Waterstofroutes Nederland

Blauw, groen en import

CE Delft
Committed to the Environment

NUON

gasunie
crossing borders in energy

Waterstofroutes Nederland

Blauw, groen en import

Dit rapport is geschreven door:
Sebastiaan Hers, Thijs Scholten, Reinier van der Veen, Stefanie van de Water, Cor Leguijt, Frans Rooijers

Delft, CE Delft, juni 2018

Publicatienummer: 18.3K37.075

Energievoorziening / Waterstof / Hernieuwbare energie / Kooldioxide afvang / Zonne-energie / Ketenbeheer / Markt / Kosten / Technologie / Maatschappelijke factoren / Economische factoren

Opdrachtgever: Nederlandse Gasunie en Nuon

Het project is uitgevoerd met subsidie van het Ministerie van Economische Zaken, Nationale regelingen EZ-subsidies, Topsector Energie uitgevoerd door Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Cor Leguijt (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

CE Delft
Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

Inhoud

	Executive Summary	4
	Samenvatting	7
1	Inleiding	11
	1.1 Aanleiding	11
	1.2 Doel en onderzoeksvragen	12
	1.3 Afbakening	12
	1.4 Leeswijzer	12
2	Marktpotentieel waterstof	13
	2.1 Huidige waterstofmarkt in Europa en Nederland	13
	2.2 Literatuuroverzicht toekomstig waterstofpotentieel in Nederland	15
	2.3 Inschatting haalbaar waterstofpotentieel in Nederland in 2030	18
	2.4 Conclusie	22
3	Ketenkosten waterstofroutes	23
	3.1 Omschrijving waterstofketenmodellen	23
	3.2 Ketenkosten voor drie waterstofroutes	26
	3.3 Overzicht ketenkosten waterstofroutes	31
	3.4 Marktperspectief waterstofketens	33
	3.5 Conclusies	35
4	Belemmeringen waterstofroutes	37
	4.1 Upstream ketenelementen	37
	4.2 Midstream ketensegmenten	39
	4.3 Downstream ketensegmenten	39
	4.4 Integraal perspectief ketenontwikkeling	40
	4.5 Conclusie	42
5	Conclusies	43
6	Bibliografie	44
A	Productiemethoden waterstof uit aardgas	46
	A.1 Procesbeschrijving waterstofproductie uit aardgas	46
	A.2 Technische en economische prestaties verschillende technieken	47
	A.3 Conclusie	49
B	Inschatting implementatie waterstof-toepassingen	50

C Scenarioveronderstellingen en parameterisering ketenkosten 51
C.1 Ketenkosten blauwe waterstof 51
C.2 Ketenkosten groene waterstof 52
C.3 Ketenkosten zonnebrandstof 54

Executive Summary

Internationale klimaatafspraken vergen een snelle transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem. Recente analyses laten zien dat daarin een belangrijke rol is weggelegd voor waterstof. Het ontwikkelen van een nieuwe energieketen brengt echter grote investeringen en risico's met zich mee. In deze studie staan kosten en belemmeringen voor de ontwikkeling van drie typen waterstofketens centraal: blauwe waterstof (uit aardgas), groene waterstof (uit groene energie) en import waterstof (uit zon). De studie wijst uit dat er in eerste aanleg vooral kansen liggen voor de blauwe route, met name in de industrie en elektriciteitsvoorziening. Rond 2030 doet zich een omslagpunt voor waar ook de hernieuwbare vormen van waterstof concurrerend worden, met steeds bredere maatschappelijke toepassingen.

De klimaatafspraken in het akkoord van Parijs vereisen forse en snelle emissiereducties van broeikasgassen. Het huidige kabinet zet in op een emissiereductie van 49% in 2030 ten opzichte van 1990. Bovendien richt het kabinet zich op verdere aanscherping van de Europese emissiereductie tot 55% voor 2030, als tussendoel in een streven naar een reductie van 80-95% in 2050. Deze cijfers laten zien hoe groot de uitdagingen zijn die voor ons liggen. Naast forse emissiereducties moet ook de productie van hernieuwbare energie, met een groot aandeel zon en wind, sterk worden opgevoerd.

Waterstof als ontbrekende puzzelstuk

De inpassing van zon en wind kan deels worden bereikt door elektrificatie van producten en processen, maar daarbij groeit de noodzaak van opslag en transport van elektriciteit, om vraag en aanbod beter op elkaar af te stemmen. Waterstof (eventueel omgezet in ammoniak) is een bruikbare energiedrager die zich goed laat opslaan en transporteren, en die bovendien ook in andere toepassingen kan worden ingezet zonder emissies van CO_2 of andere schadelijke gassen. Mede gedreven door de recente kostendalingen van windenergie van zee groeit dan ook de belangstelling voor de productie en het gebruik van waterstof uit hernieuwbare elektriciteit. Er zijn echter alternatieve routes voor waterstofproductie denkbaar. Voor 2030 brengen we in deze studie daarom de haalbaarheid in kaart van drie kansrijke ketenconcepten:

- 'blauwe' waterstof uit Noors aardgas, waarbij vrijkomend CO_2 wordt opgeslagen (CSS);
- 'groene' waterstof uit windenergie van turbines op de Noordzee;
- 'import' van zonnebrandstof, uit zonne-energie rond de Middellandse Zee.

We bekijken achtereenvolgens het marktpotentieel, de ketenkosten, de belangrijkste belemmeringen, zodat en tot slot het perspectief op snelle ketenontwikkeling kan worden geschetst.

Marktpotentieel

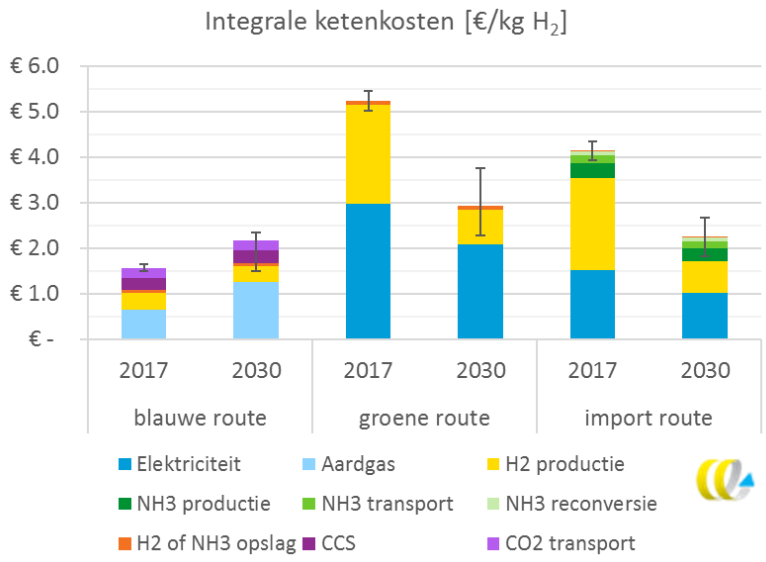
Met een jaarlijkse productie en afzet van 0.8 miljoen ton waterstof heeft Nederland al een aanzienlijke waterstofmarkt, maar het nog niet aangeboorde marktpotentieel is vele malen groter. Het aanboren van dat potentieel is afhankelijk van het tempo waarin die markt kan worden ontwikkeld en bedrijven kunnen omschakelen naar het gebruik van blauwe, groene of geïmporteerde waterstof. Zo lijkt voor 2030 vooral inzet in de industrie (feedstock en HT-proceswarmte) en elektriciteitsproductie kansrijk, omdat het vereiste aanpassingen in transportsysteem en de procestechnologie relatief beperkt zijn. Een beperkt potentieel in verkeer kan mogelijk ook worden ontsloten, maar toepassing in de warmtevoorziening staat nog in de kinderschoenen. Op basis van de huidige inzichten lijkt verdere uitbreiding van de markt voor waterstof met 0.6 miljoen ton waterstof (72 PJ/jaar) per

jaar tegen 2030 goed haalbaar. Bij inzet van klimaatneutrale waterstof kan dan een CO_2-emissie-reductie van 5 Mton/jaar gerealiseerd worden.

Kostenontwikkeling

Op dit moment heeft de blauwe route veruit de laagste integrale ketenkosten. Naar verwachting zal de prijs van aardgas komende decennia echter stijgen en daarmee stijgen de integrale ketenkosten van blauw waterstof mee. Het omgekeerde is het geval bij de routes van groen en geïmporteerde zonnebrandstof. Deze brandstoffen gaan nu nog gebukt onder hoge kapitaalskosten, maar die zullen gestaag dalen en zo komen deze duurzame routes rond 2030 in dezelfde kostenrange (2 á 3 euro per kg) als blauw waterstof.

Figuur 1 - Verwachting ontwikkeling integrale ketenkosten van de drie routes



Belemmeringen

Tegenover dit gunstige kostenvooruitzicht moeten we echter ook rekening houden met technische, economische en maatschappelijke factoren die de ketenontwikkeling van waterstof kunnen hinderen:

- ***upstream*** (winning, transport en productie);
  CO_2-opslag (offshore CSS) kan bij de blauwe route op maatschappelijke weerstand stuiten. Bij de groene en import route zijn kostenbarrières hier de belangrijkste belemmeringen.
- ***midstream*** (opslag en transport);
  Een transportlijn voor de import van waterstof uit het Middellandse Zeegebied brengt significante investeringen en risico's met zich mee, inclusief eventuele omzettingen naar en van ammoniak.
- ***downstream*** (distributie en toepassing);
  Onderin de energieketen is het potentieel in de industrie (feedstock, proceswarmte) en elektriciteitsproductie nog relatief eenvoudig te ontsluiten, maar in andere sectoren zijn downstream nog forse technische en infrastructurele hindernissen te overwinnen.

Blauwe route als wegbereider

Uit de analyse van belemmeringen volgt dat groen- en import waterstof nog op alle niveaus in de energieketen tegen uitdagingen aanloopt, terwijl de blauwe waterstofroute al bijna vrij baan heeft en alleen downstream om relatief eenvoudige aanpassingen vraagt. De blauwe route maakt dus nu al een snelle start van waterstoftoepassingen mogelijk, klimaatneutraal, en in grote volumes. Dit kan op zijn beurt de verdere ontwikkeling van ketensegmenten (vooral downstream) uitlokken, waardoor op termijn de benodigde vraag naar waterstof wordt opgevoerd. In de luwte daarvan kan de productie van groen waterstof en import waterstof zich intussen verder ontwikkelen, omdat bij investeerders het vertrouwen groeit in een groeiende markt voor klimaatneutraal en duurzaam waterstof.
Tegen 2030 zouden groene waterstof en geïmporteerde import waterstof dan marktrijp moeten kunnen zijn voor verdere uitbouw van de waterstofketen en uiteindelijke verdringing van de blauwe waterstof. Gegeven de onzekerheden in bijvoorbeeld de gasprijsontwikkeling zal daarbij wel borging van een dergelijke route naar een hernieuwbare waterstofketen vereist worden, bijvoorbeeld in de vorm van ondersteuning en regulerende maatregelen ter stimulering van groene waterstofproductie.

Samenvatting

De doelstellingen van de internationale klimaatafspraken in het Parijs-akkoord vergen een ingrijpende en snelle transitie naar een klimaatneutraal energiesysteem. Recente analyses wijzen daarbij op een belangrijke rol voor waterstof in de Nederlandse energietransitie. De ontwikkeling van een nieuwe energieketen kent echter grote investeringsinspanningen en -risico's. In deze studie beschouwen we ketenkosten en potentiële belemmeringen voor ketenontwikkeling van blauwe waterstof (waterstof uit aardgas met CO_2-afvang en opslag), groene waterstof (waterstof uit hernieuwbare energie) en waterstofimport (geproduceerd uit zonne-energie). Ketenkosten voor de blauwe route liggen nu lager dan die van de andere routes, maar convergentie van de ketenkosten voor de drie routes vanaf 2030 lijkt realistisch. Er zijn mogelijkheden om synergievoordelen te behalen door te starten met de blauwe route en de keten later te transformeren naar hernieuwbare waterstof. Met ontwikkeling van de blauwe route kunnen al snel significante emissiereducties gerealiseerd worden met grote volumes tegen relatief beperkte risico's, terwijl daarmee de weg bereid wordt om op termijn het potentieel van groene waterstof en waterstofimport tot volle wasdom te brengen als ook de daartoe benodigde vermogens aan hernieuwbare elektriciteits-productie zijn ontwikkeld. Wel zal er aanvullend beleid nodig zijn om een dergelijke ontwikkeling van waterstofproductie uit hernieuwbare elektriciteit te borgen.

