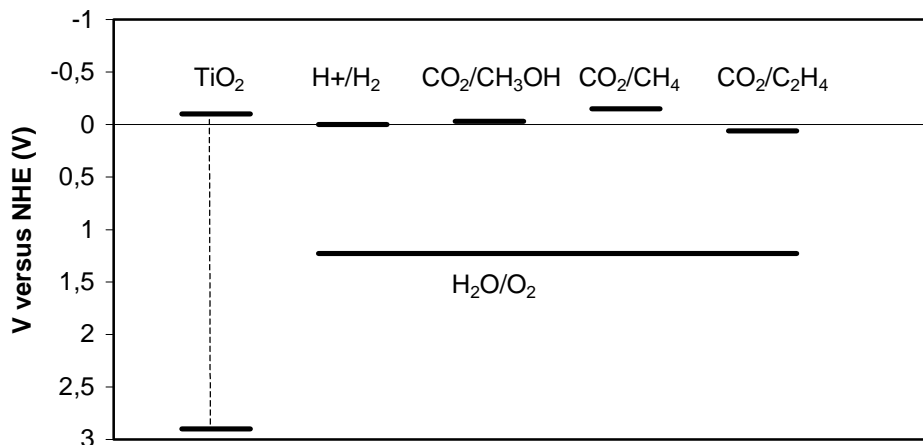


De kathode reacties zijn voor respectievelijk waterstof, methanol, methaan en etheen:



Er worden ranges aangegeven daar waar het gevormde product zowel in de vloeistoffase (l) als in de gasfase (g) aanwezig zou kunnen zijn.

Figuur 2.2 geeft de ligging van de titania banden aan, alsmede de potentialen van de halfreacties voor een viertal reacties: splitsen van water in H_2 en O_2 , omzetting van water en kooldioxide naar methanol, omzetting van water en kooldioxide naar methaan en omzetting van water en kooldioxide naar etheen.



Figuur 2.2: Ligging van titaniabanden en redoxpotentialen van halfreacties.

In principe zijn alle reacties mogelijk die tussen de beide bandposities van titania liggen. Echter, vaak is een overpotentiaal nodig om de reactie te laten plaatsvinden. De grootte van deze overpotentiaal is afhankelijk van de toegepaste katalysator. Ook is het mogelijk om een bias toe te passen waardoor de redoxpotentialen en de bandposities wel een goede match vertonen. Deze bias vergt echter een toevoer van extra vermogen. Er zijn concepten bekend waarbij deze bias door middel van een geïntegreerde zonnecel wordt verzorgd. Het is uiteraard ook mogelijk een dergelijke zonnecel buiten de foto-elektrochemische reactor aan te brengen. In een publicatie over dit concept door Hitachi, zie [2], wordt de bias niet alleen gebruikt om het rendement te verhogen maar tevens om te voorkomen dat de elektrokatalysator deactiveert.

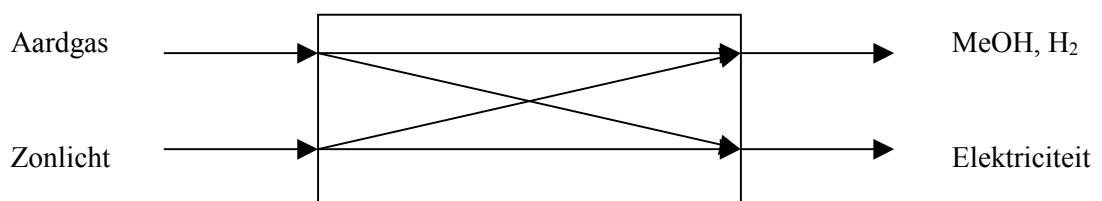
2.2 Toepassingsgebied

Het toepassingsgebied is in principe zeer breed, maar kan in een tweetal categorieën worden verdeeld.

- Productie van chemicaliën vanuit CO₂ en H₂O.
Een dergelijke toepassing zou een duurzame wijze van produceren van energiedragers en chemicaliën mogelijk maken. In potentie zou dit een significante bijdrage kunnen leveren aan het tegengaan van het broeikas-effect. De reductie in CO₂-emissies is dan zowel een gevolg van de omzetting van CO₂ en van de vermeden emissies zoals die gepaard gaan met de conventionele productie van de gewenste producten. In feite wordt op deze manier de koolstofkringloop gesloten, waarbij de benodigde energie uit zonne-energie afkomstig is.
- Duurzame waterstofproductie
De directe elektrolyse van water met behulp van zonlicht zou kunnen voorzien in duurzame waterstof. Tussenkost van een elektrolyse-installatie is niet nodig en de efficiency van water splitsing is groter door de geringe stroomdichtheid ten gevolge van het feit dat de totale cel als elektrode fungeert. In dit geval wordt er dus geen CO₂ omgezet. Wel is er een vermeden CO₂-emissie ten opzichte van conventionele waterstofproductie.

Het is niet overduidelijk op voorhand welke van de twee bovenstaande categorieën de voorkeur verdient. Het uitgangspunt moet zijn dat er een behoefte bestaat aan een bepaald product. In een recent artikel, zie [3], wordt beweerd dat de chemische omzetting van CO₂ niet de meest optimale wijze van reductie van deze emissie met zich meebrengt. De redenering in [3] is gebaseerd op het argument dat waterstof dat benodigd is voor de CO₂-conversie nuttiger kan worden ingezet in het voorkomen van CO₂-emissie. De redenering is echter niet gebaseerd op een integrale systeembenadering en gaat voorbij aan de wenselijkheid van een bepaald product of dit nu door CO₂-conversie tot stand komt of niet. In [3] wordt aangegeven dat duurzame geproduceerde waterstof beter in een centrale kan worden ingezet om elektriciteit te produceren in plaats van kolen te gebruiken. Hierbij wordt de volgende keten gesuggereerd: zon – PV – elektriciteit – elektrolyse – waterstof – (kolen)centrale – elektriciteit. De elektriciteit uit het PV-systeem had beter direct kunnen worden ingezet, tenzij het waterstof een bufferfunctie heeft. Kortom, in [3] wordt een vergelijking gemaakt tussen twee verschillende systemen, waarbij het ene systeem elektriciteit (uit waterstof) produceert en het andere systeem elektriciteit (uit kolen) en methanol. Een correcte vergelijking is alleen mogelijk indien van een gewenst eindproduct wordt uitgegaan (elektriciteit, waterstof, methanol) en vervolgens wordt gekeken welke route met de minste CO₂-uitstoot gepaard gaat. Hieronder wordt getracht een totale vergelijking te maken voor een versimpeld systeem.

Neem nu een systeem aan dat voor het gemak twee energiebronnen kent, namelijk aardgas en zonlicht. De producten van het systeem bestaan uit methanol of waterstof en elektriciteit.



Het referentiesysteem bestaat uit het gebruik van alleen aardgas. Om een indruk te geven van de orde van grootte van beide producten worden de volgende cijfers gegeven. De Nederlandse

productie aan elektriciteit bedraagt circa 360 PJ waarbij dan 900 PJ primair aardgas wordt ingezet (omzettingsrendement 40 %). De Nederlandse methanolproductie bedraagt circa 800 kton/jaar, overeenkomend met 18 PJ/jaar. Hiervoor wordt circa 26 PJ aardgas ingezet.

Er wordt nu zonlicht geïntroduceerd en de vraag is of dit nu het beste kan worden ingezet voor methanolproductie, waterstofproductie, elektriciteitsproductie of een combinatie hiervan? Er wordt aangenomen dat het energetisch rendement op zonlicht voor alle producten dezelfde is. Verder worden de volgende gegevens gehanteerd:

- De CO₂-emissie bij elektriciteitsproductie vanuit aardgas bedraagt circa 60 kg/GJ aardgas. Dit correspondeert bij een (hoog) omzettingsrendement van 50 % met 120 kg/GJ elektriciteit.
- De CO₂-emissie bij methanolproductie vanuit aardgas bedraagt 27 kg/GJ methanol.
- De CO₂-emissie bij waterstofproductie vanuit aardgas bedraagt 62 kg/GJ waterstof.
- Bij omzetting van CO₂ naar methanol met behulp van zonlicht bedraagt de CO₂-behoefte 60 kg/GJ methanol.
- Bij productie van waterstof met behulp van zonlicht wordt geen CO₂ omgezet.

Wordt zonlicht gebruikt om elektriciteit te maken dan bedraagt de CO₂-emissiereductie 120 kg/GJ product, volledig bestaande uit vermeden emissies. Indien dezelfde hoeveelheid zonne-energie wordt gebruikt om methanol te maken, dan bedraagt de CO₂-emissiereductie 87 kg/GJ product, bestaande uit 27 kg/GJ vermeden emissie en 60 kg/GJ omgezette CO₂. Wordt zonlicht gebruikt om waterstof te maken bedraagt de CO₂-emissiereductie 62 kg/GJ waterstof, volledig bestaande uit vermeden emissies. De tabel hieronder vat dit nog eens samen

Product	Energiedrager	CO ₂ -vrijkomst (kg/GJ)	CO ₂ -vermeden (kg/GJ)	CO ₂ -omgezet (kg/GJ)	CO ₂ -reductie (kg/GJ)
Electriciteit	Aardgas	120	0	0	
	Zonlicht	0	120	0	120
MeOH	Aardgas	27	0	0	
	Zonlicht	0	27	60	87
Waterstof	Aardgas	62	0	0	
	Zonlicht	0	62	0	62

Hieruit blijkt dat zolang er nog fossiele bronnen zijn om methanol te maken, het vanuit het oogpunt van CO₂-emissiereductie wenselijk is om de beschikbare zonne-energie te gebruiken om elektriciteit te maken. Deze situatie verandert op het moment dat fossiele bronnen zijn uitgeput of dat er andere argumenten zijn om zonlicht te gebruiken om waterstof of andere chemicaliën te maken, bijvoorbeeld voor opslag van zonne-energie. Een foto-elektrochemische reactor moet dan ook in dit perspectief worden geplaatst.

Bovenstaande beschouwing is louter gebaseerd op CO₂-overwegingen. De kostprijs van het product valt hier buiten. Mocht het nu zo zijn dat het veel goedkoper is om bijvoorbeeld waterstof te maken met zonlicht in plaats van elektriciteit, dan is die optie vanuit technische-economische oogpunt het interessantst, maar niet vanuit milieukundig oogpunt. Verder is het zo dat de referentiesituatie invloed heeft op de uitkomsten. Indien bijvoorbeeld de volledige elektriciteitsproductie van nucleaire oorsprong is zal elektriciteit van zonne-energie geen extra CO₂-reductie met zich meebrengen.

2.3 Efficiency

Om een idee te krijgen van de haalbare rendementen van het hier beschouwde concept wordt de productie van waterstof beschouwd naar het voorbeeld in [4]. De efficiency η_c waarmee met behulp van fotonen een chemische reactie tot stand kan worden gebracht worden gegeven door, zie [4],

$$\eta_c = \frac{\Delta G \cdot R}{E_s A}, \text{ of}$$

$$\eta_c = \eta_g \cdot \eta_{chem} \cdot \Phi_{conv}$$

In de eerste vergelijking is ΔG de standaard Gibbs energie van het gevormde product (J/mol), R de snelheid waarmee dit wordt geproduceerd (mol/s), E_s de zoninstraling (W/m^2) en A het belichte oppervlak (m^2). De tweede, equivalente vergelijking geeft aan uit welke termen de efficiency is opgebouwd. Hierbij is η_g de fractie invallend zonlicht waarbij de fotonen een grotere energie hebben dan (in dit geval) de bandafstand en η_{chem} de fractie van de energie van de aangeslagen toestand die wordt omgezet in chemische energie. De term Φ_{conv} tenslotte heeft betrekking op de fractie van de aangeslagen toestanden die bijdragen aan de vorming van een nuttig product (kwantumefficiency). De fracties η_g en η_{chem} worden gegeven door:

$$\eta_g = \frac{J_g U_g}{E_s}, \text{ en}$$

$$\eta_{chem} = \frac{\Delta G}{U_g},$$

waarbij J_g de geabsorbeerde fotonenflux is met een golflengte kleiner dan de grensgolflengte λ_g en U_g de bandbreedte horende bij die grensgolflengte. J_g wordt gegeven door

$$J_g = \int_{\lambda_{\min}}^{\lambda_g} \frac{E_s(\lambda)}{(hc/\lambda)} d\lambda.$$

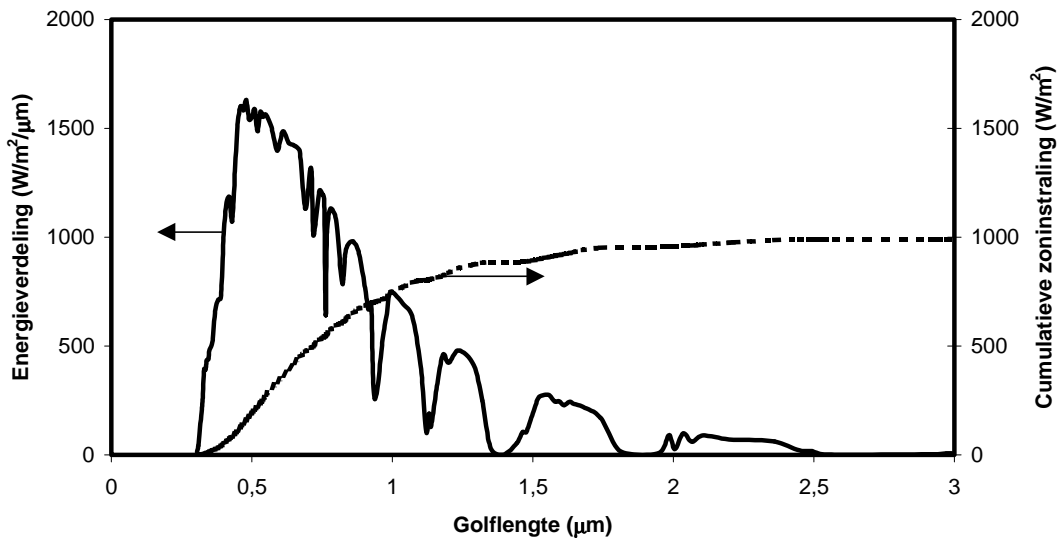
Wanneer nu Φ_{conv} buiten beschouwing wordt gelaten, wordt het totale rendement gegeven door

$$\eta_c = \frac{J_g \Delta G}{E_s}$$

In het ideale geval zal men een halfgeleider willen kiezen die een iets grotere bandbreedte heeft dan de energie benodigd voor de gewenste reactie, waardoor de chemische efficiency groot is. Bij gebruik van titania om water te splitsen is de bandbreedte van de halfgeleider 3 eV en de benodigde energie voor de reactie 1.23 eV. De fotonen met een energie van 3 eV hebben dan een chemische efficiency van 41 %. De fotonen met een hogere energie die ook worden geabsorbeerd hebben een lagere chemische efficiency. Indien het titania wordt gemodificeerd en grotere golflengtes (met minder energie) absorbeert, stijgt juist het chemische rendement.

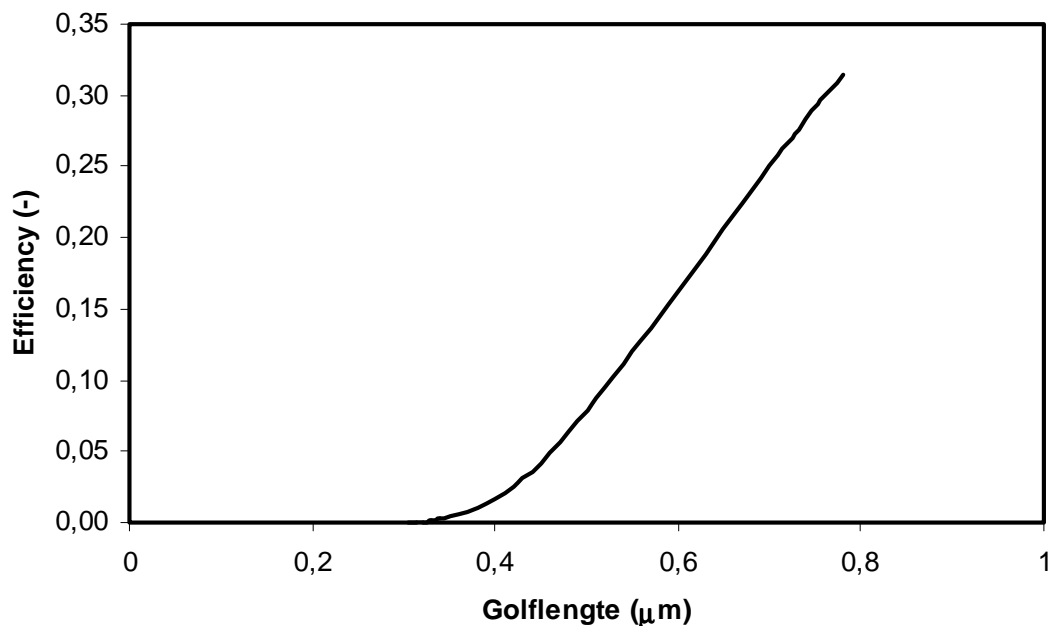
Het is interessant om te weten wat het maximale rendement van een systeem is als functie van de grensgolflengte waaronder absorptie plaatsvindt.

Figuur 2.3 geeft de energieverdeling weer van het zonlicht op aarde als functie van de golflengte. Dit is dus de spectrale verdeling van E_s . Deze curve wordt standaard gebruikt bij efficiency bepalingen van zonnecellen en is genormaliseerd op 1000 W/m^2 . Tevens is de cumulatieve zoninstraling weergegeven.



Figuur 2.3: *Energieverdeling en cumulatieve zoninstraling als functie van de golflengte.*

Op basis van deze spectrale verdeling wordt de fotonenflux J_g van een minimum golflengte tot de grensgolflengte bepaald. Daarna wordt het conversierendement uitgerekend met de fotonenflux en het chemisch rendement η_{chem} . Dit resulteert in Figuur 2.4 welke de cumulatieve efficiency weergeeft. De x-as is hier gelimiteerd omdat het niet mogelijk is met golflengtes groter dan $0.78 \mu\text{m}$ ($< 1.6 \text{ eV}$) water te splitsen. Indien het dus mogelijk is om alle fotonen tot deze golflengte te absorberen is het maximale theoretische rendement circa 30 %. In een niet ideaal geval met verliestermen zal het rendement snel dalen tot in de orde van 12-17 %, zie ook [4].



Figuur 2.4: *Efficiency als functie van de grensgolflengte.*

Indien van puur titania ($\lambda_g = 380$ nm) wordt uitgegaan is het maximale theoretische rendement circa 2 %. De werkelijke waarde in de praktijk zal hier nog ruim onder liggen door allerlei verliezen. De absorptie zal tot circa 0.6 μm moeten worden verhoogd om tot redelijke rendementen te komen. Voor de nabije toekomst wordt in dit rapport een rendement van 4 % voor waterstof en 3 % voor methanol aangehouden voor het hier beschouwde systeem. Het methanolrendement wordt lager gehouden vanwege het aantal elektronen dat betrokken is en de moeilijkheidsgraad van CO₂-omzetting. Door verdere verbeteringen van de lichtabsorptie zou wellicht een factor twee verbetering kunnen worden bereikt.

Hogere rendementen zijn mogelijk door gebruik te maken van twee verschillende halfgeleiders met verschillende bandbreedtes. Volgens [4] zijn dan theoretische rendementen mogelijk van 21-27 %. Dergelijke systemen zijn echter wel complexer en kunnen dientengevolge kostbaarder worden.

2.4 Kosten

De volgende getallen worden gehanteerd voor de prijs van de diverse materialen/componenten die in een PEC-reactor zijn verwerkt. In deze kostenschatting wordt geen rekening gehouden met het toepassen van een eventuele bias om de gewenste reactie tot stand te brengen of om te voorkomen dat de katalysator deactiveert. Verder wordt geen rekening gehouden met de randapparatuur voor de aan- en afvoer van reactanten en producten.

Onderstaande Tabel 2.1 bevat twee kolommen met kostencijfers. De tweede kolom bevat een ontwerp waarbij de behuizing op een dusdanig wijze wordt uitgevoerd dat er een versterking van de lichtintensiteit met een factor 5 optreedt. Dit is ook het uitgangspunt van de berekeningen zoals die in [5] zijn uitgevoerd. Dit reduceert de materiaalkosten/m² van de eigenlijke reactor met een factor 5. De kosten van de behuizing worden iets hoger genomen. De totale kosten nemen hierdoor aanzienlijk af. Voorwaarde hiervoor is wel dat de fotokatalysator deze vergroting van lichtinval materiaalkundig aan kan. De kosten van de fotokatalysator en het Nafion zijn overgenomen uit [1]. De kosten van de elektrokatalysator is gebaseerd op een edelmetaalbelading van 0.6 mg/cm², hetgeen in de brandstofcelwereld gebruikelijk is. Bij een edelmetaal kostprijs van \$ 12/gr komen de kosten op circa 70 \$/m² uit. De getallen voor de behuizing en ondersteuning zijn gebaseerd op [5].

Tabel 2.1: *Materiaalkosten van diverse PEC-componenten.*

Component	1 zon (\$/m ²)	5 zonnen (\$/m ²)
Fotokatalysator	0.5	0.1
Elektrodes (drager van kats)	5	1
Nafion membraan	800	160
Elektrokatalysator	70	14
Behuizing	30	40
Ondersteuning	35	35
Totaal	940.5	250.1

Voor zonnecellen maar ook brandstofcellen blijkt vaak dat de materiaalkosten circa de helft van de productiekosten uitmaken. Daarom worden bovenstaande kostengetallen met een factor 2 vermenigvuldigd om tot de kostprijs te komen. Voor dakgeïntegreerde toepassingen kan de ondersteuning komen te vervallen maar dat verschil wordt hier niet meegenomen. Verder is het zo dat er nog randapparatuur nodig is om de gevormde producten op te vangen en eventueel te conditioneren. Ook dit wordt niet in de beschouwing meegenomen.

Op basis van deze overwegingen wordt als investeringscijfer een getal van 500 \$/m² gehanteerd. Het bedrijven van een foto-elektrochemische reactor zal, vergelijkbaar met PV-panelen, weinig

onderhoud met zich meebrengen. De jaarlijkse onderhouds- en bedrijfskosten worden op 0.5 % van de investeringskosten gesteld.

In onderstaande Tabel 2.2 staan verwachte kostencijfers voor de toekomst. Voor de fotokatalysator en de elektrodes wordt geen kostendaling aangenomen. Voor de belangrijkste kostenfactor, het Nafion, wordt vanuit de brandstofcelwereld een prijs van circa 50 \$/m² verwacht. De elektrokatalysator wordt ook belangrijk goedkoper genomen dan in de referentiesituatie. Aanname hierbij is dat er goedkope materialen worden gevonden in combinatie met een geschikte drager die de vereiste katalytische activiteit hebben. Voor de ondersteuning en de behuizing wordt een lichte kostendaling aangenomen. Uit de tabel blijkt duidelijk dat het verschil tussen de twee ontwerpen aanzienlijk kleiner is geworden daar de prijs in belangrijke mate wordt bepaald door de ondersteuning en behuizing.

Tabel 2.2: Toekomstige materiaalkosten van diverse PEC-componenten.

Component	1 zon (\$/m ²)	5 zonnen (\$/m ²)
Fotokatalysator	0,5	0,1
Elektrodes	5	1
Nafion membraan	50	10
Elektrokatalysator	5	1
Behuizing	25	35
Ondersteuning	25	25
Totaal	110,5	72,1

Ook hier mag worden aangenomen dat de uiteindelijke installatiekosten een factor twee hoger zullen uitvallen.

3. METHODIEK

Deze studie richt zich op de productie van een tweetal stoffen, namelijk waterstof en methanol. Andere toepassingen zijn mogelijk maar worden binnen het huidige kader niet nader bekeken. Hoewel bij een aantal routes naast waterstof ook zuurstof wordt geproduceerd, wordt dit niet meegenomen in de beschouwingen.

Voor de geselecteerde producten wordt een grootschalige toepassing gedefinieerd. Deze grootschalige productietoepassing is gebaseerd op de nu in Nederland industrieel geproduceerde hoeveelheden waterstof en methanol. Daarvan afgeleid wordt een referentietoepassing van een bepaalde grootte gedefinieerd. Hierbij wordt uitgegaan van autonome systemen die dus niet netgekoppeld zijn (daar waar elektriciteit een rol speelt). Netkoppeling biedt voordelen ten aanzien van de benutting van een installatie. Indien bijvoorbeeld een elektrolyseur wordt gevoed vanuit een PV-paneel neemt de benutting en daarmee de rentabiliteit van elektrolyseur aanzienlijk toe indien deze in de nachtelijke uren vanuit het net wordt gevoed. Dit soort beschouwingen zijn in dit stadium niet meegenomen.