De doelstellingen van de internationale klimaatafspraken in het akkoord van Parijs vereisen forse en snelle (broeikasgas)emissiereducties. Het huidige kabinet zet in op maatregelen die ons voorbereiden op een emissiereductie van 49% in 2030 (ten opzichte van 1990), 41 Mton CO_2 per jaar minder emissies dan de verwachting voor het basispad in de Nationale Energieverkenning 2017. Bovendien richt het kabinet zich op verdere aanscherping van de Europese emissiereductiedoelstelling tot 55% voor 2030, als tussendoel in een streven naar een reductie van 80-95% in 2050. Dat pad, mits snel en in mondiaal verband ingezet, leidt naar een temperatuurstijging van 2°C. Voor het in Parijs afgesproken streven naar +1,5°C zijn inmiddels ook netto negatieve emissies noodzakelijk, waarmee de urgentie van snelle emissiereductie duidelijk wordt.

De energietransitie brengt grote uitdagingen met zich mee. Zo zal het aandeel hernieuwbare energie, met vooral een groot aandeel zon en wind, sterk moeten toenemen. Inpassing en benutting daarvan kan deels worden bereikt door elektrificatie, maar een groeiende behoefte aan intermediaire energiedragers is aannemelijk. Waterstof, of afgeleiden zoals ammoniak, kan een rol spelen als een energiedrager die gemakkelijk opgeslagen en kan worden, en daarmee flexibiliteit kan aanbieden aan eindgebruikers in verschillende sectoren. Mede gedreven door de recente kostendalingen voor elektriciteitsproductie uit wind op de Noordzee is er dan ook sprake van groeiende aandacht voor waterstof uit duurzame energie, oftewel 'groene waterstof', en daarmee ook voor andere klimaatneutrale waterstofketens.

In deze studie brengen we de haalbaarheid van waterstofketenontwikkeling in kaart door achtereenvolgens in te gaan op het marktpotentieel voor waterstof, de ketenkosten, technische, economische en maatschappelijke belemmeringen en tot slot het perspectief op ketenontwikkeling. Zo wordt inzichtelijk gemaakt hoe waterstofketenontwikkeling in gang kan worden gezet en de risico's beperkt kunnen worden. Wij hebben ons daarbij gericht op een drietal kansrijke ketenconcepten; blauwe waterstof uit Noors aardgas met offshore *Carbon Capture and Storage* (CCS), groene waterstof uit Noordzeewind, en import van waterstof uit zonne-energie in het Middellandse zeegebied (hier verder kortweg 'zonnebrandstof' genoemd).

Marktpotentieel

Het marktpotentieel voor waterstof kan worden afgeleid uit de huidige energievraag, maar realisatie is afhankelijk van het tempo waarin die markt kan worden ontwikkeld. Inschattingen van haalbare omschakelingstrajecten in verschillende recente studies lopen uiteen, maar nadere analyse wijst op een haalbaar substitutiepotentieel in Nederland in de orde van 72 PJ/jaar (of 0,6 Mton waterstof) tegen 2030. Als hierbij klimaatneutrale waterstof wordt ingezet kan een CO_2-emissiereductie van 5 Mton/jaar gerealiseerd worden. Dit kan vooral in industrie (feedstock en proceswarmte) en elektriciteitsproductie relatief snel gerealiseerd worden vanwege de relatief beperkte aanpassingen in transportsystem en toepassing.

Ketenkosten

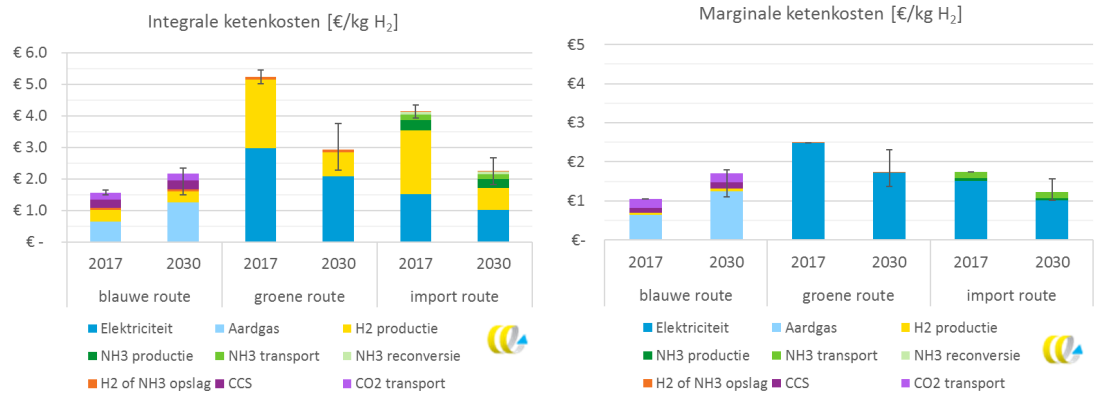
De kostenstructuur van integrale en marginale ketenkosten voor de drie waterstofroutes in 2017 en 2030 zijn uitgewerkt in Figuur 1. Integrale ketenkosten bieden zicht op de kosten die gemoeid zijn met invulling van een zekere nationale vraag. Lage integrale ketenkosten bieden een aantrekkelijk investeringsperspectief. Marginale kosten bieden zicht op de productiekosten en daarmee op de vereiste opbrengsten per eenheid product. Deze kosten bieden zicht op de onderlinge concurrentieverhoudingen tussen de ketens; hoe lager deze kosten, hoe kansrijker dat het product ook wordt afgenomen.

Op basis van huidige vooruitzichten volgt dat de blauwe route op dit moment de laagste integrale ketenkosten biedt, maar op langere termijn is convergentie van de kosten voor de verschillende ketens aannemelijk. De ketenkosten voor de blauwe route nemen richting 2030 toe, door de verwachte toename van de marktprijs van aardgas. Voor de groene route en import van zonnebrandstof vormen de kapitaalskosten grote kostenfactoren, en die zullen volgens de huidige vooruitzichten gaan dalen richting 2030. De integrale ketenkosten voor de drie ketens liggen dan rond de 2 à 3 euro per kg H_2[1].

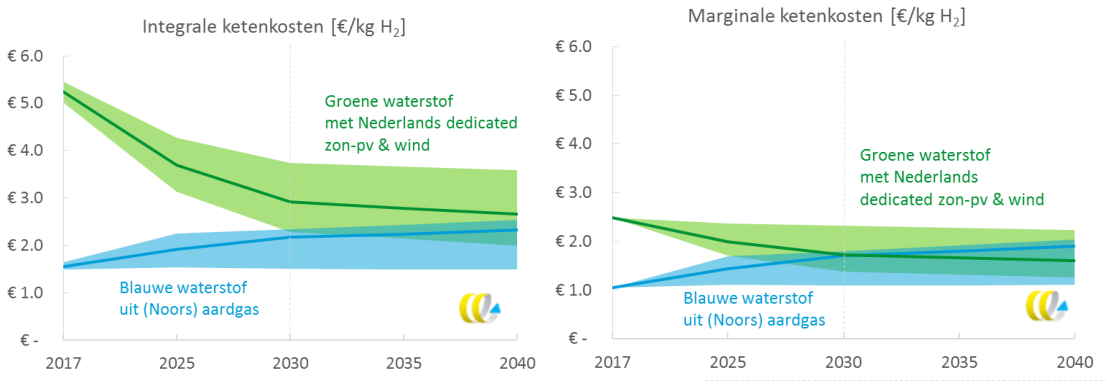
De marginale kosten van productie uit Noors aardgas zouden voor 2017 uitkomen op ongeveer 1,0 €/kg (bij een gasprijs van 16,2 €/MWh), maar richting 2030 op kunnen gaan lopen tot ongeveer 1,7 €/kg (bij een gasprijs van 31,7 €/MWh). Uitgaande van elektriciteitsprijzen die volstaan om de kapitaalslasten voor zon- en windtechnologie te dekken, kunnen marginale kosten van groene waterstofproductie uit wind en zon dalen tot 1,7 €/kg in Nederland en zelfs tot 1,2 €/kg voor import van zonnebrandstof. Deze producten zouden dus goed gepositioneerd zijn ten opzichte van blauwe waterstof en kunnen zich dan bovendien meten met eindverbruikersprijzen voor het conventionele energiedragers: voor mobiliteit, feedstock en gasgestookte elektriciteitsproductie liggen verwachtingen voor conventionele brandstofkosten op vergelijkbare of hogere niveaus tegen 2030.

[1] Vermenigvuldig met respectievelijk 8.5 of 30 voor snelle conversie van €/kg naar respectievelijk €/GJ en €/MWh.

Figuur 2 - Inschatting integrale en marginale ketenkosten voor drie waterstofroutes in 2017 en 2030



Figuur 3 - Verwachting voor integrale en marginale ketenkosten van blauwe en groene waterstof



Belemmeringen

Naast ketenkosten zijn er nog technische, economische, beleidsmatige en maatschappelijke belemmeringen voor ketenontwikkeling in elk van de ketensegmenten:

- **Upstream**: winning, transport en productie;
  De blauwe route kan op maatschappelijke weerstand stuiten door toepassing van (offshore) CCS. Voor de groene route en zonnebrandstof vormen de kostenbarrières en beschikbaarheid van voldoende overschotten duurzame elektriciteit de belangrijkste belemmeringen.
- **Midstream**: opslag en transport;
  Vooral de opzet van een transportlijn voor import van zonnebrandstof vergt significante investeringen (en risico's), inclusief eventuele conversie- en reconversiestappen (bijv. naar en van ammoniak).
- **Downstream**: distributie en toepassing;
  In dit segment liggen nog significante technische en infrastructurele belemmeringen in vrijwel alle onderdelen van het energiesysteem. Toepassing in de industrie (feedstock, proceswarmte) en elektriciteitsproductie zijn daarin de eenvoudiger te ontsluiten potentiëlen.

Ketenontwikkeling

Vanuit investeringsperspectief is juist het integrale ketenperspectief van belang, waarbij de drie routes zich onderscheiden in de mate van samenhang tussen de verschillende ketenelementen. Zo zijn de huidige financieringsbehoefte en investeringsrisico's van de blauwe route relatief beperkt in vergelijking tot de groene route en in nog grotere mate tot de import van zonnebrandstof (vanwege de benodigde transportlijn). De blauwe route maakt bovendien een snelle start met CO_2-emissiereductie van waterstoftoepassing mogelijk, met grote en relatief zekere volumes. Dit kan de ontwikkeling van (downstream) ketensegmenten op gang brengen wat de toekomstige uitrol van de groene route en import aanzienlijk zal vereenvoudigen. Op termijn wordt zo de benodigde vraag naar waterstof ontwikkeld, terwijl de productie van groene waterstof zich kan ontwikkelen door het betere investeringsperspectief.

Dat vergt wel een nadere afweging van de blauwe route en toepassing van CCS in een bredere context. Dergelijke zogenaamde pre-combustion CCS biedt voordelen boven post-combustion CCS: het kan op termijn worden getransformeerd tot een hernieuwbare waterstofroute. Inzet van klimaatneutraal waterstof heeft echter vooral toegevoegde waarde voor de energietransitie in toepassingen waar geen of onvoldoende alternatieve maatregelen voor emissiereductie beschikbaar zijn.

Een mogelijk risico bij inzet op blauwe waterstof als eerste fase van ketenontwikkeling is wel de eventuele lock-in die kan ontstaan indien groene waterstof ook op de langere termijn de concurrentie met blauwe waterstof niet aan kan en wel in voldoende mate geproduceerd kan worden. Zolang groene waterstof het volledig potentieel nog niet kan bedienen, kan blauwe waterstof nog altijd een bijdrage leveren aan de emissiedoelstellingen. Als de inzet van blauwe waterstof de inzet van groene waterstof in de weg staat echter, ook bij ruime beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit, wordt een kans gemist om verdere vergroening van het energiesysteem te bewerkstelligen. Als bijv. kosten voor aardgas, hernieuwbare elektriciteit en elektrolyse zich anders ontwikkelen dan nu wordt voorzien, kan de blauwe route vanuit kostenperspectief veel aantrekkelijker blijven. De CO_2-kosten in de blauwe route worden bepaald door CCS-kosten, dus beprijzing van CO_2 zal daar geen verdere invloed op hebben. Het vergt aanvullend beleid om zeker te stellen dat de blauwe route op termijn wordt uitgebouwd en/of getransformeerd naar een hernieuwbare waterstofketen. Daarbij kan gedacht worden aan aanvullende maatregelen om groene waterstofproductie te ondersteunen in de vorm van subsidies, en regulering om groene waterstofproductie te stimuleren.

1 Inleiding

1.1 Aanleiding

De doelstellingen van de internationale klimaatafspraken in het akkoord van Parijs vereisen forse en snelle (broeikasgas)emissiereducties. Het huidige kabinet zet in op maatregelen die ons voorbereiden op een emissiereductie van 49% in 2030 (ten opzichte van 1990), 41 Mton CO_2 per jaar minder emissies dan de verwachting voor het basispad in de Nationale Energieverkenning 2017. Bovendien richt het kabinet zich op verdere aanscherping van de Europese emissiereductiedoelstelling tot 55% voor 2030, als tussendoel in een streven naar een reductie van 80-95% in 2050. Dat pad, mits snel en in mondiaal verband ingezet, leidt naar een temperatuurstijging van 2°C. Voor het in Parijs afgesproken streven naar +1,5°C zijn inmiddels ook netto negatieve emissies noodzakelijk, waarmee de urgentie van snelle emissiereductie duidelijk wordt.

De energietransitie brengt grote uitdagingen met zich mee. Zo zal het aandeel hernieuwbare energie, met vooral een groot aandeel zon en wind, sterk moeten toenemen. Inpassing en benutting daarvan kan deels worden bereikt door elektrificatie, maar een groeiende behoefte aan intermediaire energiedragers is aannemelijk. Waterstof, of afgeleiden zoals ammoniak, kan als hernieuwbaar gas een rol spelen als een energiedrager die gemakkelijk opgeslagen kan worden, en daarmee flexibiliteit kan aanbieden aan eindgebruikers in verschillende sectoren. Hernieuwbare waterstof, ook wel *groene waterstof* genoemd, zou bijvoorbeeld kunnen worden geproduceerd met hernieuwbare elektriciteit via elektrolyse. Mede gedreven door de recente kostendalingen voor elektriciteit uit wind op de Noordzee en het significante potentieel daarvan, is er dan ook sprake groeiende aandacht voor waterstof.

Uit aardgas kan ook klimaatneutrale waterstof worden geproduceerd door CO_2-emissies uit het productieproces af te vangen en permanent op te slaan in de ondergrond. Dit wordt ook wel *blauwe waterstof* genoemd. Afgelopen zomer kondigden Nuon en Gasunie in samenwerking met Statoil een innovatietraject aan om Nuon's Magnum-centrale vanaf 2023 te laten draaien op blauwe waterstof als tussenstap naar toekomstige toepassing van groene waterstof in de centrale. In deze samenwerking wordt voorzien dat de benodigde waterstof zal worden geproduceerd door Statoil uit aardgas, en CO_2 op zal worden opgeslagen in offshore reservoirs. Statoil heeft al ruim 20 jaar ervaring met offshore opslag in de offshore gasvelden Sleipner en Snøhvit.

Hierin ligt dan ook de aanleiding dat CE Delft in samenwerking met Gasunie en Nuon tot dit project gekomen is om de waardeketen van deze brandstoffen in het toekomstige Nederlandse energiesysteem nader uit te werken.

1.2 Doel en onderzoeksvragen

Het doel van dit project is inzicht te verschaffen in de haalbaarheid van volgende stappen in de keten voor toepassing van achtereenvolgens blauwe en groene waterstof binnen de Nederlandse energie-voorziening na 2025.

Achterliggende vragen daarbij zijn:

- **Marktverkenning** - Hoe ziet de (Nederlandse) markt voor waterstof in het energiesysteem vanaf 2025 eruit in termen van toepassingen, potentiëlen, waarde op basis van opportuniteitskosten?
- **Ketenmodel** - Hoe ziet de keten eruit voor toepassing van klimaatneutrale waterstof?
  Maak daarbij onderscheid tussen:
  - Blauwe waterstof uit Noors aardgas met CCS?
  - Groene waterstof uit Noordzeewind?
  - Import van zonnebrandstof uit bijv. Spanje/Midden-Oosten.
- **Waardeketen** - Wat is de onderliggende kostenstructuur? Wat zijn de kritische technische en economische factoren in de ketenmodellen voor de productie en import van zonnebrandstof voor deze drie waterstofroutes?
- **Ketenontwikkeling** - Wat is het perspectief op ketenontwikkeling? Onderscheid daarbij stappen in ontwikkeling:
  - de eerste snelle stappen met blauwe waterstofproductie (wat zijn haalbare CO_2-emissie-besparingen);
  - de consolidatie van groene waterstofproductie door toenemende volumes op basis van afnemende kosten; en, tot slot,
  - hoe mogelijkheden van import groen (verder weg in toekomst), en export van waterstof (internationaal netwerk).

  Wat is het relatieve gemak van transitie voor ketenonderdelen van aardgas naar waterstof? Welke belemmeringen zijn er te voorzien voor de mogelijkheden voor ketenontwikkeling en de transities? Wat zijn succes- en faalfactoren voor ontwikkeling van deze waardeketens in de transitie naar hernieuwbare brandstof?

1.3 Afbakening

Het onderzoek is gericht op ketenontwikkeling voor productie van blauwe waterstof uit aardgas met toepassing van offshore CCS, groene waterstof uit de Noordzee windstroom of geïmporteerde zonnestroom voor toepassing in het Nederlandse energiesysteem vanaf 2025.

De analyse beperkt zich in eerste instantie tot de ketenkosten voor optimale configuraties van deze drie ketens op basis van kentallen. Nadien worden technische, economische en maatschappelijke barrières voor ontwikkeling van deze ketens in beeld gebracht. Tot slot wordt ingegaan op eventuele synergiën tussen deze ketens die kunnen worden benut om de ketenontwikkeling voor hernieuwbare waterstof te vereenvoudigen en te bespoedigen.

1.4 Leeswijzer

De rapportage is opgezet langs de structuur van de achterliggende vragen. Na dit inleidende Hoofdstuk wordt Hoofdstuk 2 het marktpotentieel in kaart gebracht aan de hand van bestaande literatuur en inzichten. In Hoofdstuk 3 wordt de kostenstructuur voor de verschillende waterstof-ketens in kaart gebracht en wordt een inschatting van de ketenkosten gepresenteerd. In Hoofdstuk 4 worden belemmeringen voor ketenontwikkeling verkend en wordt ingegaan op mogelijke routes voor ketenontwikkeling. De rapportage sluit af met conclusies in Hoofdstuk 5.

2 Marktpotentieel waterstof

Waterstof ontstaat als bijproduct in de chemische industrie, maar wordt ook op grote schaal geproduceerd uit aardgas door toepassing van *steam methane reforming* (SMR). Vanwege de daarbij vrijkomende CO_2-emissies wordt dit ook wel *grijze waterstof* genoemd. Uit aardgas kan ook klimaatneutrale waterstof worden geproduceerd door CO_2-emissies uit het productieproces af te vangen en permanent op te slaan in de ondergrond. Dit wordt ook wel *blauwe waterstof* genoemd. Volgens de huidige inzichten biedt het proces van *autothermal reforming* (ATR) hiertoe een geschiktere techniek dan SMR, door betere mogelijkheden voor CO_2-afvang (zie ook Bijlage A). Om *groene waterstof* te produceren, dat wil zeggen waterstofproductie zonder gebruik van fossiele brandstoffen, kan elektrolyse van water met hernieuwbare elektriciteit of vergassing van biomassa worden toegepast. Gegeven de vooruitzichten voor hernieuwbare elektriciteit, en in het bijzonder wind op zee, lijken vooral in deze elektrolyse route kansen te liggen voor groene waterstof.

Waterstof (of een afgeleide daarvan, zoals ammoniak) kan daarmee een grote rol gaan spelen in de energietransitie: het kan op CO_2-neutrale of hernieuwbare wijze worden geproduceerd, het kan elektriciteit complementeren als energiedrager, en het kan worden toegepast in de energie- en grondstoffenvoorziening van verschillende sectoren in de economie:

- elektriciteitsproductie;
- mobiliteit (weg, rail, water en luchtverkeer);
- feedstock in industrie;
- hogetemperatuur (HT) warmte in industrie;
- lagetemperatuur (LT) warmte in gebouwde omgeving.

We starten het dit verkennende hoofdstuk met een kort overzicht van de huidige Europese en Nederlandse waterstofmarkt, gevolgd door een kort literatuuroverzicht van de toekomstige Nederlandse waterstofmarkt, om af te sluiten met de inschatting van het haalbaar potentieel voor klimaatneutrale waterstoftoepassingen en bijbehorende emissiereductie rond 2030.

2.1 Huidige waterstofmarkt in Europa en Nederland

De huidige Europese vraag van jaarlijks 7 Mton waterstof bestaat voor meer dan 95% uit industriële vraag naar feedstock (zie ook (Certifhy, 2015)). De vraag naar waterstof voor ammoniakproductie in de chemische industrie vormt veruit het grootste segment. Naar schatting 53% van de totale Europese vraag komt hieruit voort. Aardolieraffinage vormt met een vraagsegment van ongeveer 30% de tweede categorie. In deze sector wordt waterstof na destillatie van aardolie gebruikt om zwaardere in lichtere koolwaterstoffen om te zetten (ook wel *hydrocracking*) en om aardolie facties te ontzwavelen (ook wel *hydrotreating*). Tot slot vormen de vraag naar waterstof voor en methanolproductie in de chemie en ijzer reductie in de staalindustrie met respectievelijk ongeveer 7 en 6% nog een aanzienlijk deel van de Europese vraag. Het grootste deel van deze vraag wordt voorzien door waterstofproductie uit aardgas. Het gaat daarbij om deels om doelgerichte productie, met 64% voor eigen gebruik en 9% voor andere afnemers. De resterende 27% wordt geproduceerd als bijproduct in de chemie.
Na Duitsland is Nederland de grootse waterstofproducent van Europa (zie ook (IFP, Air Liquide, 2007)).