Waterstof

Waterstof kan worden geproduceerd vanuit een variëteit aan grondstoffen gebruikmakend van verschillende technologieën. Het is ondoenlijk en ook niet relevant binnen het bestek van deze studie om alle mogelijke productiewijzen voor waterstof met elkaar te vergelijken. Aangezien het doel van de studie meer is het speelveld te bepalen worden alleen de meest belangrijke routes voor deze studie meegenomen. Deze zijn:

- Stoom reforming van aardgas
- Waterstof vanuit kolenvergassing
- Elektrolyse van water
- Waterstof vanuit biomassavergassing
- Windenergie in combinatie met elektrolyse
- Zonne-energie in combinatie met elektrolyse
- PEC-reactor

Voor grootschalige productie wordt de huidige industriële productie als uitgangspunt genomen. Als locatie voor een dergelijke toepassing geldt dat die in de nabijheid van de afnemer van de productie zal worden gesitueerd. Voor waterstof geldt dat één van de belangrijkste toepassingen in Nederland de ammoniakproductie is. De productiehoeveelheid van ammoniak in Nederland bedraagt circa 3000 kton/jaar. De waterstofbehoefte hierbij is 530 kton/jaar. Voor een grootschalig referentietoepassing wordt uitgegaan van een productie van 100 kton/jaar. Dit correspondeert met een productie van 3.4 miljoen Nm³/dag indien van een beschikbaarheid van de installatie van 90 % wordt uitgegaan.

Methanol

De manier waarop methanol wordt gemaakt vertoont overeenkomsten met de productie van waterstof daar waar uitgegaan wordt van koolwaterstoffen. Ook bij methanol is vorming van syngas de eerste stap. Voor methanol worden in feite dezelfde opties als voor waterstof verder uitgewerkt. Ook hier zijn twee opties waarbij duurzaam opgewekte elektriciteit wordt gebruikt om kooldioxide te reduceren. Indien het mogelijk is om met een PEC-reactor CO₂ elektrochemisch om te zetten kan dit in principe ook met behulp van 'fossiele' elektriciteit. Dit levert echter een systeem op dat tot meer CO₂-uitstoot leidt bij de productie van de elektriciteit dan de conversie weer om kan zetten. Een dergelijk systeem wordt dan ook niet beschouwd. Bij de duurzame opties ontstaat er een serieschakeling van PV- of windenergie en een omgekeerde brandstofcel (elektrochemische reactor). De beschouwde opties zijn:

- Methanol vanuit aardgas

- Methanol vanuit kolen
- Methanol vanuit biomassa
- Windenergie gecombineerd met elektrochemische omzetting van kooldioxide
- Zonne-energie gecombineerd met elektrochemische omzetting van kooldioxide
- PEC-reactor

De methanolproductie in Nederland bedraagt op dit moment circa 780 kton/jaar. Indien dit uit kooldioxide zou worden gemaakt zou er circa 1070 kton kooldioxide nodig zijn. Als grootschalig referentietoepassing wordt hier ook 100 kton/jaar genomen. Voor de locatie van deze productie geldt minder dan bij waterstof de eis dat deze in de nabijheid van de afnemer moet zijn gesitueerd vanwege de makkelijke transporteerbaarheid van methanol. Wanneer echter kooldioxide als grondstof wordt gebruikt moet de locatie in de nabijheid van grote hoeveelheden kooldioxide worden gekozen, zoals bijvoorbeeld in rookgassen

Criteria

De verschillende technologieën worden op basis van de volgende criteria met elkaar vergeleken. Daarbij worden de financiële kentallen in \$ uitgedrukt vanwege de beschikbare informatie.

- Specifieke kapitaalsinvestering (\$/GJ product/jr)
Uit de verzamelde informatie van kosten van de diverse onderdelen van het systeem wordt de specifieke kapitaalsinvestering bepaald per eenheid jaarproductie (GJ/jr).
- Prijs (\$/GJ product)
Omdat verschillende informatiebronnen uitgaan van verschillende berekeningsmethodieken voor de prijs van een product wordt op basis van de basisgegevens voor iedere route de prijs op dezelfde manier berekend. Daarbij worden de volgende uitgangspunten gehanteerd.
 - Van het investeringsbedrag wordt 60 % geleend (vreemd vermogen) en 40 % komt uit eigen middelen (eigen vermogen).
 - Er wordt geen rekening gehouden met eventuele subsidies of belastingmaatregelen die duurzame opties ondersteunen.
 - Het rentepercentage voor de lening bedraagt 6 %. Deze rente wordt berekend over de nog resterende hoofdsom (lening – aflossing).
 - Zowel de afschrijvingstermijn als aflossingstermijn van de lening wordt op 20 jaar gesteld.
 - De restwaarde van de investering na 20 jaar wordt op nul gesteld.
 - De inflatie en eventuele escalatie van brandstofprijzen zijn buiten beschouwing gelaten.
 - Er wordt jaarlijks een verzekeringspremie van 1 % van het investeringsbedrag betaald.
 - De winst wordt gegeven door de opbrengsten van het product minus de afschrijving, de rentelasten, de verzekeringskosten en de onderhouds- en bedrijfskosten.
 - De winst wordt belast met 35 %.
 - De jaarlijkse kasstroom (cash flow) wordt bepaald door de opbrengsten minus de aflossing, de rentelasten, de verzekeringskosten, de onderhouds- en bedrijfskosten en de belasting.
 - De prijs van het product wordt uitgerekend met een interne rentevoet van 15 %. De prijs wordt zodanig berekend dat de Netto Contante Waarde (NCW) met deze rentevoet aan het einde van de economische levensduur gelijk is aan nul. De NCW is de som van de verdisconteerde cash flows over de diverse jaren minus de investering. In formule vorm:

$$NCW = \sum_{m=1}^{m=n} \frac{(CashFlow)_m}{(1 + i_{eff})^m} - I,$$

waarbij I de investering uit eigen middelen is en i_{eff} de gehanteerde interne rentevoet.

- Energiegebruik (GJ/GJ product)
Onder energiegebruik wordt in dit geval het “fossiele” energiegebruik gehanteerd en altijd teruggerekend naar primair energiegebruik. De benodigde primaire energie voor de ingekochte elektriciteit wordt gebaseerd op een parkrendement van 40 %.
- Emissies (kg CO₂/GJ product)
De CO₂-emissies die gepaard gaan met de productie van waterstof en methanol worden als volgt bepaald. Indien koolwaterstoffen worden gebruikt als grondstof voor waterstofproductie dan komt alle koolstof terecht in de CO₂-uitstoot. Daar wordt nog bij opgeteld de CO₂-emissie die gepaard gaat met de productie van de ingekocht elektriciteit (indien van toepassing). Bij methanol ligt de zaak iets gecompliceerder. In principe moet op basis van een massabalans worden nagegaan hoeveel koolstof van de grondstof in de methanol terecht komt. Het restant koolstof komt in de vorm van CO₂ vrij. Een vrij goede benadering maakt gebruik van de energiebalans. De extra energie die in de vorm van grondstof het proces in gaat wordt volledig in CO₂ omgezet.
De volgende specifieke CO₂-emissies worden toegepast voor de omzetting van een brandstof en voor de elektriciteitsproductie. Vanwege de overige beschikbare informatie die vooral een Amerikaanse oorsprong heeft gaat het hier om Amerikaanse gegevens, zie [6].

Elektriciteit	189,72 gr C/kWh	0,696 kg CO ₂ /kWh
Aardgas	13,87 kg C/GJ	50,8 kg CO ₂ /GJ
Kolen	24,60 kg C/GJ	90,2 kg CO ₂ /GJ

De kooldioxide uitstoot bij verwerking van biomassa wordt gezien als kortcyclisch. Immers, deze CO₂ wordt via de fotosynthese weer vastgelegd. De kooldioxide-emissie die gepaard gaat met de elektriciteitsproductie is gebaseerd op het gebruik van fossiele brandstoffen hiervoor. Zolang de duurzame opties nog geen significant deel uitmaken van het productiepark is dit een gerechtvaardigde werkwijze.

- Landgebruik/ruimtebeslag (m²/GJ product/jr)
Het landgebruik is vooral van toepassing bij de duurzame opties zoals biomassa, zon en wind. Bij zon en wind is deze grootte makkelijk af te leiden uit de efficiency waarmee een bepaald vermogen kan worden gegenereerd per oppervlakte-eenheid. Bij toepassing van zonne-energie in de vorm van productieparks wordt het landgebruik berekend door het paneeloppervlak met een factor 2.5 te vermenigvuldigen teneinde rekening te houden met de opstelling van de panelen zonder schaduwwerking op andere panelen. Dit is niet aan de orde indien panelen op daken worden aangebracht.
Bij biomassa bestaat de berekening uit twee slagen. Het landgebruik wordt bepaald door zowel de opbrengst per hectare als de efficiency van de conversie-installatie.

Bovenstaande criteria worden alleen beschouwd voor de productiefase van een systeem. De bouw en afdanking van een productiesysteem, zoals dit in een volledig levenscyclusanalyse (LCA) wel wordt meegenomen, wordt hier niet beschouwd. In [7] wordt wel een volledig LCA uitgevoerd voor waterstofproductie via het stoom reformen van methaan. Uit dit rapport blijkt dat de grootste milieu-impact afkomstig is uit de productiefase.

Tenslotte wordt ook een mogelijke toekomstige situatie beschouwd in 2020 waarin allerlei verwachte prijsontwikkelingen meegenomen worden. Op deze toekomstige situatie wordt een onzekerheidsanalyse uitgevoerd door met een kansverdelingsfunctie voor bepaalde onzekere parameters te werken. In principe is het zo dat eerst een gevoeligheidsanalyse dient te worden uitgevoerd om de belangrijkste parameters te identificeren en vervolgens een onzekerheidsanalyse met de meest relevante parameters. De hier gehanteerde modellen zijn echter dermate eenvoudig dat het niet nodig is om eerst de belangrijkste parameters te bepalen. Bij de onzekerheidsanalyse wordt een random steekproef genomen uit de kansverdelingsfuncties van de onzekere parameters. Vervolgens wordt het rekenmodel doorgerekend. Dit wordt een groot aantal keren herhaald waardoor de resultaten van het rekenmodel de vorm van een verdelingsfunctie krijgen.

Naast een grootschalige toepassing wordt voor de toekomstige situatie ook nog kort een kleinschalige decentrale toepassing geëvalueerd. Dit lijkt te passen in de huidige tendens naar decentralisatie. Voor kleinschalige toepassingen wordt er van uitgegaan dat er op decentraal (woonhuis) niveau behoefte is aan waterstof of methanol. Hoewel er voldoende reden is om dit ter discussie te stellen is dit meer een onderwerp voor een aparte studie en valt de vraag buiten het bestek van de onderhavige studie. Voor de hand ligt het gebruik in een brandstofcel of in een verbrandingsmachine. Deze kunnen zowel stationair als in vervoerstoepassingen worden ingezet. Deze behoefte kan worden vervuld met centrale productie aangevuld met distributie of door decentrale productie. Omdat op dit moment het uiterst onzeker is hoe een dergelijke centrale of decentrale voorziening er uit zal zien in relatie met infrastructuur, opslagmogelijkheden en dergelijke, wordt hier maar kort bij stilgestaan. Bij decentrale productie op woonhuisniveau wordt geen productiehoeveelheid gespecificeerd maar wordt uitgegaan van een hoeveelheid beschikbaar oppervlak van 30 m².

Voor alle routes die een CO₂-uitstoot met zich meebrengen zal voor de toekomstige situatie een CO₂-belasting worden geïntroduceerd. Op basis van [8, 9] liggen de kosten voor CO₂-verwijdering bij de productie van waterstof tussen de 5-50 \$/ton CO₂, afhankelijk van de methode van verwijdering, bestemming van de kooldioxide en afstand tot de bestemming. Dit betekent dat het geen zin heeft een hogere belasting door te rekenen omdat het dan voor de hand ligt dat de CO₂ zal worden afgevangen en opgeborgen tegen lagere kosten.

4. PRODUCTIEROUTES

Dit hoofdstuk geeft de gegevens weer van de productieroutes voor waterstof en methanol zoals die zijn benoemd in hoofdstuk 3.

4.1 Waterstof

Waterstof wordt zowel geproduceerd in speciaal daarvoor gebouwde fabrieken als tijdens andere processen waar het als bijproduct vrijkomt. Op dit moment wordt 77 % van de waterstofproductie gemaakt vanuit koolwaterstoffen. Een groot aantal koolwaterstoffen kan hiervoor worden gebruikt. Hierbij wordt de opbrengst aan waterstof groter bij stijgende H:C verhouding. Aardgas geeft de grootste opbrengst. Verder wordt 18 % van de wereldproductie vanuit kolen geproduceerd, 4 % door elektrolyse en 1 % overig.

Waterstof wordt met name gebruikt in de raffinage, de petrochemie en de ammoniakindustrie.

Stoom methaan reforming

De reforming van methaan met stoom is de belangrijkste bron van waterstof. Dit is een reeds lang ontwikkeld en commercieel beschikbaar proces. Hierbij wordt methaan en stoom bij een hoge temperatuur (900-1000 °C) met behulp van een katalysator omgezet in syngas (CO + H₂). Vervolgens wordt via een water-gas shift reactor de CO met stoom omgezet in H₂ en CO₂. De CO₂ wordt vervolgens verwijderd waarna H₂ overblijft.