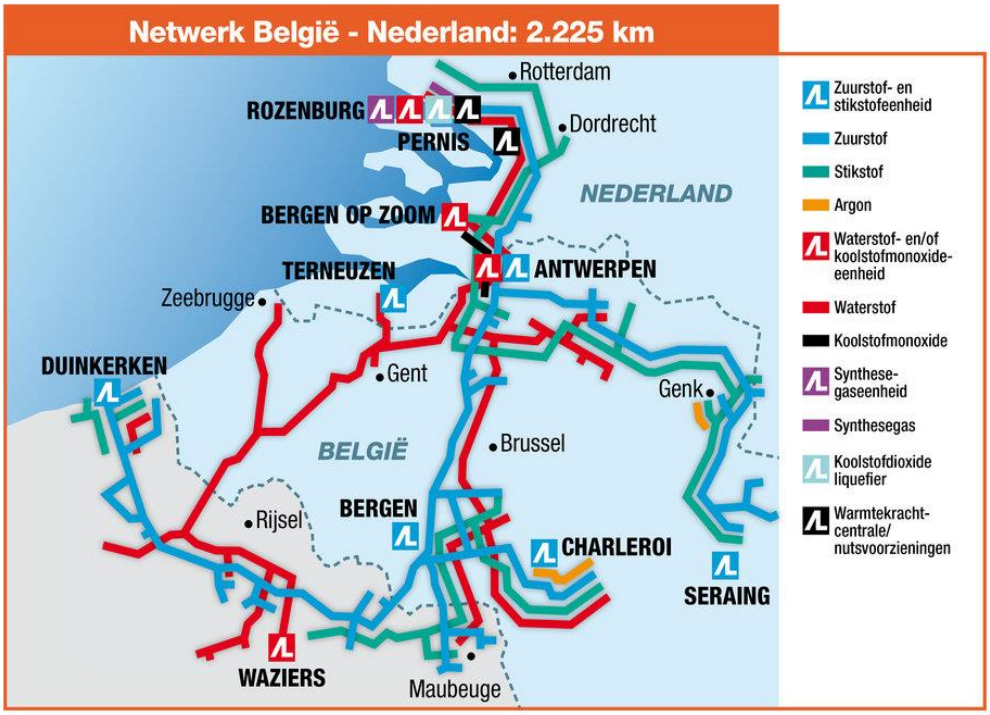
Schattingen van de Nederlandse waterstofmarkt lopen uiteen, maar liggen in de orde van 9 tot 10 miljard m^3 ofwel 0,8 tot 0,9 Mton waterstof (zie ook (ECN, 2016)). Dat komt neer op een jaarlijkse productie van 96 tot 107 PJ[2] waterstof. Een recentere inschatting gaat uit van een landelijke productie

[2] Op basis van de lagere calorische waarde (ook wel lower heating value of (LHV) van waterstof, i.e. 119.96 MJ/kg.

van 9.2 miljard m^3 voor 2016, ofwel 0,83 Mton (Berenschot & TNO, 2017)). Volgens deze schatting wordt ongeveer 80% daarvan geproduceerd uit aardgas door toepassing SMR, terwijl ongeveer 20% als bijproduct ontstaat in de chemische industrie. Bij de aangegeven productie van de grijze waterstof uit aardgas komt ongeveer 12,5 Mton CO_2-vrij[3]. Ongeveer 60% van de Nederlandse waterstof-productie wordt gebruikt voor ammoniakproductie, wat neer komt op ongeveer 0,5 Mton waterstof, terwijl de overige 40% wordt toegepast in de (petro)chemie.

De productie vindt hoofdzakelijk plaats in enkele tientallen faciliteiten voor waterstofproductie uit aardgas. Veelal wordt SMR toegepast, maar ook ATR wordt toegepast. Voor het overige gaat het om waterstof als bijproduct. De installaties zijn gelegen in met name Rotterdam (Rijnmond, Botlek, Pernis, Europoort), maar ook Zeeland (Terneuzen, Middelburg, Vlissingen), Noord-Brabant (Bergen op Zoom en Moerdijk) en tot slot Geleen in Limburg. Daarnaast bestaan er verschillende regionale en internationale waterstofnetwerken (zie bijv. ook (DNV GL, CE Delft, 2015)), zoals een waterstof pijplijn en een multicore pijplijn (i.e. een gebundelde multi-commodity pijplijn, waaronder een waterstof pijplijn) in Rotterdam, en een Noordwest Europese waterstofleidingnet als onderdeel van een leidingnet voor gasvormige chemische producten van Air Liquide als weergegeven in Figuur 4.

Figuur 4 - Bestaande Noordwest Europese leidingnet van Air Liquide



(Bron: (Alr Liquide, 2018).

[3] Overigens wordt deze CO_2 deels hergebruikt in de glastuinbouw en de frisdrankindustrie (om nadien alsnog vrij te komen als CO_2-emissie).

2.2 Literatuuroverzicht toekomstig waterstofpotentieel in Nederland

Voor de inschatting van de rol die blauwe en groene waterstof zouden kunnen spelen in de Nederlandse energievoorziening wordt in deze paragraaf eerst een inventarisatie van kwantitatieve schattingen uit enkele recente studies naar de ontwikkeling van een toekomstige Nederlandse waterstofeconomie opgesteld. Een overzicht van deze studies en bijbehorende uitgangspunten staan in Tabel 1.

In de eerste plaats gaan we in op de uitgangspunten van de verschillende studies, om de kwantitatieve inschatting zoals gepresenteerd in de aangegeven studies te kunnen duiden. Vervolgens wordt in deze paragraaf een samengesteld kwantitatief overzicht gepresenteerd.

Net voor de Toekomst

In het rapport 'Net voor de Toekomst' dat CE Delft in november 2017 heeft uitgebracht, zijn de resultaten te vinden van een uitgebreide modelstudie van de transitie naar een CO_2-neutrale energievoorziening voor Nederland in 2050 (CE Delft, 2017). Dit is uitgevoerd op basis van vier scenario's, welke verschillen in de mate van sturing door de overheid en de mate van centralisatie van de energiemarkt. CE Delft vertaalt daarbij de mate van sturing in concrete ontwikkeling van verschillende componenten van het energiesysteem, met name hernieuwbare energie. Vervolgens wordt de energiebalans opgesteld op basis van gedetailleerde doorberekeningen van het energiesysteem waarbij de benodigde flexibiliteitsbehoefte en de energiekosten een belangrijke determinant vormt voor de (groene) waterstofvoorziening.

De waterstoftoepassing wordt in deze studie dus zowel door aanbod als kosten gedreven.
Twee scenario's vormen hierbij uitersten van de bandbreedte voor waterstoftoepassing in het toekomstige energiesysteem. Het scenario met veel waterstofproductie en -toepassing wordt gevormd door het scenario 'Regie Nationaal', met sterke sturing en hoge hernieuwbare elektriciteitsproductie bij hoge mate van zelfvoorziening. Het scenario met de laagste waterstofproductie en -toepassing wordt gevormd door het scenario 'Generieke sturing', met beperkte sturing, relatief bescheiden ontwik-keling van hernieuwbare elektriciteitsproductie en veel uitwisseling met het buitenland.

Tabel 1 - Studies naar toekomstig gebruik van blauwe en groene waterstof in Nederland

Studie	Context
Net voor de toekomst, (CE Delft, 2017)	Verkenning van mogelijke transities naar een klimaatneutrale en betrouwbare energievoorziening voor Nederland in 2050, in opdracht van netbeheerders. Uitwerking en doorrekening van vier toekomstbeelden, op basis van de transitiepaden uit de Energieagenda.
Verkenning van klimaatdoelen (PBL, 2017)	Studie naar mogelijke technische maatregelen voor Nederland om in 2050 een CO_2-emissiereductie van 80% dan wel 95% te realiseren, in opdracht van vier ministeries. Analyse m.b.v. energiemodellen, op basis van de transitiepaden uit de Energieagenda. Backcasting naar benodigde korte-termijnacties voor 2030.
The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands (NIB, 2017)	Uitwerking van visie en roadmap voor een groene waterstofeconomie in Noord-Nederland in 2030 met als doel om de economie van deze regio te vergroenen en versterken, met bijdrages van Gasunie, H_2Platform en de provincie Groningen. Een onderscheid wordt gemaakt tussen chemie, mobiliteit, elektriciteit en warmte. De geschetste ontwikkeling van waterstofactiviteiten van nu tot 2030 wordt gezien als de eerste fase in de ontwikkeling van een groene waterstofeconomie.
Contouren van een routekaart waterstof (TKI nieuw gas, 2018)	Contouren van een routekaart voor waterstof om meer zicht te krijgen op de rol die waterstof voor de energietransitie kan hebben en de stappen die moeten worden genomen op weg naar realisatie opgesteld door het TKI Nieuw Gas (Topsector Energie), In opdracht van ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

Waterstofproductie in 2050 voor deze twee scenario's varieert van 164 PJ (HHV) voor het scenario met beperkte sturing tot 562 PJ (HHV) voor het scenario met hoge mate van sturing en zelfvoorziening. De bandbreedte komt neer op inzet van 0,8 Mton tot 4,1 Mton groene waterstof. In de uitkomsten is voor vijf functionaliteiten - HT-warmte, feedstock, LT-warmte, transport en kracht & licht - aangegeven wat het aandeel is van waterstof in het voorzien van de energievraag.
In het scenario met hogewaterstofproductie wordt met 1,4 Mton waterstof inzet en relatief groot deel ingezet voor LT-warmte. Voor feedstock wordt een inzet van 1,1 Mton verondersteld, gevolgd door 0,7 Mton voor mobiliteit, 0,6 Mton voor HT-warmte en tot slot 0,2 Mton voor elektriciteitsproductie.

Verkenning van klimaatdoelen

Het Planbureau voor de Leefomgeving heeft in oktober 2017 een verkenning van mogelijkheden voor het bereiken van de klimaatdoelen voor Nederland gepubliceerd, waarin ook een modelstudie is uitgevoerd door middel van kostenoptimalisatie van een 80 en 95% CO_2-emissiereductie scenario voor 2050 (PBL, 2017). Ook in deze studie wordt waterstof benoemd als een belangrijke energiedrager voor meerdere functionaliteiten, al lijkt de rol voor waterstof in de modellering beperkt. Enkel in mobiliteit, feedstock en LT-warmte (door bijmenging in het aardgasnet) wordt op basis van de modellering waterstof inzet voorzien, maar in de rapportage wordt opgemerkt dat ook in andere segmenten waterstof toepassing goed denkbaar is. De gerapporteerde bandbreedten voor toepassing in mobiliteit in 2050 liggen tussen de 0.03 en de 1,6 Mton, terwijl voor feedstock 0 tot 0,4 Mton wordt voorzien en voor LT warmte 0 tot 0,3 Mton. Dat komt neerkomt op een totaal van 2,3 Mton, met een relatief grote rol voor waterstof in mobiliteit.

The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands

De Noordelijke Innovation Board (hierna NIB) beschrijft een visie op de ontwikkeling van een groene waterstofeconomie voor de regio Noord-Nederland, die het resultaat is van een gezamenlijk verkenningsproces van industrie, overheden en andere organisaties (NIB, 2017). De inschatting betreft het haalbaar potentieel voor productie en toepassing. De haalbare productie van groene waterstof in Noord-Nederland in 2030 wordt ingeschat op 270 kton, en voor Nederland als geheel op 1,0 Mton. Inschatting voor het gebruik wordt gebaseerd op een kwalitatieve analyse van goed te ontsluiten toepassingen.

Voor de regio Noord-Nederland wordt daarbij lokale toepassing in nieuwe (groene) methanolproductie en vervanging van waterstofinkoop voor ammoniakproductie voorgesteld als vraagsegmenten met een groot potentieel (ongeveer 45% van de productie), naast toepassing in verschillende transport-modaliteiten (ongeveer 11% van de productie), balanshandhaving en piekproductie op het elektriciteitsnet (ongeveer 7%), en levering per pijplijn vanuit Eemshaven naar Delfzijl, Rotterdam, Limburg en Duitsland (ongeveer 37%). Op basis van deze veronderstellingen volgt tegen 2030 nog geen waterstof ingezet voor LT- en HT-warmte. Voor de toepassing van de landelijke productie wordt geen toewijzing uitgewerkt.

Als we uitgaan van de regionale verdeling als basis voor de landelijke inzet, volgt dat met ongeveer 0,67 Mton een relatief groot aandeel van de groene waterstofproductie wordt ingezet voor feedstock. Dat komt overeenkomt met de huidige jaarlijkse inzet van grijze waterstof voor feedstock[4].
Voor mobiliteit gaat het in dit scenario om een inzet van 0,18 Mton, en 0,12 Mton wordt ingezet voor elektriciteitsproductie. Daarmee resteert, tot slot, nog 0,4 Mton per jaar voor export.

[4] Substitutie van waterstof dat wordt geproduceerd als bijproduct ligt minder voor de hand.