De volgende energiebalans, zie Tabel 4.1, is afkomstig uit [6] en is gebaseerd op een installatie met een productie van circa 19·10⁶ GJ/jaar. Dit correspondeert met ongeveer 134 kton/jaar.

Tabel 4.1: *Energiebalans waterstofproductie door middel van stoom reforming methaan.*

	Stoom reforming aardgas
Feedstock (GJ/GJ product)	1.11
Electriciteit (kWh/GJ product)	10.49
Elektriciteitsinkoop (kWh/GJ product)	8.19
Primaire energie ingekochte elektriciteit (GJ/GJ product)	0.07
Benodigde fossiele energie (GJ/GJ product)	0.18

De benodigde fossiele energie wordt berekend als de som van de extra benodigde feedstock (boven de 1 GJ/GJ) en de benodigde primaire energie van de ingekochte elektriciteit

Op basis van [8] en [6] bedraagt de specifieke kapitaalsinvestering 9-15 \$/GJ (jaarproductie). De installaties zijn vaak grootschalig omdat dit belangrijke kostenvoordelen met zich meebrengt. Voor de berekeningen wordt voor grootschalig installaties uitgegaan van investeringskosten van 12 \$/GJ.

Overige kentallen:

- De prijs van de grondstof aardgas wordt gesteld op 3 \$/GJ.
- De beschikbaarheid van de installatie wordt op 90 % aangenomen.
- De O&M kosten zijn volgens [6]:
 - 0.5 \$/GJ variabele kosten (energie, overige, excl. grondstoffen)
 - 0.5 \$/GJ jaarproductie vaste kosten (arbeid, onderhoud, overhead)

Toekomstige situatie

De technologische ontwikkelingen met betrekking tot deze technologie zullen klein zijn, daar de technologie al vrijwel uitontwikkeld is. Derhalve zullen zowel de technische als economische

gegevens constant worden verondersteld. Uitzondering hierop vormen de grondstofprijs en een mogelijke CO₂-heffing. Deze laatste heffing is reeds in hoofdstuk 3 besproken.

Volgens [10] zou de aardgasprijs de komende 20 jaar kunnen stijgen tot wellicht 4 \$/GJ in het hoogste scenario. Gezien de liberalisering van de gasmarkt is het echter niet waarschijnlijk dat deze hoogste waarde wordt bereikt. Aangenomen wordt dat de prijs zich ergens tussen de 3 en 4 \$/GJ zal bevinden, waarbij de kans op een bepaalde prijs sterk afneemt vanaf 3 \$/GJ naar 4 \$/GJ.

Kolenvergassing

Waterstofproductie vanuit kolenvergassing is eveneens een bewezen en commercieel beschikbare technologie. Het wordt echter alleen toegepast daar waar kolen ruim voorradig zijn en olie en/of aardgas een hoge prijs heeft (Zuid-Afrika, China). Het proces wordt uitgevoerd met behulp van zuurstof bij zeer hoge temperaturen (1300 °C). Product van het vergassingsproces is syngas wat vervolgens vergelijkbaar met stoom reforming wordt verwerkt tot waterstof.

De volgende energiebalans, zie Tabel 4.2, is afkomstig uit [6] en is gebaseerd op een installatie met een productie van circa 38·10⁶ GJ/jaar. Dit correspondeert met ongeveer 265 kton/jaar.

Tabel 4.2: Energiebalans waterstofproductie door middel van kolenvergassing.

	Kolenvergassing
Feedstock (GJ/GJ product)	1.29
Electriciteit (kWh/GJ product)	35.87
Elektriciteitsinkoop (kWh/GJ product)	27.84
Primaire energie elektriciteit (GJ/GJ product)	0.25
Benodigde fossiele energie (GJ/GJ product)	0.54

De kapitaalsinvestering varieert van circa 25 \$/GJ in [6] en 33-34 \$/GJ in [8]. Deze cijfers hebben alleen betrekking op grote installaties. Kleine installaties liggen ook niet voor de hand bij gebruik van kolen als grondstof. Bij de berekeningen in dit rapport wordt uitgegaan van 30 \$/GJ.

Overige kentallen:

- De prijs van de grondstof kolen wordt gesteld op 1.5 \$/GJ.
- Voor de beschikbaarheid van de installatie wordt 90 % aangenomen.
- De O&M kosten zijn volgens [6]:
 - 1.7 \$/GJ variabele kosten (energie, overige, exclusief grondstoffen)
 - 1.1 \$/GJ jaarproductie vaste kosten (arbeid, onderhoud, overhead)

Toekomstige situatie

De technologische ontwikkelingen met betrekking tot deze technologie zullen klein zijn, daar de technologie al vrijwel uitontwikkeld is. Derhalve zullen zowel de technische als economische gegevens constant worden verondersteld. Uitzondering hierop vormen de grondstofprijs en een mogelijke CO₂-heffing. Deze laatste heffing is reeds in hoofdstuk 3 besproken.

Volgens [10] zou de kolenprijs de komende 20 jaar kunnen stijgen tot wellicht 2 \$/GJ. Gezien de grote voorraden kolen en de regionale spreiding van de voorkomens is het niet waarschijnlijk dat de prijs erg sterk zal stijgen. Aangenomen wordt dat de prijs zich ergens tussen de 1.5 en 2 \$/GJ zal bevinden, waarbij de kans op een bepaalde prijs sterk afneemt van 1.5 \$/GJ naar 2 \$/GJ.

Elektrolyse

Elektrolyse van water wordt vooral toegepast om kleine hoeveelheden extreem zuiver waterstof te verkrijgen. In dit geval kan waterstof “on-site” worden gemaakt en hoeft er dus geen transport en opslag plaats te vinden. Naast waterstof wordt bij dit proces ook zuurstof gevormd. Electrolyseurs zijn dure apparaten, zeker als het om kleine installaties gaat. De efficiency van het elektrolyseproces wordt vooral beïnvloed door de overpotentiaal die nodig is aan de

elektroden. Een geschikte katalysator verlaagt deze overpotentiala en verhoogt daarmee de efficiency. In [5] wordt een huidige efficiency van 82 % genoemd. Onderstaande energiebalans in Tabel 4.3 is op deze efficiency gebaseerd.

Tabel 4.3: *Energiebalans waterstofproductie door middel van elektrolyse*

	Elektrolyse
Feedstock (GJ/GJ product)	0
Electriciteit (kWh/GJ product)	339
Primaire energie elektriciteit (GJ/GJ product)	3.05
Benodigde fossiele energie (GJ/GJ product)	3.05

De gegevens over de benodigde investeringskosten lopen nogal uiteen. Op basis van [5, 8, 12, 13] loopt dit uiteen van 3-78 \$/GJ, corresponderend met 84-2200 \$/kW. Dit betreft grote installaties met een vermogen in de orde van MW. In dit rapport wordt voor grootschalige toepassingen uitgegaan van 1000 \$/kW. Aangezien de kosten toch voor een groot deel door de benodigde elektriciteit worden bepaald is de invloed van deze kostenpost niet groot.

Overige kentallen:

- De prijs van elektriciteit wordt gesteld op 0.05 \$/kWh.
- De beschikbaarheid van de installatie wordt op 90 % aangenomen.
- Voor de onderhouds- en bedrijfskosten wordt zowel 3 % [5] als 7.5 % [12] van de investeringskosten genoemd. In dit rapport wordt 5 % aangenomen.

Toekomstige situatie

Ontwikkelingen aan het elektrolyseproces leiden nog steeds tot verbeteringen in kostprijs en efficiency. Voor het rendement wordt een bovengrens van 90 % aangehouden, terwijl de ondergrens op de huidige waarde van 82 % ligt. De kansverdelingsfunctie wordt tussen deze twee waarden genomen met een maximum op 85 %.

De investeringskosten worden verondersteld te dalen naar 500 - 750 \$/kW, waarbij de kans op een bepaald investeringsbedrag binnen dit interval constant wordt verondersteld.

De onderhoudskosten zullen ten gevolge van verbetering in betrouwbaarheid dalen tot 2-3 % van de investeringskosten, waarbij eveneens de kansverdeling uniform is.

De elektriciteitsprijs wordt aangenomen met maximaal 30 % te stijgen tot 2020, in overeenstemming met de hiervoor genoemde brandstoffen aardgas en kolen. Dit betekent een stijging naar maximaal 0,065 \$/kWh. Door de liberalisering wordt de kans hierop echter klein geacht. Ook hier wordt een afnemende kans verondersteld richting toenemende elektriciteitsprijzen.

Biomassavergassing

Bij de biomassa-routes wordt de biomassa via vergassing of pyrolyse omgezet in een synthese gas. Dit gas wordt gereinigd en kan via een eventuele reformer en shift-reactor in kooldioxide en waterstof worden omgezet. Het kooldioxide wordt vervolgens verwijderd waarna waterstof overblijft. In het vervolg wordt één type vergassingsproces beschouwd. Dit betreft een veel geciteerd proces van Batelle Columbus Laboratories (BCL). De energiebalans hiervan is hieronder in Tabel 4.4 vermeld en is afkomstig uit [6].

Tabel 4.4: *Energiebalans waterstofproductie door middel van biomassavergassing.*

	Biomassa vergassing (BCL)
Feedstock (GJ/GJ product)	1.37
Electriciteit (kWh/GJ product)	31.79
Elektriciteitsinkoop (kWh/GJ product)	21.71
Primaire energie elektriciteit (GJ/GJ product)	0.20
Benodigde fossiele energie (GJ/GJ product)	0.20

Op basis van [5, 6, 8] bedragen de investeringskosten 20-30 \$/GJ H₂ (jaarproductie) voor grote installaties. Voor kleinere installaties nemen de kosten, volgens [8], toe tot circa 40 \$/GJ bij een productie van circa 15 kton of 2·10⁶ GJ/jaar en zelfs tot ongeveer 74 \$/GJ bij een productie van 0.65 kton of 9·10⁴ GJ/jaar. In dit rapport wordt bij de berekeningen uitgegaan van 25 \$/GJ.

Overige kentallen:

- De prijs van de biomassa varieert nog al tussen de verschillende bronnen. De kosten lopen uiteen van 0 \$/ton tot 46 \$/ton in de Amerikaanse rapporten. In de GAVE studie [14] wordt een kostprijs in de range van 4-15 Hfl/GJ (ca. 2-7 \$/GJ) genoemd voor in Nederland geteelde biomassa. Ook geïmporteerde biomassa ligt binnen deze range. Bij een stookwaarde van 18 GJ/ton ds (droge stof) correspondeert dit met 36-126 \$/ton ds. In dit rapport wordt in eerste instantie 46 \$/ton aangehouden.
- Op basis van [6] wordt een opbrengst van 15 ton ds/ha per jaar aangehouden. Dit is vrij consistent met andere bronnen.
- De beschikbaarheid van de installatie wordt op 90 % aangenomen.
- De O&M kosten zijn volgens [6]:
 - 1.4 \$/GJ variabele kosten (energie, overige, exclusief grondstoffen)
 - 1.1 \$/GJ jaarproductie vaste kosten (arbeid, onderhoud, overhead)

Deze optie is niet volledig duurzaam vanwege het feit dat er (meestal fossiele) energie nodig is voor de groei, oogst en transport van de biomassa en er ‘fossiele’ elektriciteit wordt ingekocht voor het bedrijven van het vergassingsproces. Daarnaast komen er allerlei niet aan CO₂ gerelateerde emissies vrij tijdens het proces die in deze beschouwing niet worden opgenomen.

Toekomstige situatie

De technologische ontwikkelingen rond de thermische verwerking van biomassa zullen nog enige tijd voortduren. Daarbij komt niet alleen het hier behandelde vergassingsproces in aanmerking maar ook pyrolyse en ander opties. Het blijven naar alle waarschijnlijkheid echter complexe installaties waarvan de technische als economische gegevens niet veel zullen afwijken van wat hier is verondersteld.

Voor de prijs van biomassa wordt aangenomen dat deze toch vooral wordt geïmporteerd. Daar waar nu reststromen nog kunnen worden gebruikt die negatieve kosten hebben zal er in de toekomst voor grootschalige toepassingen een markt voor biomassa ontstaan die tot hogere prijzen zal leiden. Uitgaande van [14] zal de prijs van geïmporteerde biomassa tussen de 6 – 12 Hfl/GJ liggen. Dit correspondeert met ongeveer 40 – 85 \$/ton ds. De verwachting is dat de prijs eerder aan de bovenkant dan aan de onderkant van deze range zal liggen.

Windenergie in combinatie met elektrolyse

Deze route is vergelijkbaar met de conventionele elektrolyse met dat verschil dat de benodigde elektriciteit nu wordt opgewekt met behulp van windmolens.