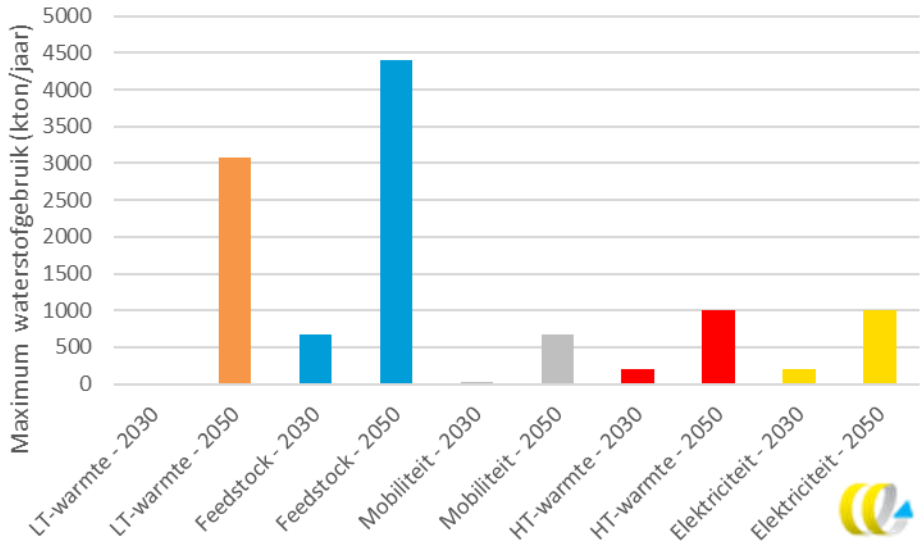
Contouren van een routekaart waterstof

Recentelijk is de rapportage 'Contouren van een routekaart waterstof' opgesteld. Hierin wordt een inschatting voor de toekomstige vraag naar waterstof gepresenteerd voor 2050 (TKI nieuw gas, 2018). In de studie wordt een inschatting gemaakt van technisch goed inpasbare toepassing van waterstof in de verschillende segmenten van het Nederlandse energiesysteem, en het potentieel gebaseerd op een inschatting van de toekomstige energievraag. Omdat voor de inschatting geen rekening wordt gehouden met beschikbaarheid en uitgegaan wordt van toekomstige energievraag als potentiële vraag naar waterstof valt de inschatting in deze rapportage veruit het hoogste uit van de besproken studies. Deze analyse komt tot een landelijk potentieel van 14,1 Mton waterstof.

Ook in deze studie wordt een verdere onderverdeling naar toepassing gepresenteerd, met ongeveer 30% in feedstock en 6 à 7% in elk van de segmenten mobiliteit, LT-warmte, HT-warmte en elektriciteitsproductie. De resterende 41% van het landelijke potentieel betreft toepassing voor transportbrandstoffen voor scheep- en luchtvaart, wat in de overige studies niet is opgenomen. Evenals in geval van de landelijke inschatting, liggen inschattingen voor verschillende segmenten in deze studie in bijna alle gevallen substantieel hoger dan in de andere studies.

Uitzondering hierop zijn toepassing in LT-warmte en mobiliteit. In het eerste geval wordt in het hoge waterstofscenario in de studie van CE Delft een hoger toepassingsvolume berekend, met name vanwege een lagere inschatting van de besparingen in 2050 in dit segment[5]. In geval van mobiliteit liggen de PBL inschattingen hoger. In dit geval gaat de TKI-rapportage uit van het huidige dieselverbruik, gecorrigeerd voor de verwachting dat het energieverbruik van (toekomstige) brandstofcel-elektrische voertuigen op waterstof 50% lager ligt dan het gemiddelde van de huidige dieselvoertuigenpotentieel. In de PBL-studie wordt verwezen naar waterstoftoepassing in het vracht-verkeer, maar verdere informatie over ontwikkeling van het vrachtverkeer en veronderstelde brandstofefficiëntie ontbreekt.

Figuur 5 - Overzicht van potentieel voor toepassing van blauwe of groene waterstof in Nederland in 2030 en 2050 gebaseerd op (CE Delft, 2017), (PBL, 2017), (NIB, 2017) en (TKI nieuw gas, 2018)



[5] De inschatting van CE Delft is gebaseerd op gedetailleerde (CEGOIA) modelberekeningen voor de kosten optimale invulling van de warmtetransitie.

Samenvattend bieden de besproken studies verschillende inschattingen van het potentieel voor toepassing voor blauwe en groene waterstof in Nederland voor 2030 en 2050 op basis van verschillende uitgangspunten. Voor een overzicht worden de inschattingen op een rij gezet in Figuur 5. Voor 2030 gaat het om inschattingen volgens (NIB, 2017), waarbij opgemerkt moet worden dat het gaat om waterstofgebruik dat uitgaat van en beperkt productiepotentieel dat tegen die tijd gerealiseerd kan worden. Voor 2050 wordt in de figuur uitgegaan van de maximale inschatting van de inzet van water-stof uit de overige drie studies. Zoals hiervoor besproken gaat het hier veelal om de inschattingen uit de TKI-studie op basis van de inschatting van de energiebehoefte de verschillende segmenten van het energiesysteem in 2050 (en dus los van het productiepotentieel). Bij toepassing in mobiliteit gaat het om de maximale inschatting op basis de PBL-studie, terwijl het bij toepassing bij LT-warmte gaat om de maximale inschatting uit de CE Delft-studie.

2.3 Inschatting haalbaar waterstofpotentieel in Nederland in 2030

Voor de inschatting van het haalbaar potentieel voor waterstoftoepassing in Nederland in 2030 biedt in de eerste plaats het visiedocument van de NIB goede aanknopingspunten, omdat daarin eenzelfde zichtjaar wordt gehanteerd. Daarnaast biedt de CE Delft studie zicht op de relatie (i.e. gunstige verhoudingen) tussen hernieuwbare elektriciteit enerzijds en (groene) waterstofproductie anderzijds (zij het in een klimaatneutrale energievoorziening), terwijl de TKI-studie licht werpt op het technische potentieel voor waterstoftoepassingen en bovendien een inschatting geeft van de termijn waarop een start kan worden gemaakt deze potentiëlen te ontsluiten (zie ook Bijlage B). Op basis van deze inzichten stellen we in deze paragraaf een haalbaar potentieel voor toepassing van blauwe en of groene waterstof in 2030 op in elk van de hiervoor aangegeven segmenten van het energiesysteem, gevolgd door een inschatting van het emissiereductie potentieel.

Elektriciteitsproductie

In het NIB-visiedocument wordt voor elektriciteitsproductie in 2030 een potentieel aangegeven van 20 kton waterstof voor balanshandhaving (en levering van piekvermogen) in Noord-Nederland door toepassing in de Magnum centrale en datacenters. Geschaald naar de landelijke inschatting voor waterstoftoepassing in de studie komt dit neer op ongeveer 80 kton waterstof. In de kwalitatieve analyse wordt er echter op gewezen dat voor basislast bedrijf van slechts een van de drie stoom- en gascentrales (STEG's) al 200 kton waterstof nodig zal zijn (terwijl Nuon er in haar huidige plannen rekening mee houdt dat tegen 2030 in alle drie STEG's van de centrale waterstof wordt toegepast). Uitgaande van plannen van Nuon, Gasunie en Statoil wordt een potentieel van ten minste 0,2 Mton waterstof in 2030 realistisch geacht.

Mobiliteit

In het NIB-visiedocument wordt voor mobiliteit in 2030 een potentieel aangegeven van 30 kton waterstof voor Noord-Nederland. Geschaald naar de inschatting van het Nederlandse gebruik in dezelfde publicatie komt dat neer op een ambitieuze inzet van 0,11 Mton, voor 370.000 auto's, 4.800 bussen en 185 treinen. Dat lijkt een hoge schatting voor de Nederlandse context. De huidige markt voor waterstofauto's vertoont bijvoorbeeld gelijkenis met die van hybride en elektrische auto's in het jaar 2000[6]. Twaalf jaar later waren dat er ongeveer 70.000, terwijl dat er in momenteel

[6] Zo waren er in 2000 ongeveer veertig hybride en elektrische auto's in Nederland (een tijd waarin de relatief betaalbare Toyota Prius werd geïntroduceerd op de wereldmarkt). Anno 2018 zijn er ongeveer even veel waterstof auto's in Nederland en recentelijk zijn er drie commerciële modellen op de markt verkrijgbaar in het hogere prijssegment.

ongeveer 270.000 zijn[7]. Bovendien zal de ontwikkeling van een landelijk netwerk van waterstoftank-stations meer voeten in de aarde hebben, dan de uitrol van de laadinfrastructuur voor elektrisch vervoer. Zou de adoptie van de waterstofauto een vergelijkbaar pad volgen als de ontwikkeling van elektrisch vervoer, dan ligt en verwachting tot 70.000 waterstofauto's in Nederland in 2030 meer in de rede.

In geval van busvervoer worden tot 2025 enkele tientallen waterstofbussen in pilotprojecten voorzien in Nederland, zodat enkele honderdtallen tegen 2030 reëel lijkt (al lijkt hier volgens de TKI-studie een versnelling op te treden met grootschalige vervangingsplannen in Zuid-Korea en China). De eerste pilot met een waterstoftrein (ter vervanging van de dieseltrein) werd eerder dit jaar aangekondigd, en vergt naar huidige inzichten nog de nodige technische ontwikkeling (zie ook (TKI nieuw gas, 2018)).

Nemen we dit perspectief als uitgangspunt, en schalen we de hiervoor afgeleide inzet van 0,18 Mton waterstof in Nederlandse mobiliteit op basis van 70.000 waterstofauto's, dan volgt een inzet in de orde van 33 Kton waterstof.

Hogetemperatuur (HT) warmte in industrie

In het NIB-visiedocument wordt geen expliciete inschatting gegeven van de mogelijke toepassing van groene waterstof voor dit segment. Dit segment lijkt echter relatief eenvoudig te ontsluiten, aan-gezien het gaat om grote afnamevolumes die een relatief eenvoudige transportinfrastructuur vereisen in bijv. de havengebieden, zoals die al beschikbaar zijn in Rotterdam en delen van Noord-Brabant en Zeeland.

De techniek voor deze toepassing van waterstof is echter nog niet klaar voor marktintroductie. In de TKI-studie wordt bijvoorbeeld ingeschat dat pas vanaf 2025 kan worden gestart met marktintroductie (zie ook Bijlage B), met grootschalige toepassing na 2035. In de tussenliggende jaren veronderstellen we hier enkele grote pilots in de havengebieden, in de orde van 0,2 Mton waterstof per jaar.
Deze inschatting is vergelijkbaar met de inschatting voor toepassing van waterstof in elektriciteits-productie.

Feedstock in industrie

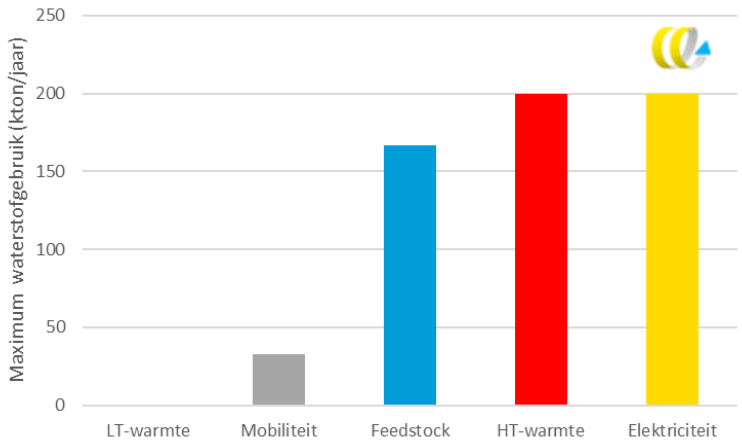
In het NIB-visiedocument wordt in Noord-Nederland 0,06 Mton inzet voor productie van ammoniak en methanol verondersteld ter vervanging van import tegen 2030. Verder lijkt een relatief groot aandeel van de landelijke waterstof inzet in feedstock te worden verondersteld, al wordt niet gespecificeerd op welk niveau dit zou kunnen liggen. Wij hebben in de interpretatie daarom verondersteld dat dit tot maximaal het huidige gebruik van 0,67 Mton grijze waterstof kan oplopen. Dat zou echter vereisen dat de huidige jaarlijkse inzet van grijze waterstof uit bestaande installaties wordt verdrongen. In geval van nieuwere installaties ligt dit minder voor de hand. In andere gevallen zou oplopende CO_2-beprijzing of aanvullend beleid, kunnen aanzetten tot toepassing van blauwe of groene waterstof. Als we aannemen dat dit in 25% van de gevallen zou kunnen worden gerealiseerd voor 2030, volgt tegen die tijd een potentieel in de orde van 0,17 Mton.

[7] Zie ook http://statline.cbs.nl

Lage temperatuur (LT) warmte in gebouwde omgeving

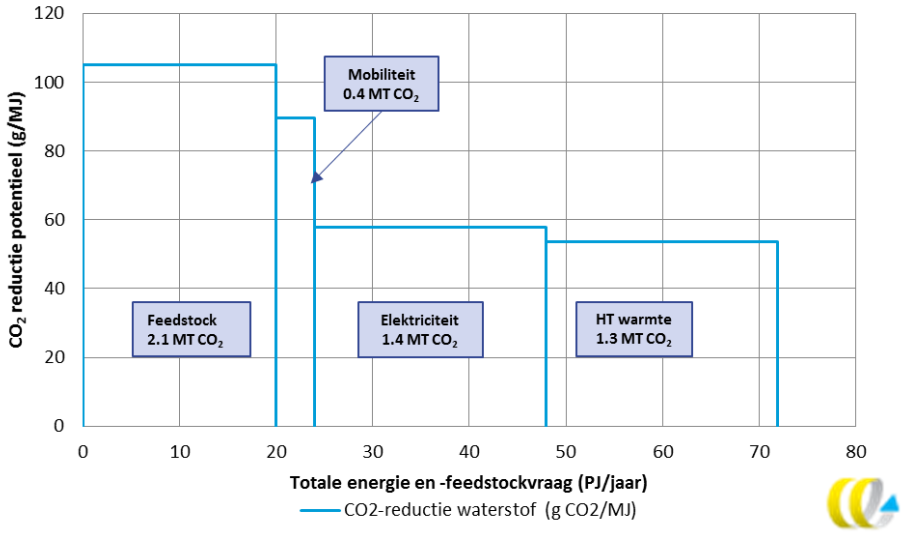
Het NIB-visiedocument voorziet in haar inschatting voor 2030 nog geen (of verwaarloosbare) waterstofinzet voor LT-warmte. In de kwalitatieve bespreking wordt aangegeven dat tegen die tijd pilots op wijkniveau haalbaar zijn. Gegeven de relatieve complexiteit van transport en distributie van waterstof, lijkt dat een realistische inschatting. In deze inschatting van het haalbaar potentieel voor waterstoftoepassingen in 2030 sluiten wij ons daarbij aan.

Figuur 6 - Inschatting van haalbaar potentieel voor toepassing van blauwe en/of groene waterstof in het Nederlandse energiesysteem in 2030



Met deze inschattingen volgt een totale inzet van 0,6 Mton blauwe en/of groene waterstof per jaar als haalbaar potentieel voor 2030, als weergegeven in Figuur 6. Dat komt neer op ongeveer 72 PJ (LHV) per jaar. Naast deze inzet wordt dan nog 0,5 Mton grijze waterstof en waterstof dat ontstaat als bijproduct in de chemie ingezet. Op basis van het marktpotentieel voor 2030 kan vervolgens de bijbehorende potentiële CO_2-emissiereductie worden berekend die kan worden gerealiseerd bij inzet van klimaatneutrale waterstof, zoals blauwe of groene waterstof. De emissiereductie die daaruit volgt komt op een totaal van ongeveer 5 Mton CO_2 per jaar, zoals weergegeven in Figuur 7. Bij deze berekening wordt uitgegaan van de CO_2-emissies die zouden volgen uit gebruik van het conventionele energie in de verschillende vraagsegmenten. Het gaat hier dus om de CO_2-emissies die vermeden worden door inzet van klimaatneutraal waterstof in plaats van de conventionele energiedrager die in het huidige systeem wordt toegepast.

Figuur 7 – Potentiële emissiereductie op basis van haalbaar potentieel voor toepassing van blauwe en/of groene waterstof in het Nederlandse energiesysteem in 2030

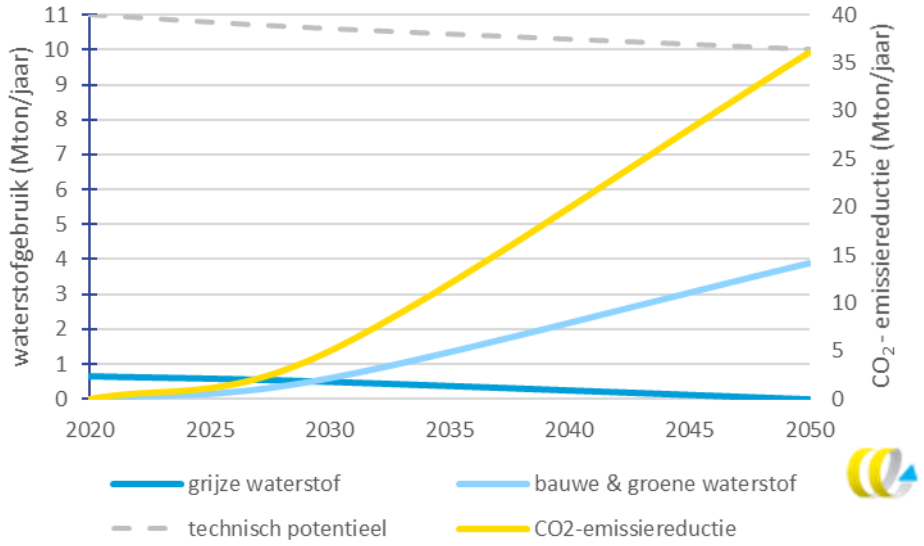


De hoogste emissiereducties kunnen dan worden behaald in feedstock (2,1 Mton CO_2), elektriciteitsproductie (1,4 Mton CO_2) en HT-proceswarmte in de industrie (1,3 Mton CO_2). De haalbare CO_2-emissiereductie in mobiliteit (uitgaande van diesel als alternatief) komt met 0,4 Mton CO_2 wat lager uit.

Tegen de achtergrond van de internationale klimaatafspraken in het akkoord van Parijs en de inzet van het huidige kabinet op een emissiereductie van 49% ten opzichte van 1990 in 2030 biedt dit een relevant potentieel voor emissiereductie. Zo beoogd het kabinet een additionele reductie van 56 Mton CO_2 per jaar ten opzichte van het toen geldende vooruitzicht voor ongewijzigd beleid (zie ook (VVD, CDA, D66 en ChristenUnie, 2017)). Inmiddels zijn de vooruitzichten bijgesteld en gaat het naar schatting om een additionele reductie van 41 Mton CO_2 per jaar (zie bijvoorbeeld (PBL, 2018)).
Op grond van de inschatting van deze paragraaf lijkt een realisatie van 5 Mton CO_2-emissiereductie per jaar via de waterstofroute tegen 2030 haalbaar, zodat de een vroegtijdige inzet op deze waterstofroute een significante bijdrage kan leveren aan de opgave. Daarmee worden bovendien de noodzakelijke eerste stappen gezet om het potentieel voor emissiereductie door inzet van klimaatneutrale waterstof na 2030 te ontsluiten. Dit potentieel ligt veel hoger dan het hier geschetste haalbare potentieel voor 2030.

Om een beeld te schetsen van het potentieel voor emissiereductie op langere termijn zouden we uit kunnen gaan van de maximale inschatting zoals die volgt uit het literatuuroverzicht voor zichtjaar 2050. Bij volledige ontsluiting van dat technische potentieel voor de aangegeven 9 Mton blauwe of groene waterstof (buiten het potentieel volgt een totale CO_2-emissiereductie van 100 Mton per jaar. Het latente potentieel voor lucht- en scheepvaart) op langere termijn is dus zeer substantieel, maar wordt voorlopig beperkt door de haalbaarheid van ontwikkeling van dit potentieel door verschillende belemmeringen in ketenontwikkeling. Hanteren we het hoge scenario voor waterstofinzet uit de CE Delft-studie als haalbaar potentieel op langere termijn, dan kan tegen die tijd 4 Mton klimaatneutrale waterstof worden ingezet met een potentiële jaarlijkse CO_2-emissiereductie van 35 Mton.
Een overzicht van de haalbare ontsluiting van klimaatneutrale waterstofproductie en toepassing, het technisch potentieel en de haalbare emissiereductie als hier geschetst wordt weergegeven in Figuur 8.

Figuur 8 - Technisch en haalbaar potentieel voor klimaatneutrale waterstoftoepassing in het Nederlandse energiesysteem en bijbehorende CO_2-emissiereductie



(Bron: analyse CE Delft).

2.4 Conclusie

Uit deze verkenning op basis van literatuur kan worden geconcludeerd dat het haalbaar potentieel voor toepassing van blauwe en/of groene waterstof Nederland in 2030 kan oplopen 0,6 Mton per jaar. Daarbij lijkt er beperkt potentieel voor toepassing mobiliteit, maar een significant potentieel voor toepassing in industrie (feedstock en hoge temperatuur proceswarmte) en elektriciteitsproductie. Toepassing voor lage temperatuur warmtevoorziening, vergt substantiële aanpassingen transport, distributie en in techniek op huishoudelijk niveau, zodat het potentieel nog zeer beperkt wordt verondersteld.

Indien dit potentieel daadwerkelijk wordt ontsloten en klimaatneutrale waterstof wordt toegepast kan rond 2030 tot 5 Mton aan jaarlijkse CO_2-emissies worden vermeden, wat een significante bijdrage kan leveren voor de emissiereductie opgave voor 2030. Als er tegen 2030 stappen zijn gezet in de ontwikkeling van de keten voor waterstof, zoals ontwikkeling van productie, transport en distributie en (technische) ontwikkeling van toepassingen kunnen na 2030 grote bijdragen aan CO_2-emissie-reductie worden behaald.

3 Ketenkosten waterstofroutes

In het voorgaande hoofdstuk is het marktpotentieel voor waterstof tegen 2030 in kaart gebracht aan de hand van verschillende literatuuroverzichten voor inschattingen van het toepassingspotentieel in verschillende segmenten van het Nederlandse energiesysteem. In dit hoofdstuk ontwikkelen we een inschatting van de ketenkosten van verschillende routes voor waterstofproductie om het Nederlandse energiesysteem van waterstof (of afgeleiden als methaan of ammoniak) te voorzien op basis van het integrale ketenperspectief voor waterstofproductie. Met het oog op de klimaatsopgave onderscheiden we daarbij een drietal routeconcepten voor productie van waterstof waarbij (vrijwel) geen CO_2-emissies vrijkomen:

1. Blauwe waterstof uit aardgas met offshore CCS.
2. Groene waterstof uit Noordzeewind.
3. Zonnebrandstof uit bijv. Spanje of het Midden-Oosten.

Hierna zal in de eerste plaats worden ingegaan op de structuur van de verschillende ketens, i.e. de ketenmodellen voor de aangegeven waterstofroutes. Vervolgens wordt een inschatting gepresenteerd van de ketenkosten van de verschillende routes voor 2017 en 2030. Daarbij komt aan de orde wat naar verwachting de grootste kostencomponenten zullen zijn, zodat tot slot ook ingegaan kan worden op eventuele optimalisatie mogelijkheden om de ketenkosten te reduceren.

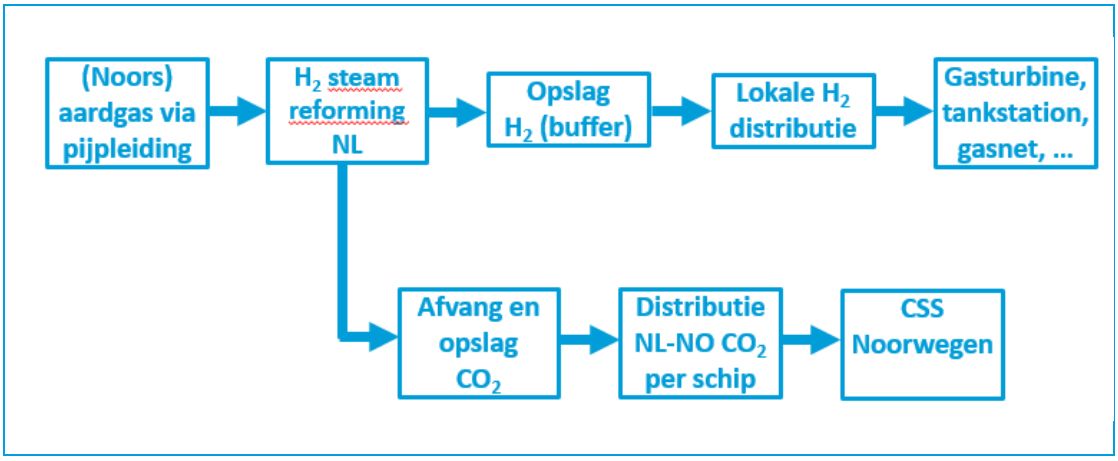
3.1 Omschrijving waterstofketenmodellen

De waterstofroutes voor waterstofproductie voor het Nederlandse energiesysteem kunnen in kaart worden gebracht aan de hand van ketenmodellen. Hierbij worden de achtereenvolgende uitgangspunten en processtappen van de productieketen in beeld gebracht en kort toegelicht.