Voor het windmolengedeelte worden de volgende gegevens aangenomen. Deze informatie is intern binnen ECN verkregen maar is ook te halen uit [15].

Capaciteitsfactor	: 28	%
Landoppervlak	: 65	m ² /kW
Investeringskosten	: 1000	\$/kW
O&M kosten	: 2	% (van investering)

Het benodigde landoppervlak is beschouwd voor een windpark waarbij de afstand tussen de molens 5 maal de rotordiameter is. Voor een molen van 750 kW bedraagt de rotordiameter circa 50 meter. Dit betekent dat de molen een grondoppervlak nodig heeft ter grootte van een cirkel met een diameter van 250 meter. Hierbij moet worden opgemerkt dat dit landoppervlak nog steeds grotendeels toegankelijk is voor een aantal andere doeleinden, zoals landbouw en veeteelt. Indien naar offshore-parken wordt gegaan speelt het landoppervlak natuurlijk geen rol.

Toekomstige situatie

Deze technologie is al redelijk volwassen en er worden geen spectaculaire verbeteringen meer verwacht. De investeringskosten worden aangenomen te dalen tot 700-800 \$/kW met een uniforme kansverdeling.

Fotovoltaïsch in combinatie met elektrolyse

In deze route wordt elektriciteit opgewekt met PV-systemen, waarna de elektriciteit wordt gebruikt om water te splitsen. Hierbij is geen fossiele energie nodig om het proces uit te voeren. Er wordt dan geen rekening gehouden met eventuele benodigde compressie van de gevormde waterstof.

Voor het PV-gedeelte worden de volgende gegevens gehanteerd.

Rendement	:	12	%
Zoninstraling	:	1000	kWh/m ² /jaar
Investeringskosten	:	5000	\$/kWp
O&M kosten	:	0.5	% (van investering)

Verder wordt er van uitgegaan dat 1 m² zonnepaneel correspondeert met 100 Wp (Wattpiek).

Voor het uitvoeren van de elektrolyse worden dezelfde getallen gehanteerd als zojuist beschreven bij elektrolyse met 'fossiele' elektriciteit.

Toekomstige situatie

Ontwikkelingen aan zonnecellen leiden met name tot verbeteringen in kostprijs. De tendens is meer om naar goedkopere cellen te gaan met een lager rendement dan naar hogere rendementen per sé door toepassing van exotische materialen. Het rendement wordt daarom constant verondersteld. De kostprijs wordt verondersteld maximaal met een factor 4 te dalen tot circa 1000 \$/kWp. De bovengrens wordt op een halvering van de prijs gesteld, dus 2500 \$/kWp. De kansverdelingsfunctie wordt binnen deze grenzen genomen met als meest waarschijnlijke waarde 1500 \$/kWp.

Foto-elektrochemische reactor

Bij de productie van waterstof door een foto-elektrochemische reactor wordt door de fotokatalysator water gesplitst in zuurstof en protonen. De protonen recombineren met de elektronen tot waterstof. Scheiding van de producten is niet nodig. De waterstof komt vrij bij atmosferische druk. Er wordt geen rekening gehouden met eventuele compressie van de waterstof tot een gewenste druk.

De volgende gegevens worden gehanteerd:

Rendement	:	4	%
Zoninstraling	:	1000	kWh/m ² /jaar
Investeringskosten	:	500	\$/m ²
O&M kosten	:	0.5	% (van investering)

Toekomstige situatie

Voor de toekomstige situatie wordt uitgegaan van een maximum rendement van 8 %. Als minimum wordt 4 % gehanteerd terwijl de kans daartussen constant wordt gehouden omdat er geen redenen zijn om een voorkeur te geven aan bepaalde waarden.

De kostprijs wordt verondersteld te dalen tot circa 100-300 \$/m². Belangrijkste reden hiervoor is de daling in kostprijs van Nafion tot 50 \$/m². Hierbij wordt verder impliciet aangenomen dat de verhoging in rendement niet leidt tot significante kostenstijgingen. De kansverdelingsfunctie wordt tussen deze grenzen genomen met het maximum op 150 \$/m².

4.2 Methanol

Methanol, zie [16], is een belangrijk bulkproduct dat vooral als intermediair wordt gebruikt voor de productie van andere chemicaliën. Het is echter ook mogelijk dit als een brandstof te gebruiken. De wereldmarkt is circa 26 Mt/jaar. Belangrijkste toepassingen zijn:

- Formaldehyde productie (35 %)
- MTBE (toevoeging benzine) productie (27 %)
- Azijnzuur (10 %)
- Oplosmiddel (4 %)
- Toevoeging benzine (2 %)
- Overige (22 %)

De toepassing voor MTBE staat onder druk vanwege de vermeende toxiciteit hiervan waardoor in Californië het gebruik van MTBE is verboden.

Normaal gesproken wordt methanol gemaakt vanuit syngas. Dit syngas is voor 80 % afkomstig uit aardgas via stoom reforming. In Nederland is de productie volledig op aardgas gebaseerd en bedraagt 780 kton/jaar.

Methanol vanuit methaan

Hierbij wordt syngas gevormd vanuit aardgas. Dit syngas bevat teveel waterstof voor de methanolsynthese. Daardoor moet er of enige waterstof worden verwijderd of wordt er CO₂ aan het syngas toegevoegd. Vanuit dit syngas wordt methanol gevormd bij circa 250 °C en 80 bar, afhankelijk van het type proces. De methanolsynthese wordt gevolgd door methanolzuivering via destillatie.

Referentie [6] geeft de volgende energiebalans, zie Tabel 4.5.

Tabel 4.5: *Energiebalans methanolproductie vanuit aardgas.*

	Stoom reforming aardgas
Feedstock (GJ/GJ product)	1.42
Electriciteit (kWh/GJ product)	13.13
Elektriciteitsinkoop (kWh/GJ product)	7.27
Primaire energie elektriciteit (GJ/GJ product)	0.07
Benodigde fossiele energie (GJ/GJ product)	0.49

De benodigde investeringskosten kunnen uit [6] worden afgeleid en bedragen circa 15 \$/GJ jaarproductie. Dit is consistent met de getallen die worden gegeven in [16]. In het onderhavige rapport wordt dus uitgegaan van 15 \$/GJ.

Overige kentallen

- De prijs van de grondstof aardgas wordt op 3 \$/GJ gesteld.
- De beschikbaarheid van de installatie wordt verondersteld 90 % te zijn.
- De O&M kosten bedragen volgens [6]:
 - 0.5 \$/GJ variabele kosten (energie, overige, excl. grondstoffen)
 - 0.7 \$/GJ jaarproductie vaste kosten (arbeid, onderhoud, overhead)

Toekomstige situatie

Er mag niet worden verwacht dat deze technologie grote wijzigingen ondergaat in de nabije toekomst. De technische en economische parameters worden daarom constant verondersteld.

Voor de toekomstige situatie wordt een CO₂-heffing verondersteld zoals die in hoofdstuk 3 is omschreven. De prijs van aardgas is reeds behandeld bij de waterstofroute. Volgens [10] zou de aardgasprijs de komende 20 jaar kunnen stijgen tot wellicht 4 \$/GJ in het hoogste scenario. Gezien de liberalisering van de gasmarkt is het echter niet waarschijnlijk dat deze hoogste waarde wordt bereikt. De aanname wordt gedaan dat de prijs zich ergens tussen de 3 en 4 \$/GJ zal bevinden, waarbij de kans op een bepaalde prijs sterk afneemt vanaf 3 \$/GJ naar 4 \$/GJ.

Methanol vanuit kolen

Indien van kolen als grondstof gebruik wordt gemaakt vindt eerst vergassing van de kolen tot syngas plaats. De overige processtappen zijn vergelijkbaar met de productie van methanol vanuit aardgas.

De energiebalans, afkomstig uit [6] is weergegeven in Tabel 4.6.

Tabel 4.6: *Energiebalans methanolproductie vanuit kolen.*

	Kolenvergassing
Feedstock (GJ/GJ product)	1.54
Electriciteit (kWh/GJ product)	29.08
Elektriciteitsinkoop (kWh/GJ product)	9.77
Primaire energie elektriciteit (GJ/GJ product)	0.09
Benodigde fossiele energie (GJ/GJ product)	0.63

De benodigde investeringskosten kunnen uit [6] worden afgeleid en bedragen circa 35 \$/GJ jaarproductie.

Overige kentallen

- De prijs van de grondstof kolen wordt op 1,5 \$/GJ gesteld.
- De beschikbaarheid van de installatie wordt verondersteld 90 % te zijn.
- De O&M kosten bedragen volgens [6]:
 - 0.8 \$/GJ variabele kosten (energie, overige, excl. grondstoffen)
 - 1.5 \$/GJ jaarproductie vaste kosten (arbeid, onderhoud, overhead)

Toekomstige situatie

De technologische ontwikkelingen met betrekking tot deze technologie zullen klein zijn, daar de technologie al vrijwel uitontwikkeld is. Derhalve zullen zowel de technische als economische gegevens constant worden verondersteld. Uitzondering hierop vormen de grondstofprijs en een mogelijke CO₂-heffing. Deze heffing is reeds in hoofdstuk 3 besproken.

Volgens [10] zou de kolenprijs de komende 20 jaar kunnen stijgen tot wellicht 2 \$/GJ. Gezien de grote voorraden kolen en de regionale spreiding van de voorkomens is het niet waarschijnlijk dat de prijs erg sterk zal stijgen. De aanname wordt gedaan dat de prijs zich ergens tussen de 1.5 en 2 \$/GJ zal bevinden, waarbij de kans op een bepaalde prijs sterk afneemt van 1.5 \$/GJ naar 2 \$/GJ.

Methanol vanuit biomassa

Om van biomassa methanol te maken wordt eveneens een vergassingsproces toegepast, vergelijkbaar met de productie van waterstof. Het vervolg is nu echter de methanolsynthese vanuit het gevormde syngas.

De energiebalans, afkomstig uit [6] is weergegeven in Tabel 4.7.

Tabel 4.7: *Energiebalans methanolproductie vanuit biomassa.*

	Biomassa vergassing (BCL)
Feedstock (GJ/GJ product)	1.65
Electriciteit (kWh/GJ product)	29.74
Elektriciteitsinkoop (kWh/GJ product)	9.04
Primaire energie elektriciteit (GJ/GJ product)	0.08
Benodigde fossiele energie (GJ/GJ product)	0.08

Overige kentallen:

- De investeringskosten bedragen 35 \$/GJ methanol(jaarproductie)

- De beschikbaarheid van de installatie bedraagt 90 %.
- De O&M kosten bedragen volgens [6]:
 - 0.8 \$/GJ variabele kosten (energie, overige, excl. grondstoffen)
 - 1.6 \$/GJ jaarproductie vaste kosten (arbeid, onderhoud, overhead)

Toekomstige situatie

De technologische ontwikkelingen rond de thermische verwerking van biomassa zullen nog enige tijd voortduren. Daarbij komt niet alleen het hier behandelde vergassingsproces in aanmerking maar ook pyrolyse en ander opties. Het blijven naar alle waarschijnlijkheid echter complexe installaties waarvan de technische als economische gegevens niet veel zullen afwijken van wat hier is verondersteld.

Voor de prijs van biomassa wordt een ondergrens van 30 \$/ton ds gehanteerd, op basis van [14]. Als bovengrens wordt 120 \$/ton ds aangenomen.

Elektrochemische routes

De kentallen voor het PV-gedeelte en het Wind-gedeelte van deze opties zijn identiek aan de bij waterstof genoemde gegevens. Voor de omzetting van CO₂ wordt vervolgens een omgekeerde brandstofcel ingeschakeld. De (omgekeerde) brandstofcel gegevens zijn:

Rendement	: 60	%
Investeringskosten	: 2500	\$/kW
O&M kosten	: 5	%(van investering)

De brandstofcel is niet gebonden aan het oppervlak dat door de PV-panels of door de windmolens in beslag wordt genomen.

Voor de PEC-reactor gelden exact dezelfde kentallen als genoemd zijn bij de waterstofproductie, met dien verstande dat het rendement verlaagd wordt van 4 % naar 3 % omdat de omzetting van CO₂ naar methanol lastiger zal zijn dan de productie van waterstof.

Toekomstige situatie

Met name vanuit de vervoerssector worden veel inspanningen geleverd om het prijsniveau van de polymere brandstofcel te verlagen. Derhalve mag worden verwacht dat de investeringskosten van de brandstofcel significant zullen dalen. Deskundigen verwachten dat over 20 jaar de kosten tussen de 20 en 40 \$/kW zullen liggen, waarbij de kans op 20 \$/kW groter is dan op 40 \$/kW.

De toekomstige kostencijfers voor de PEC-reactor zijn identiek aan de waterstofgegevens. De efficiency wordt verondersteld ergens tussen de 3 en 6 % te liggen, met een uniforme kansverdeling.

5. RESULTATEN

Dit hoofdstuk presenteert de resultaten, zijnde:

- De specifieke kapitaalsinvestering (TCI);
- De productprijs bij een interne rentevoet van 15 %;
- Het specifieke energiegebruik in GJ fossiele energie per GJ product;
- De specifieke CO₂-emissie in kg per GJ product; en
- Het landgebruik of ruimtebeslag in m² per GJ product.

Dit wordt gedaan voor zowel de huidige situatie als voor een mogelijk toekomstige situatie gezien de potentiële ontwikkelingen in de technologie als in de kosten. Deze resultaten worden gepresenteerd voor zowel waterstof als methanol en voor zowel een grootschalig als een kleinschalige toepassing.

5.1 Waterstof

De eerste vergelijking wordt gemaakt voor een grootschalige waterstofproductie van 100 kton waterstof per jaar. Dit correspondeert met $14.2 \cdot 10^6$ GJ H₂/jaar, gebaseerd op de “bovenste verbrandingswaarde” van waterstof. Tabel 5.1 toont de verschillende resultaten zoals die zijn verkregen voor de diverse productietechnologieën.

Tabel 5.1: *Karakterisering van diverse productietechnologieën voor waterstof.*

	TCI (\$/GJ)	H ₂ -prijs (\$/GJ)	Fossiel energiegebruik (GJ/GJ H ₂)	CO ₂ -emissies (kg/GJ)	Ruimtebeslag (m ² /GJ)
SMR	12	6.4	0.18	62.3	n.v.t.
Kolenvergassing	30	9.9	0.54	137	n.v.t.
Elektrolyse	35	24.1	3.05	236	n.v.t.
Biomassa	25	9.5	0.20	15.1	46
Wind-H ₂	276	52.2	0	0	9.0
PV-H ₂	1690	282	0	0	7.1
PEC H ₂	3470	552	0	0	17.4

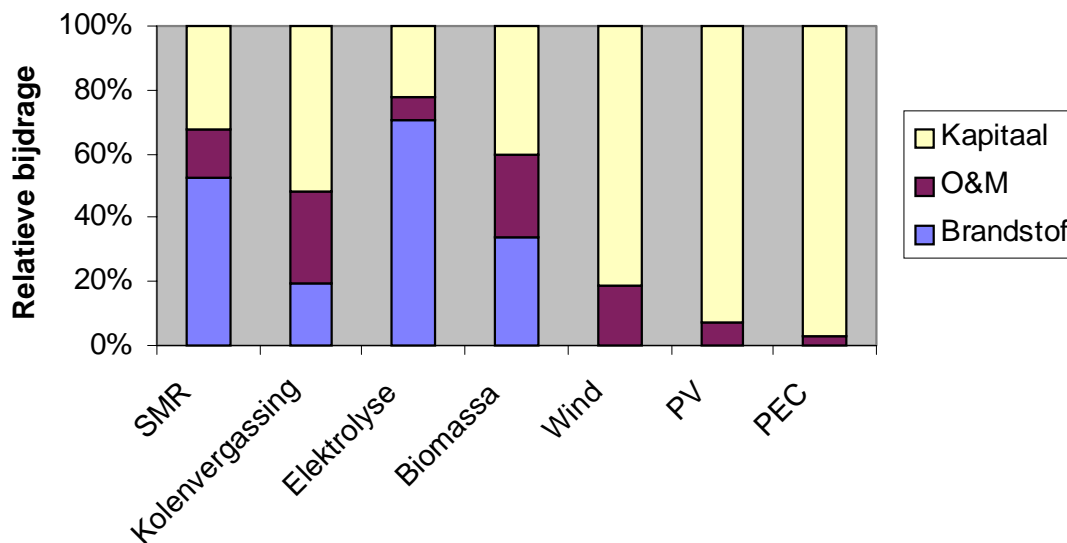
Betreffende de prijs zijn er geen verrassingen. Het reformen van methaan wordt veruit het meest toegepast. Kolen en biomassa zitten daar qua prijs even boven maar zijn goed vergelijkbaar met elkaar hetgeen te verwachten was omdat de technologie ook vergelijkbaar is. De nu ook reeds toegepaste elektrolyse is een stuk duurder maar wordt alleen toegepast waar zeer zuiver waterstof nodig is. Dat de wind, PV en PEC opties met kop en schouder boven alles uit steken mag op dit moment gezien het ontwikkelingsstadium geen verrassing heten.

Opvallend in de tabel is dat het fossiele energiegebruik bij biomassa hoger ligt dan bij SMR. Dit wordt veroorzaakt door de hoge elektriciteitsbehoefte in de vergassingsinstallatie. Dat dit niet terug te vinden is in de CO₂-emissie ligt aan het feit dat de CO₂ uit aardgas een langcyclisch karakter heeft terwijl de biomassa zelf tot kortcyclische CO₂-emissies leidt die op lange termijn niet bijdragen aan het broeikas effect.

Bij het ruimtebeslag valt de biomassa-optie op door het grote landgebruik. De 100 kton per jaar waterstof vergt in dit geval een landoppervlak van $6.5 \cdot 10^8$ m² (65000 ha). Dit is ongeveer 2 % van het Nederlandse landoppervlak. Indien de kosten van dit land zouden worden meegerekend (hetgeen in deze studie niet is gedaan) dan zijn deze groter dan de kosten voor de installatie. Bij een grondprijs van 22000 \$/ha (buiten VINEX) bedragen de grondkosten circa 1.5 G\$ (ofwel 106 \$/GJ). De andere duurzame opties behoeven circa een factor 5 of meer minder land. Opvallend is ook het ruimtebeslag van de wind-optie. Voor een heel park is meer ruimte nodig

dan bij toepassing van PV. In geval van wind is het echter niet zo dat de ruimte niet voor andere toepassingen (akkerbouw, veeteelt) beschikbaar is. De PEC-reactor zit tussen de PV en windopties is. Dit ruimtebeslag wordt volledig bepaald door de te behalen rendementen. De kosten voor grond zijn voor de PV en PEC-opties te verwaarlozen ten opzichte van de kapitaalsinvestering in de installatie.

De relatieve opbouw van de waterstofprijs over de componenten brandstof, onderhouds- en bedrijfskosten (O&M) en kapitaalkosten is weergegeven in Figuur 5.1. Deze figuur laat duidelijk zien dat bij SMR en elektrolyse de brandstofkosten de belangrijkste component vormen. Bij kolen en biomassa spelen de kapitaalslasten door de complexe installaties een belangrijke rol terwijl bij de volledig duurzame opties de prijs vrijwel volledig door de kapitaalkosten wordt bepaald.



Figuur 5.1: Relatieve bijdrage van verschillende kostencomponenten aan de waterstofprijs.

Kleinschalige toepassingen

Voor kleinschalige toepassingen wordt uitgegaan van decentrale productie op bijvoorbeeld woonhuisniveau. Voor de biomassa- en kolenroutes geldt dat deze installaties niet kleinschalig worden uitgevoerd. Decentrale toepassing zal dus bestaan uit centrale productie aangevuld met distributie waarbij distributie via pijpleidingen plaatsvindt. Met opslag wordt geen rekening gehouden. Op basis van [8] wordt verondersteld dat het transport via pijpleidingen 1-3 \$/GJ H₂ kost bij een afstand van circa 160 km. De kosten zijn afhankelijk van de doorvoer van gas en de diameter van de leiding. Uit informatie in [11] kan worden gehaald er een aanzienlijk compressorvermogen nodig is voor het transport van het waterstofgas.

Voor de route vanuit aardgas geldt dat er grote ontwikkelingen gaande zijn om dit decentraal te kunnen uitvoeren. In het kader van de huidige studie is dit niet nader bekeken en wordt alleen van centrale productie met distributie, zoals hiervoor aangegeven, uitgegaan.

Alle elektrolyse-opties zijn de decentraal toepasbaar, waarbij de elektriciteit hetzij uit het net komt en van fossiele oorsprong kan zijn of decentraal wordt opgewekt. Echter, kleinschalige elektrolyse is zeer duur. Voor kleinschalige installaties in de orde van kW noemt [13] een getal van 20000 \$/kW. Dit lijkt echter meer aan een beperkte markt te liggen dan aan een inherent technologisch schaalvoordeel bij grote installaties. Zowel PV als PEC-technologie heeft een modulair karakter, waardoor de schaalgrootte weinig invloed heeft op de kosten en specificaties.

Uit voorgaande blijkt dat er een prijsstijging zal zijn van de waterstof indien deze centraal wordt geproduceerd en vervolgens gedistribueerd, maar deze prijsstijging is onvoldoende om de elektrolyse-opties in beeld te brengen, gezien het grote verschil tussen deze opties.

Om een indruk te krijgen van de productiecapaciteiten indien alles op woonhuisniveau gebeurt is voor de PV en PEC-route uitgegaan van een beschikbaar dak/geveloppervlak van 30 m². De productiehoeveelheden zijn weergegeven in de volgende Tabel 5.2.

Tabel 5.2: *Productiehoeveelheden H₂ middels PV en PEC-route op woonhuisniveau.*

	(GJ/jaar)	H ₂ -productie (Nm ³ /jaar)	(m ³ aardgaseq/jaar)	Investeringskosten (\$)
PV	10.6	833	336	18000
PEC	4.3	339	136	15000

Stel dat een gemiddeld huishouden 2000 m³ aardgas jaarlijks verbruikt, dan zou hier dus door bijmengen van het waterstof circa 15 % op kunnen worden bespaard. Op een jaarlijks aardgasverbruik in de huishoudens van 360 PJ (1995) zou dit 54 PJ betekenen.

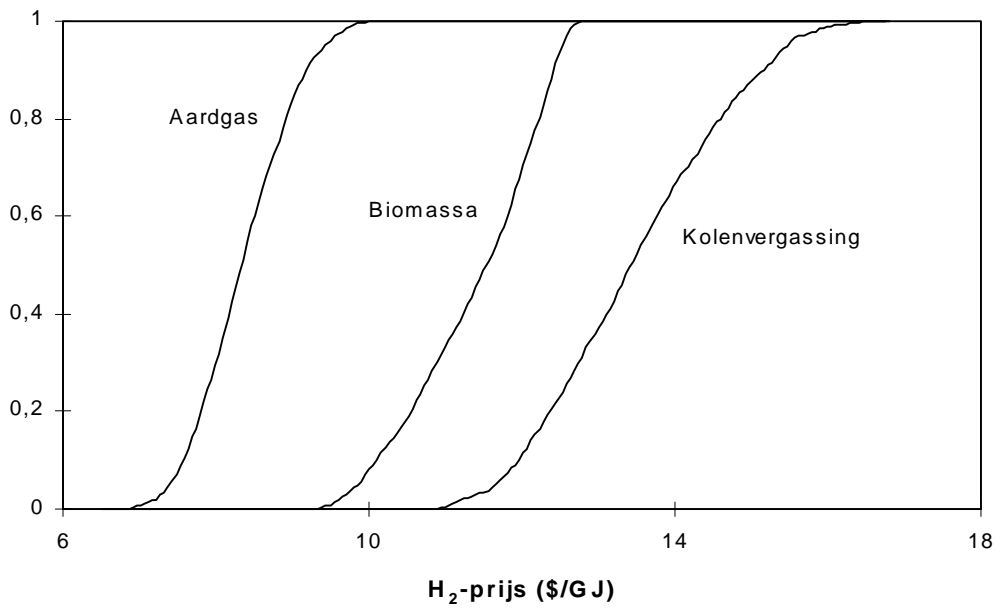
Een probleem met deze opties zou kunnen zijn dat er geen gelijktijdigheid is betreffende de warmtebehoefte en de zinstraling en er dus behoefte zal ontstaan aan opslag van waterstof. Het is echter niet op voorhand aan te geven of er in de zomermaanden een overschot aan waterstof zal ontstaan. Indien woonhuizen in de toekomst worden voorzien van een μ WKK-installatie dan kan brandstof (aardgas/waterstof) ook voor de elektriciteitsproductie worden ingezet.