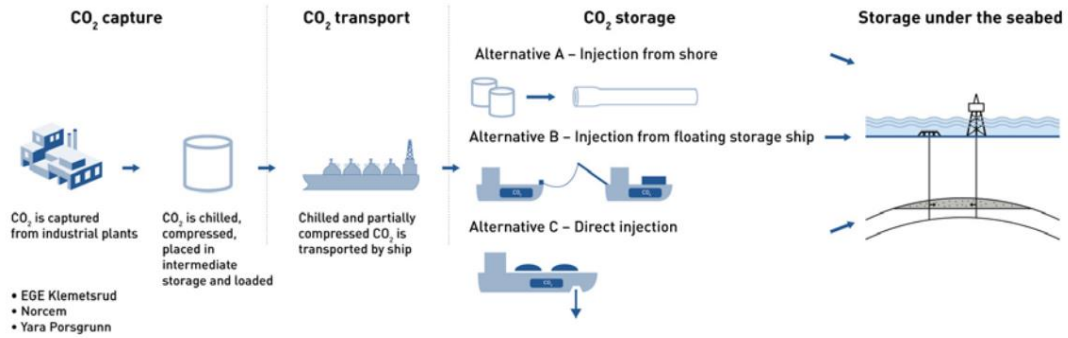
3.1.1 Productieketen blauwe waterstof

Voor de productie van blauw waterstof wordt in deze analyse uitgegaan van inzet van Noors aardgas voor omzetting in waterstof in Nederland in combinatie met CCS met offshore opslag van CO_2.
Het aardgas uit Noorwegen komt via bestaande nationale en internationale gasleidingen naar de productielocatie in Nederland.

Figuur 9 - Overzicht van de productieketen voor blauwe waterstof



Figuur 10 - Overzicht van de deelketen voor CCS in de productieketen voor blauwe waterstof



(Bron: (Gassnova/Gasco, 2016).

Vervolgens wordt aardgas in een ATR-installatie omgezet naar waterstof, onder andere met behulp van pure zuurstof[8]. We veronderstellen continue productie in basislast om zo de kapitaalslasten per eenheid product te beperken. Op langere termijn kan echter ook inzet in deellast worden overwogen, in combinatie met groene waterstofproductie.

In het proces van blauwe waterstofproductie zijn er vijf stappen te onderscheiden: gas voor-behandeling, pre-reforming, reforming, water-gas-shift en waterstofpurificatie. De CO_2 dat vrijkomt bij water-gas-shifting wordt afgevangen (via *Pressure Swing Adsorption*, absorptie, membranen of cryogeen). De waterstof die in dit proces ontstaat wordt tussentijds gebufferd en vervolgens lokaal gedistribueerd naar de eindgebruiker; dit kan een gasturbine zijn, tankstation of invoedpunt op het (H_2-)gasnet. De CO_2 die vrijkomt bij de productie van waterstof wordt gecomprimeerd of direct al vervloeid en gebufferd. De CO_2 in vloeibare vorm wordt vervolgens overgetankt op een schip[9] en getransporteerd naar een locatie voor langdurige opslag in een Noors gasveld op zee. De CCS-elementen van de keten zijn weergegeven in Figuur 10.

3.1.2 Productieketen groene waterstof

Het tweede ketenmodel in deze analyse representeert productie van groene waterstof uit duurzame elektriciteit uit Noordzeewind via elektrolyse. Hierbij kan gedacht worden aan gebruik van stroom uit de elektriciteitsmarkt, die in de toekomst in toenemende mate gedreven kan gaan worden door Noordzeewind. De marktprijs voor elektriciteit in Nederland zal in een dergelijke toekomst groten-deels wind gedreven zijn. Pure groene waterstof zal echter geproduceerd moeten worden met elektriciteit uit dedicated hernieuwbare productiemiddelen, ofwel uit eigen wind op zee vermogen, ofwel via een Power Purchase Agreements (PPA's)[10]. De kosten voor elektriciteit zullen daarom maat

---

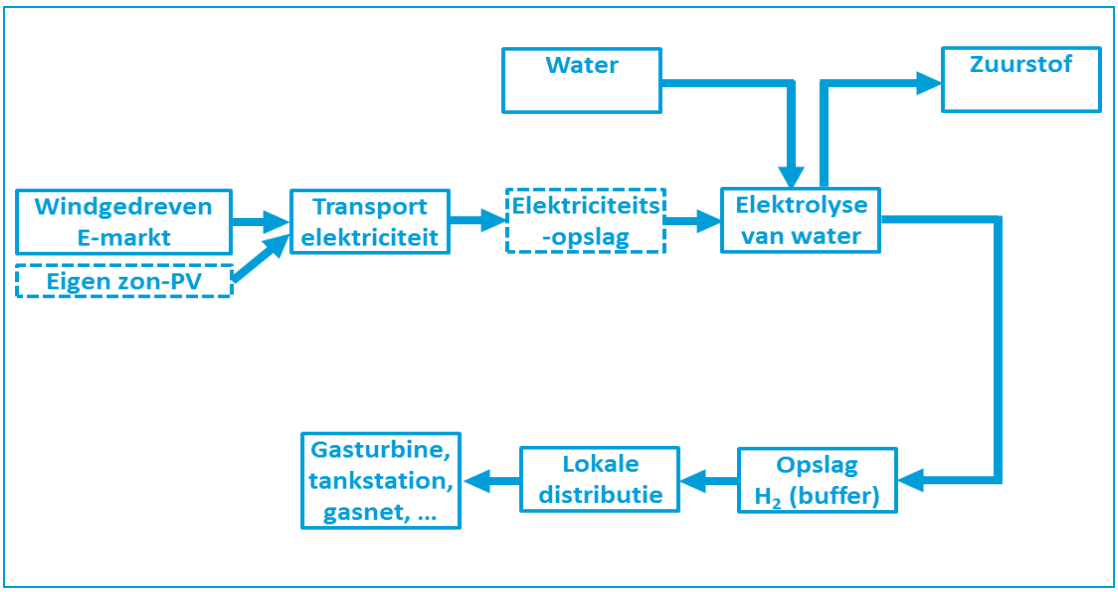
8 Deze techniek biedt een kosteneffectieve productiemethode voor waterstof uit aardgas met volledige CO_2-afvang (zie voor nadere analyse Bijlage B).

9 Eventueel is directe buffering op het schip denkbaar zodat kosten van tijdelijke onshore opslag van CO_2 evt. kunnen worden vermeden. Daar staat tegenover dat in dat geval voortdurende beschikbaarheid van een schip voor CO_2-transport aan de kade vereist wordt. Indien deze beschikbaarheid aan de kade al hoog is, gegeven CO_2-productie, het scheepsvolume en de minimale tijd die het kost om een schip te beladen, kan dit mogelijk een netto besparing opleveren. Nadere analyse van de trade-off wordt relevant als tijdelijke onshore opslag van CO_2 een significante bijdrage aan de totale ketenkosten leveren.

10 Hier kan ook gedacht worden aan directe omzetting van windenergie in waterstof via elektrolyse in de turbine. De technische haalbaarheid van deze opzet wordt vooralsnog onshore in kaart gebracht. Voor offshore toepassing lijkt de behoefte aan demi-water voor de elektrolyse vooralsnog problematisch. Na 2030 kunnen nieuwe methoden voor productie van demi-water bij voldoende technische ontwikkeling mogelijk perspectief bieden voor aansluiting van offshore windparken (zie bijv. (Haldor Topsoe, 2014)).

houden met de gemiddelde totale kosten voor wind op zee (i.e. *levelized cost of energy* - LCOE). Daarnaast moet rekening gehouden worden met aanvullende kosten voor het net op zee[11]. Verder vindt de productie van windenergie en zonne-energie slechts een klein deel van de tijd gelijktijdig plaats, zodat een eigen *dedicated* zon-PV-installatie het productieproces bij hoge markt-prijzen kan voorzien van relatief goedkope elektriciteit. Vanwege de hoge kapitaallasten van de elektrolyse eenheid kan tegen de laagste integrale kosten geproduceerd worden bij een zo hoog mogelijk aantal draaiuren.

Figuur 11 - Overzicht van de productieketen voor groene waterstof uit Noordzeewind



De elektriciteit is voornamelijk nodig voor de elektrolyse van water, een proces waarbij water wordt gesplitst in zuurstof en waterstof via een alkaline elektrolyse eenheid of een proton exchange membrane (PEM). Op dit moment is alkaline de goedkoopste technologie om in grote volumes te waterstof te produceren, maar de installatie kan minder flexibel worden bedreven dan PEM. In het geval van *dedicated* H_2-productie uit hernieuwbare elektriciteit zou de elektrolyse capaciteit een flexibel PEM-eenheid moeten bestaan (evt. aangevuld met een alkaline eenheid voor basislast).
De vooruitzichten voor de kostprijsontwikkeling van beide technologieën suggereren bovendien dat PEM op termijn slechts beperkt hogere kosten met zich mee zal brengen (zie bijv. (Tractebel Engie ; Hinicio, 2017)). In deze analyse gaan we daarom uit van elektrolyse met een PEM-eenheid.
De electrolyser wordt hierbij expliciet ingezet voor de productie van waterstof en niet als flexibele opslag. Hierbij vindt ook de-ionisatie en eventuele compressie van de waterstof plaats[12].

De geproduceerde waterstof wordt opgeslagen in een waterstofbuffer, zoals kleinschalige buffers voor bijv. tijdelijke (vraag)uitval situaties of een zoutcaverne bij grootschaliger waterstofproductie.

---

[11] Overigens levert deze inzet van groene elektriciteit pas een doelmatige inzet voor de nationale emissiedoelstellingen op als de overige elektriciteitsvraag al volledig wordt ingevuld door hernieuwbare elektriciteitsproductie. Is dat niet het geval, dan zal de resterende CO_2-emissie uit grijze stroom hoger liggen dan de CO_2-emissie die vermeden wordt door inzet van groene waterstof.

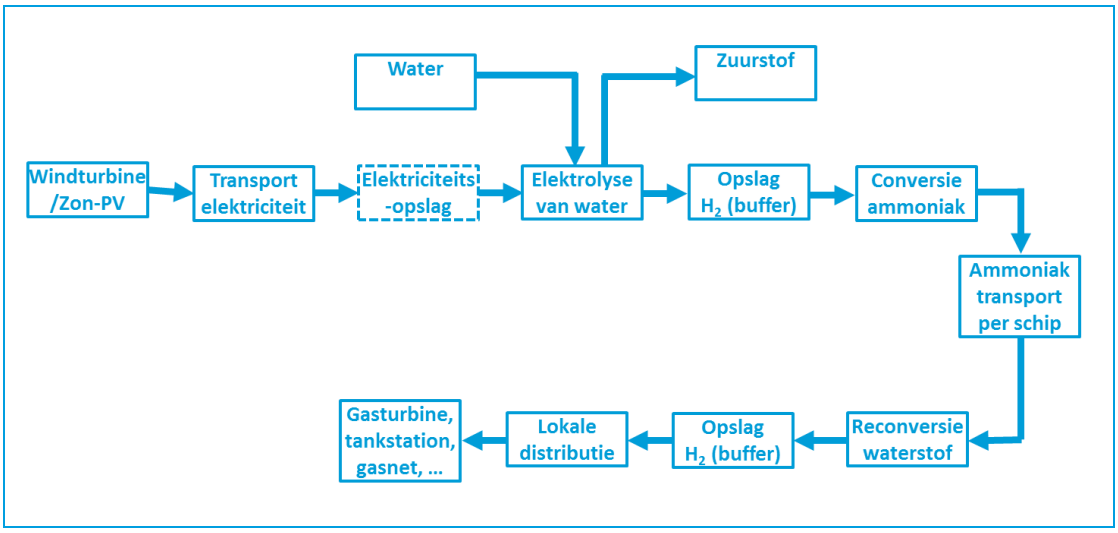
[12] De zuurstof die vrijkomt bij het elektrolyse proces zou in de transitieperiode van blauw naar groen waterstof ingezet kunnen worden bij de productie van blauw waterstof via het ATR-proces (zie ook Paragraaf 3.1.1).