Toekomstige situatie

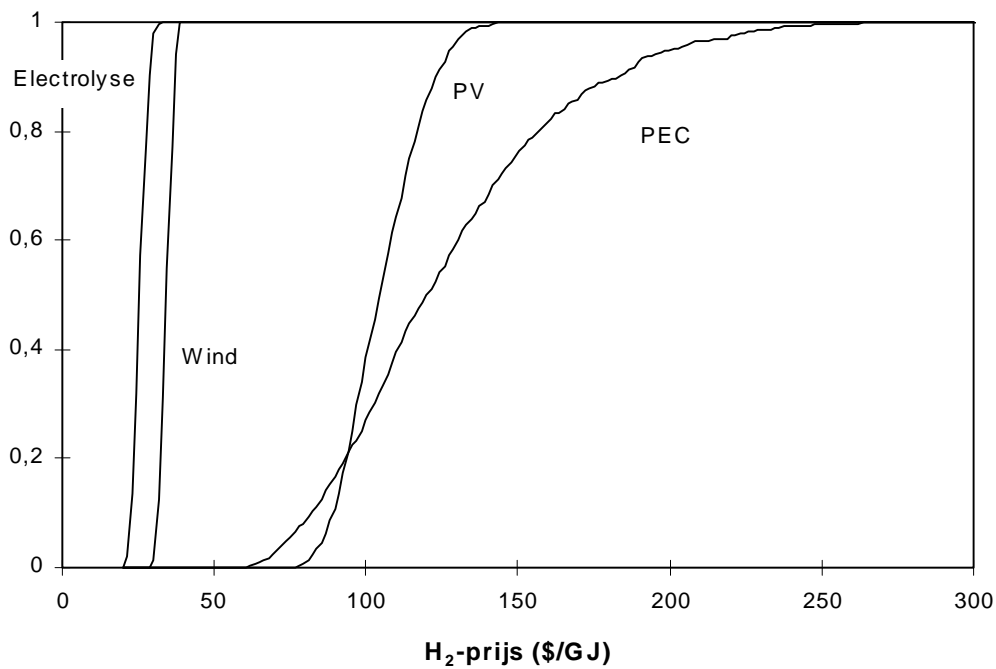
Voor een mogelijke toekomstige situatie in 2020 is zoals beschreven in hoofdstuk 3 een onzekerheidsanalyse uitgevoerd. Deze analyse betreft in dit geval een twaalfstal onzekere parameters die hieronder staan vermeld:

- Aardgasprijs
- Kolenprijs
- Biomassaprijs
- CO₂-heffing
- Elektriciteitsprijs
- Investeringskosten elektrolyse
- Onderhouds- en bedrijfskosten elektrolyse
- Rendement elektrolyse
- Investeringskosten Windmolens
- Investeringskosten PV
- Investeringskosten PEC
- Rendement PEC

De kansverdelingsfuncties voor elk van deze parameters zijn besproken in hoofdstuk 3 en 4 en staan weergegeven in Appendix A. Het resultaat van de onzekerheidsanalyse levert een verdelingsfunctie op van de H₂-prijs. In cumulatieve vorm zijn deze verdelingsfuncties weergegeven in Figuur 5.2 en Figuur 5.3. Daarbij geeft Figuur 5.2 de verdelingen voor de productieroutes vanuit koolwaterstoffen, terwijl Figuur 5.3 de verdelingen voor de routes vanuit water presenteert.



Figuur 5.2: Cumulatieve verdeling van H_2 -prijs voor aardgas-, kolen- en biomassa-routes.



Figuur 5.3: Cumulatieve verdeling van H_2 -prijs voor elektrolyse-, wind-, PV- en PEC-routes.

Deze figuren leiden tot de wellicht niet verrassende conclusie dat waterstofproductie vanuit aardgas onder alle gevallen de goedkoopste optie is. Als PV en PEC met elkaar worden vergeleken dan is de waarschijnlijkheid dat PV goedkoper is groter dan andersom. De spreiding in resultaten van de PEC-route is enorm door de grote onzekerheid in zowel kosten als rendement. Beide opties op hun beurt liggen weer ver boven de andere opties.

5.2 Methanol

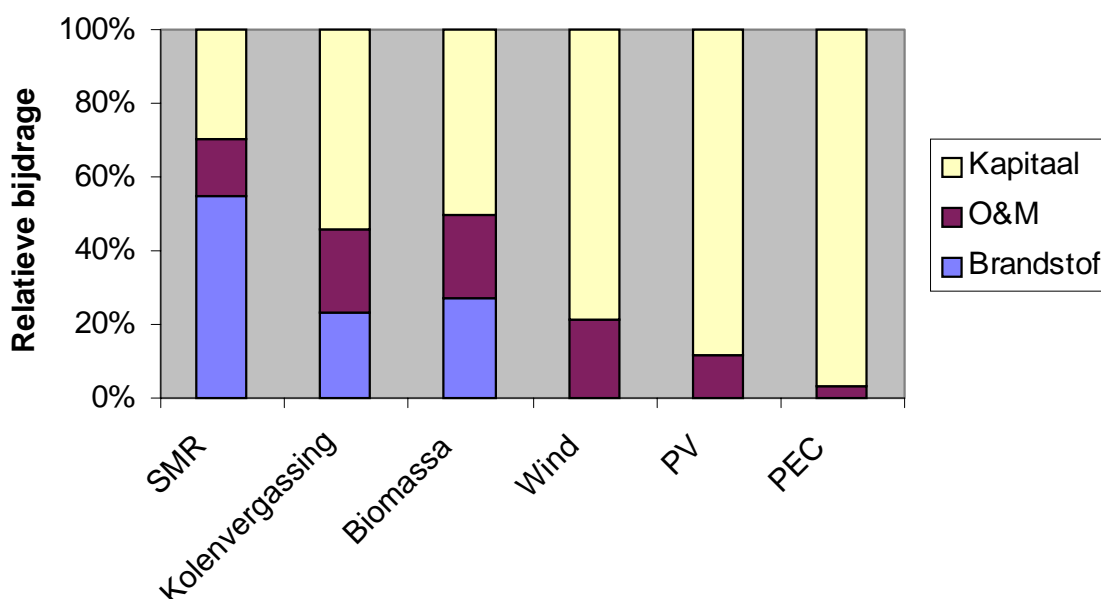
De vergelijking wordt eerst gemaakt voor de grootschalige referentietoepassing van 100 kton methanol per jaar. Dit correspondeert met $2.3 \cdot 10^6$ GJ methanol/jaar, gebaseerd op de “bovenste verbrandingswaarde” van methanol. Tabel 5.3 toont de verschillende resultaten zoals die zijn verkregen voor de diverse productietechnologieën.

Tabel 5.3: *Karakterisering van diverse productietechnologieën voor methanol.*

	TCI (\$/GJ)	MeOH-prijs (\$/GJ)	Energiegebruik (GJ/GJ H ₂)	CO ₂ -emissies (kg/GJ)	Ruimtebeslag (m ² /GJ)
Aardgas	15	7.8	0.49	26.4	n.v.t.
Kolenvergassing	35	10.0	0.63	55.4	n.v.t.
Biomassa	35	10.7	0.08	6.3	55.8
Wind-MeOH	661	129	0	-60.7	12.3
PV-MeOH	2890	503	0	-60.7	9.6
PEC-MeOH	4630	736	0	-60.7	23.1

Ook hier geen verassingen wat de prijs betreft. Het gebruik van aardgas als grondstof voor methanol wordt niet voor niets verreweg het meest toegepast. Kolen komt in aanmerking daar waar aardgas niet voorhanden is. Ook hier is te zien dat kolen en biomassa elkaar niet veel ontlopen. De volledig duurzame opties zijn ook weer veel duurder. Het prijsverschil tussen de PV en PEC-optie is een stuk geringer dan bij de waterstofproductie. Dit wordt veroorzaakt door de dure brandstofcel die in serie met de PV-installatie moet worden geschakeld.

Wanneer de resultaten in de kolom energiegebruik worden vergeleken met de waterstofresultaten blijkt dat in het geval van methanol de biomassaroute niet meer energie gebruikt dan de aardgasroute. Dit komt door het lagere energetisch rendement van de omzetting van aardgas naar methanol in vergelijking met de waterstof. De CO₂-emissies laten dit ook zien. Deze emissies zijn beduidend lager dan bij waterstof vanwege het feit dat een groot deel van de koolstof in het product terecht komt. Het ruimtebeslag geeft precies dezelfde tendensen weer als de productie van waterstof.



Figuur 5.4: Relatieve bijdrage van verschillende kostencomponenten aan de methanolprijs.

Figuur 5.4 toont de relatieve bijdragen van de diverse kostencomponenten aan de prijs van het gevormde product. Dezelfde tendensen als bij de waterstofproductie zijn ook hier weer terug te vinden.

Kleinschalige toepassing

Evenals bij waterstof wordt hier uitgegaan van centrale productie van methanol uit aardgas, kolen en biomassa en distributie daarna. In dit geval is het waarschijnlijk het eenvoudigst de distributie via tankwagens te laten verlopen. Op basis van [17] en LCA-gegevens uit SimaPro bedraagt de benodigde energie circa 0.01 GJ diesel per GJ getransporteerd. Dit valt te verwaarlozen, evenals de kosten. Dit betekent dat decentrale methanol vrijwel dezelfde prijs heeft voor deze opties als centraal geproduceerd methanol.

Voor kleinschalige toepassingen wordt uitgegaan van een beschikbaar dak/geveloppervlak van 30 m². De specifieke investeringskosten en andere kosten voor PV en PEC worden identiek genomen aan de grootschalig toepassingen vanwege het modulaire karakter. Dit betekent dat de kostprijs ook identiek blijft. De productiehoeveelheden zijn weergegeven in de volgende Tabel 5.4.

Tabel 5.4: *Productiehoeveelheden methanol via PV en PEC-route op woonhuisniveau.*

	Methanol-productie			Investeringskosten
	(GJ/jaar)	(kg/jaar)	(liter benzine eq/jaar)	(\$)
PV	7.8	343	245	22500
PEC	3.2	143	102	15000

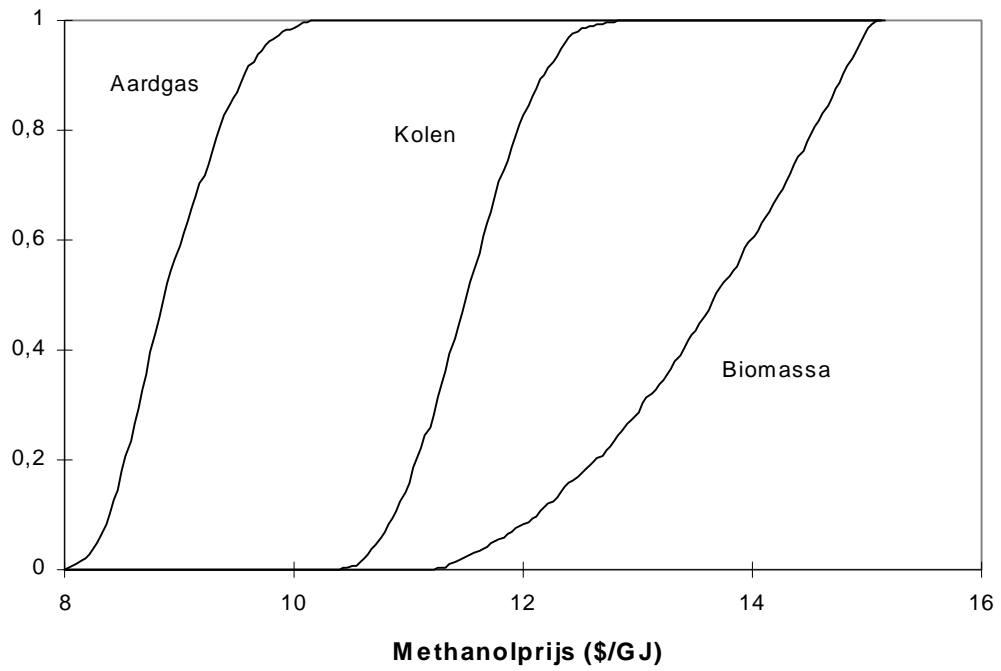
De equivalente benzinehoeveelheden zijn gebaseerd op een verbrandingswaarde van benzine van 44 MJ/kg en een dichtheid van 0.72 kg/liter. Indien een huishouden 20000 km per jaar rijdt en het verbruik 1 liter op 12 km bedraagt betekenen bovenstaande getallen een besparing van 15 % op de benodigde brandstof op basis van PV-cijfers.

Toekomstige situatie

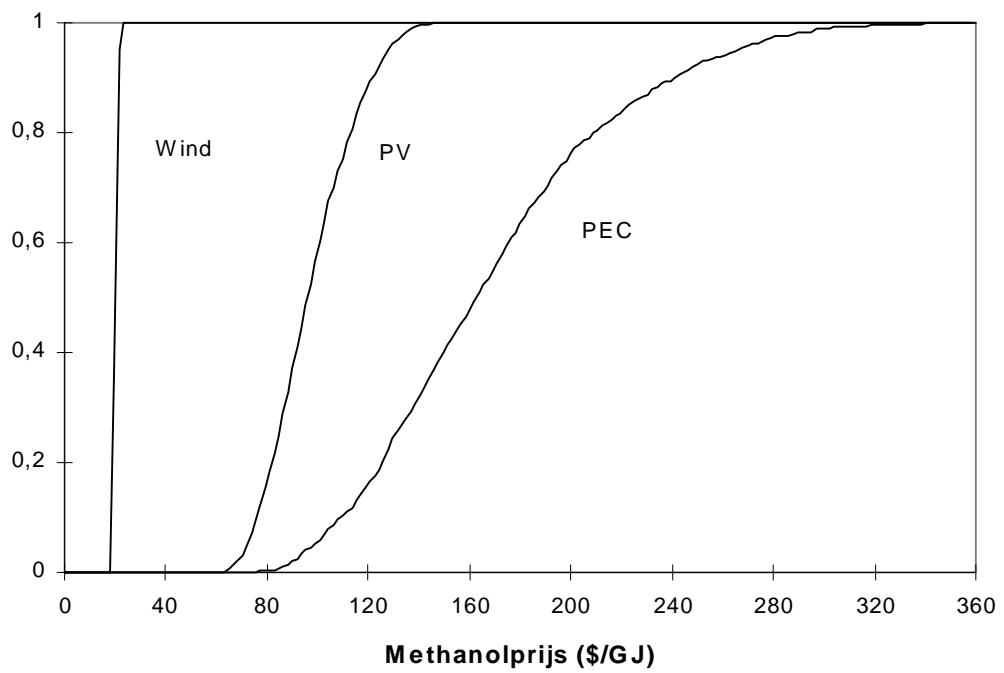
Voor een mogelijke toekomstige situatie in 2020 is zoals beschreven in hoofdstuk 3 een onzekerheidsanalyse uitgevoerd. Deze analyse betreft in dit geval een negental onzekere parameters die hieronder staan vermeld:

- Aardgasprijs
- Kolenprijs
- Biomassaprijs
- CO₂-heffing
- Investeringskosten Windmolens
- Investeringskosten PV
- Investeringskosten brandstofcel
- Investeringskosten PEC
- Rendement PEC

De kansverdelingsfuncties voor elk van deze parameters zijn besproken in hoofdstuk 3 en 4 en staan weergegeven in Appendix A. Het resultaat van de onzekerheidsanalyse levert een verdelingsfunctie op van de methanol-prijs. In cumulatieve vorm zijn deze verdelingsfuncties weergegeven in Figuur 5.5 en Figuur 5.6. Daarbij geeft Figuur 5.5 de verdelingen voor de productieroutes vanuit koolwaterstoffen, terwijl Figuur 5.6 de verdelingen voor de routes vanuit water presenteert.



Figuur 5.5: *Cumulatieve verdeling voor methanolprijs voor aardgas, kolen en biomassaroutes.*



Figuur 5.6: *Cumulatieve verdeling van methanolprijs voor wind, PV en PEC-routes.*

Ook bij methanol is aardgas de goedkoopste optie, nu en in de nabije toekomst. De vergelijking tussen PV en PEC valt ook hier in het nadeel van PEC uit. Dit wordt veroorzaakt door de enorme kostendaling die wordt verwacht in de brandstofcelwereld voor polymere brandstofcellen in niet-stationaire toepassingen. Een combinatie van PV met een nageschakelde brandstofcel heeft het voordeel dat alleen de eerste installatie een groot oppervlak nodig heeft met veel materiaalgebruik vanwege de lage vermogensdichtheid. De brandstofcel kan met een grote vermogensdichtheid werken en daardoor klein en (relatief) goedkoop blijven. Bij de PEC-reactor moeten alle onderdelen op een groot oppervlak worden uitgevoerd, waardoor materiaalkosten aanzienlijk zijn.

6. CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

Dit rapport beschrijft de resultaten van een studie naar de technische en economische haalbaarheid van foto-elektrochemische reactor voor de productie van waterstof en methanol. Enerzijds is getracht in te schatten welke rendementen mogelijk haalbaar zijn tegen welke kosten. Anderzijds is een vergelijking gemaakt tussen een aantal routes die tot genoemde producten leiden.

Conclusies

De conclusies worden gepresenteerd voor zowel de PEC-reactor technologie als voor de vergelijking tussen de diverse productieroutes.

PEC-reactor

- In theorie is het mogelijk om uitgaande van een titania halfgeleider, waterstof en methanol vanuit water en CO₂ te maken. De praktijk moet uitwijzen of dit ook mogelijk is zonder gebruik te maken van een hulpspanning (bias)
- Indien van puur titania wordt uitgegaan is het maximale theoretische rendement circa 2 %. De werkelijke waarde in de praktijk zal hier nog ruim onder liggen door allerlei verliezen. De absorptie van licht zal tot circa 0.6 μm moeten worden verhoogd om tot redelijke rendementen (orde 5 %) te komen.
- De huidige kosten van de PEC-reactor zijn aanzienlijk, voornamelijk veroorzaakt door de hoge materiaalkosten van de protongeleider Nafion. In de toekomst wordt een prijs voorzien van circa 150 \$/m².
- De energie- en CO₂-emissiebesparing van een PEC-reactor is sterk afhankelijk van het te behalen rendement. De productie van methanol leidt tot grotere besparingen dan waterstof. Indien de PEC-reactor hetzelfde rendement heeft als een PV-systeem, zal bij hetzelfde oppervlak het PV-systeem tot grotere besparingen leiden.

Vergelijking tussen diverse routes

Bij de vergelijking tussen de PEC-reactor en andere opties is bij de PEC-reactor van vrij optimistische getallen gebruik gemaakt ten aanzien van rendement en kosten. Er is geen rekening gehouden met een eventuele hulpspanning. Daar staat tegenover dat de zuurstofproductie niet als inkomstenbron is meegerekend.

De vergelijking is uitgevoerd ten aanzien van een viertal criteria: productprijs, fossiele energiegebruik, CO₂-emissies en ruimtebeslag. Voor de productprijs is getracht ook een inschatting te maken van de situatie over 20 jaar, gegeven een aantal onzekerheden.

- Productprijs.
Voor beide producten, voor zowel de huidige situatie als over 20 jaar lijkt het gebruik van aardgas de goedkoopste manier om deze producten te maken. De berekende volgorde is aardgas, biomassa, kolen, elektrolyse, wind, PV, PEC. Deze volgorde blijft hetzelfde als wordt getracht 20 jaar vooruit te kijken.
- Fossiel energiegebruik en CO₂-emissies
Op dit punt scoren vanzelfsprekend de duurzame opties het beste. Op biomassa na geven deze opties geen uitputting van fossiele brandstoffen en geen CO₂-emissies. Sterker nog, bij methanolproductie is er sprake van negatieve emissies indien van wind, PV of PEC-technologie wordt uitgegaan.
- Ruimtebeslag
Dit facet speelt alleen voor duurzame opties. De hoeveelheid ruimte die nodig is om tot grootschalig productie van waterstof en methanol te komen is aanzienlijk. Biomassa is koploper en lijkt niet toepasbaar binnen Nederland. Ook voor PV en PEC lijkt dit twijfelachtig op deze schaal.

Een groot voordeel van PV en PEC-opties is de mogelijkheid tot kleinschalige toepassing, zeker gezien het laatste item betreffende ruimtebeslag. Hoewel decentrale productie van waterstof of methanol op deze wijze zeker niet goedkoper is dan centrale productie aangevuld met distributie, is de startinvestering per installatie relatief klein.

Bovenstaande conclusies leiden tot de eindconclusie dat er de komende 20 jaar, afgezien van CO₂-emissie reductie, geen grote drijfveer aanwezig is om tot waterstof of methanolproductie via de PEC-technologie over te gaan. Dit kan veranderen als het imago van de technologie dusdanig is dat het een gewild product wordt, vergelijkbaar met de huidige via PV opgewekte elektriciteit. De vraag is of decentraal opgewekte waterstof en methanol op dezelfde manier worden ervaren als elektriciteit. Bovendien is het zo dat bij een gelijk rendement PV meer CO₂-emissies bespaart dan de via een PEC-reactor geproduceerde waterstof of methanol.

Een geheel andere situatie ontstaat bij het opraken van fossiele grondstoffen. Waterstof en chemicaliënproductie vanuit koolwaterstoffen zal dan niet meer de goedkoopste optie zijn. Duurzame productie vanuit water en CO₂ komt dan in beeld. De analyses in dit rapport geven aan dat het wellicht goedkoper en beter kan met een PV/Wind systeem in combinatie met een elektrochemische reactor (brandstofcel) dan met een PEC-reactor. Gezien echter de tijdstermijn waar hier over wordt gesproken (> 50 jaar) is dit allemaal puur speculatie.

Aanbevelingen

- Gezien de grote spreiding in resultaten wanneer een situatie over 20 jaar wordt bekeken is het wenselijk meer inzicht te verkrijgen in de te behalen rendementen maar ook de kosten van de PEC-technologie. Daarbij is het ook belangrijk na te gaan of er een hulpspanning nodig is.
- Naast waterstof en methanol zouden ook andere producten (ethyleen bijvoorbeeld) eens op hun productie op foto-elektrochemische wijze kunnen worden bekeken.
- Onderzoek aan de PEC-reactor is ook interessant voor gescheiden PV / elektrochemische reductie van CO₂. Daarbij gaat het met name om het elektrokatalytische onderzoek.
- Het is ook mogelijk alternatieve concepten voor foto-elektrochemische waterstof of chemicaliënproductie te beschouwen gezien ook de diverse mondiale ontwikkelingen die hierbij gaande zijn. Daarbij worden vaak complexere fotokatalysatoren en andere configuraties toegepast.

REFERENTIES

- [1] Rak, Z.S. and L. Berkeveld, *Photocatalytic reactor for chemical processes* ,ECN-CX--99-010. ECN, January 1999, Petten.
- [2] Ichikawa, S. and R. Doi. *Hydrogen Production from Water and Conversion of Carbon Dioxide to Useful Chemicals by Room Temperature Photoelectrocatalysis*. In: G. Centi (ed.): Environmental Catalysis. Rome, 1995.
- [3] Jong, K.d., *Schijnoplossingen vertroebelen CO₂-discussie*. Chemisch2weekblad, 2000(2): p. 18-21.
- [4] Bolton, J.R., *Solar photoproduction of hydrogen: a review*. Solar Energy, 1996. **57**(1): p. 37-50.
- [5] Mann, M.K., P.L. Spath, and W.A. Amos. *Technoeconomic analysis of different options for the production of hydrogen from sunlight, wind, and biomass*. In: (ed.): Proceedings of the 1998 US DOE Hydrogen Program Review, 1999. NREL.
- [6] Williams, R.H., *et al.*, *Methanol and Hydrogen from Biomass for Transportation, with Comparisons to Methanol and Hydrogen from Natural Gas and Coal* ,PU/CEES No. 292. Center for Energy and Environmental Studies, Princeton University, July 1995, Princeton.
- [7] Spath, P.L. and M.K. Mann, *Life Cycle Assessment of Hydrogen Production via Natural Gas Reforming* ,NREL/TP-570-27637. NREL, August 2000, Golden.
- [8] Padro, C.E.G. and V. Putsche, *Survey of the Economics of Hydrogen Technologies* ,NREL/TP-570-27079. NREL, September 1999, Golden, Colorado.
- [9] Blok, K., *et al.*, *Hydrogen production from natural gas, sequestration of recovered CO₂ in depleted gas wells and enhanced natural gas recovery*. Energy, 1997. **22**(2/3): p. 161-168.
- [10] Lako, P. and H.J.M. de Vries, *Voorraden en prijzen van fossiele brandstoffen* ,ECN-RIVM/99-001. ECN/RIVM, Juli 1999, Petten.
- [11] Öney, F., T.N. Veziroglu, and Z. Dülger, *Evaluation of pipeline transportation of hydrogen and natural gas mixtures*. Int. J. Hydrogen Energy, 1994. **19**(10): p. 813-822.
- [12] Block, D.L. and I. Melody, *Efficiency and cost goals for photoenhanced hydrogen production processes*. Int. J. Hydrogen Energy, 1992. **17**(11): p. 853-861.
- [13] Dutton, A.G., *et al.*, *Experience in the design, sizing, economics, and implementation of autonomous wind-powered hydrogen production systems*. Int. J. Hydrogen Energy, 2000. **25**(8): p. 705-722.
- [14] Siemons, R.V. and H. Kolk, *Energiegewassen in Nederland, Scenariostudie met het oog op een duurzame energievoorziening* ,GAVE 9912. BTG BV, December 1999, Enschede.
- [15] Danish Wind Turbine Manufacturers Association, : <http://www.windpower.dk/index.htm>.
- [16] Hugill, J.A., *Applications of syngas* ,ECN-CX--00-057. ECN, May 2000, Petten.
- [17] ADL, *Analyse en evaluatie van GAVE-ketens, Appendices* ,GAVE 9910. ADL, December 1999, Rotterdam.

APPENDIX A: KANSVERDELINGSFUNCTIES VAN INVOERPARAMETERS