Vervolgens wordt het waterstof gedistribueerd via een H_2-leiding naar de eindgebruiker: een gasturbine, tankstation of invoedpunt voor het (H_2-)gasnet.

3.1.3 Productieketen zonnebrandstof

Het derde ketenmodel in deze analyse gelijkt de tweede, maar betreft waterstofproductie in zuidelijk gelegen gebieden, zoals Spanje, Marokko, of bijv. het Midden-Oosten. Productie van waterstof uit elektriciteit vindt in dit geval dus plaats buiten Nederland en voor transport wordt het omgezet in ammoniak. Elektriciteit voor elektrolyse kan worden verkregen vanuit de markt of o.b.v. een combinatie van dedicated wind- en zonnestroom. Zo kan de elektriciteitsmarkt in Spanje zich gaan ontwikkelen als een markt met significante bijdragen van zowel zon als wind, terwijl in geval van Marokko bijv. uit kan worden gegaan van projectgebonden ontwikkeling van zon- en windparken.

Figuur 12 - Overzicht van de productieketen voor import van mediterraan waterstof uit zon



Het lokaal geproduceerde waterstof zal naar Nederland getransporteerd moeten worden, waarbij met bestaande technologie goede mogelijkheid voor conversie en transport worden geboden door ammoniak (zie ook (ISPT, 2017))[13]. Dit brengt dus een extra conversie stap van waterstof naar ammoniak via de Haber-Bosch cycle en reconversie met een cracker in Nederland met zich mee. Hier kan waterstof vervolgens worden gebufferd en getransporteerd naar de eindafnemer: een gasturbine, een tankstation of naar een invoedpunt op het (waterstof)gasnet.

3.2 Ketenkosten voor drie waterstofroutes

De hiervoor besproken ketenmodellen vormen de basis voor inschatting van de ketenkosten voor de drie waterstofroutes in 2017 en 2030. Daarbij maken we onderscheid tussen de integrale en de marginale ketenkosten voor de verschillende routes.

De integrale ketenkosten representeren de kapitaalslasten, andere vaste lasten en variabele kosten over de gehele keten per eenheid product. De integrale ketenkosten voor een keten omvatten de kosten voor Nederland als geheel om in een gegeven waterstofvraag te voorzien. Het gaat daarbij om

[13] Bij ontwikkeling van grootschalige waterstofproductie is op langere termijn transport van waterstof in vloeibare vorm denkbaar, maar vooralsnog zijn dergelijke schepen nog niet commercieel beschikbaar.

de totale investeringskosten voor de gehele keten en de variabele productiekosten per eenheid product. In geval van import, van bijvoorbeeld brandstoffen, wordt hierbij gerekend met de marktprijs in plaats van productiekosten. Deze integrale ketenkosten zijn maatgevend voor de opbrengsten die gemiddeld per eenheid product nodig zullen zijn om tot een rendabele investering, ofwel keten-ontwikkeling te komen.

De marginale ketenkosten geven de aanvullende productiekosten over de gehele keten per eenheid product weer en zijn bepalend voor de beslissing tot productie. Als de opbrengsten per eenheid product lager liggen dan de marginale kosten worden productiekosten niet gedekt en is productie verliesgevend. Als de opbrengsten per eenheid product hoger liggen dan de marginale kosten worden productiekosten gedekt en kan bovendien een deel van de investering worden terugverdiend of kan er zelfs winst worden gemaakt. De marginale kosten van productie voor verschillende ketens zijn bepalend voor de onderlinge concurrentiepositie. als de marginale kosten van een concurrerende keten lager liggen, loopt een keten exploitant het risico uit de markt gedrukt te worden. Bij voldoende aanbod en concurrentie zullen afnemers in dat geval een scherpere prijs kunnen bedingen bij de concurrerende keten, zodra die productiecapaciteit beschikbaar heeft.

Voor de inschatting van de integrale en marginale ketenkosten voor de verschillende waterstofroutes gaan we uit van productie van waterstof voor de basislast inzet in één van drie eenheden van de Magnum centrale van Nuon. De ketens zijn in eerste aanzet dan ook zijn geschaald op een benodigde jaarlijks productievolume van 6.6 TWh (ofwel 200 kT) waterstof voor jaarlijks 8.000 uur inzet van een 440 MW-eenheid. Tot slot wordt voor de kostenberekening uitgegaan van reële kosten.

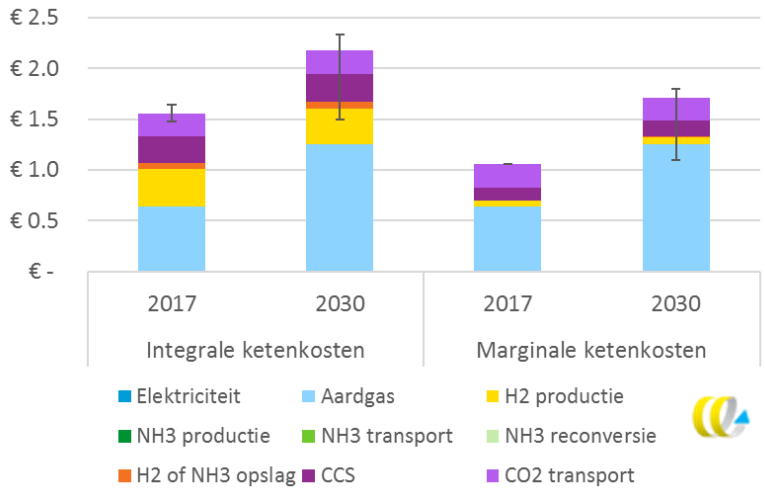
3.2.1 Ketenkosten blauwe waterstof

De ketenkostenberekening voor productie van klimaatneutraal de blauwe waterstof op Nederlandse bodem in 2017 en 2030 verschillen in veronderstellingen voor belangrijkste kostencomponenten, namelijk de aardgasprijs en kapitaalskosten voor de ATR- en CCS-installatie. Zie voor een uitgebreid overzicht van de gehanteerde veronderstellingen ook Bijlage C.

Voor 2017 wordt de aardgasprijs gehanteerd van 4,5 €/GJ, terwijl voor 2030 een aardgasprijs van 8,8 €/GJ wordt verondersteld. Hierin volgen we de veronderstellingen die ook gehanteerd worden in de Nationale Energieverkenning 2017 (zie ook (ECN, PBL, CBS, & RVO.nl, 2017)). Deze veronderstelling benadert de waarde voor 2030 in het hoge gasprijs scenario ‘EU New Policies’ in de World Energy Outlook 2017 (zie ook (IEA, 2017)). De bandbreedte van onzekerheid in de gasprijsontwikkeling in 2030 brengen we in beeld met 9,4 €/GJ op basis van het relatief hoge prijsscenario ‘Current Policies’ uit dezelfde publicatie en een laag scenario op basis van de (relatief lage) gasprijzen van afgelopen jaar.

De investeringskosten voor ATR en CO_2-afvang voor een dagelijkse productie van 500 ton H_2 in 2017 zijn met respectievelijk 526 M€ en 138 M€ gebaseerd op (NTNU, 2016) en worden in 2030 verondersteld 10% lager te liggen op basis van (Haldor Topsoe, 2014). Voor de gehanteerde investeringskosten van ATR en CCS in 2017 worden in (NTNU, 2016) onzekerheidsmarges van respectievelijk ± 23% en ± 15% gerapporteerd en deze zijn voor zowel 2017 als 2030 toegepast in de onzekerheidsberekeningen

Figuur 13 - Inschatting van integrale en marginale ketenkosten voor Nederlandse klimaatneutrale productie van blauwe waterstof uit Noors aardgas met CCS in 2017 en 2030



De integrale en marginale ketenkosten voor deze blauwe route worden weergegeven in Figuur 13. Componenten in de integrale ketenkosten berekening omvatten in de eerste plaats commodity kosten voor aardgas, die een grote bijdrage aan de totale ketenkosten leveren met respectievelijk 41% in 2017 en 58% in 2030. Ook de kapitaalskosten en operationele kosten voor waterstofproductie via ATR met CCS vormen met 24% in 2017 en 16% in 2030 een significant deel van de kosten. Voor de case wordt verder een bescheiden kostenpost in rekening gebracht voor een beperkte opslagcapaciteit voor waterstof. Daarbij wordt uitgegaan van een opslagcapaciteit van een halve dag aan waterstof-productie, als minimaal vereiste buffer voor bedrijfsvoering. Tot slot wordt een groot deel van de ketenkosten bepaald door CCS-kosten (afvang, compressie, liquefactie en tijdelijke onshore opslag) en kosten voor transport van vloeibare CO_2 naar offshore depots op een afstand tot 500 km. Voor 2017 zouden kosten voor CCS en transport dan 31% van de ketenkosten omvatten, en 23% in 2030.

Integrale ketenkosten voor de blauwe waterstof uit Noors aardgas komen daarmee op 1,56 €/kg H_2 voor 2017 en lopen op tot 2,17 €/kg H_2 voor 2030 door de oplopende aardgasprijzen.
De kostenschatting laat een bescheiden onzekerheid van ongeveer ± 5% zien op basis van de achterliggende onzekerheidsmarges in ATR- en CCS-investeringskosten, terwijl de (neerwaartse) onzekerheidsmarge in de gasprijzen voor 2030 kan leiden tot 30% lagere integrale ketenkosten.

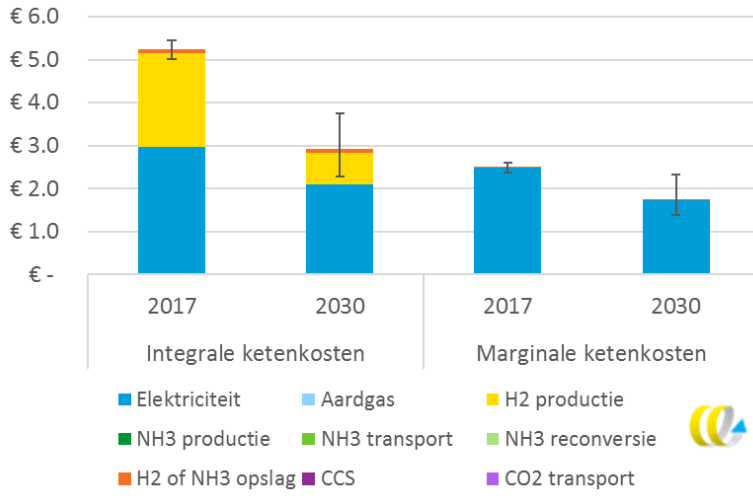
De marginale ketenkosten voor blauwe waterstof uit Noors aardgas met CCS komen op 1,05 €/kg H_2 voor 2017 en lopen op tot 1,71 €/kg H_2 voor 2030 door oplopende aardgasprijzen. Onzekerheden in de investeringskosten voor de ATR en CCS-installatie hebben hier geen invloed op, maar de (neer-waartse) onzekerheidsmarge in gasprijzen voor 2030 leidt in dit geval tot ruim 36% lagere marginale kosten.

3.2.2 Ketenkosten groene waterstof

De ketenkostenberekening voor Nederlandse groene waterstofproductie in 2017 en 2030 verschillen in veronderstellingen voor de elektriciteitskosten en de kapitaalskosten voor de PEM-elektrolyse eenheden. Dit zijn veruit de grootste kostencomponenten voor deze route. Zie voor een uitgebreid overzicht van de gehanteerde veronderstellingen ook Bijlage C.

Elektriciteitskosten worden gebaseerd op de kosten voor wind op zee en zon-PV gecombineerd; de gelijktijdigheid in piekproductie voor deze technieken ligt in Nederland in de orde van 3% zodat combinatie van gelijke capaciteit van deze technieken gelegenheid biedt om het aantal draaiuren op basis van voor hernieuwbare elektriciteit te maximeren en zo kapitaalslasten (van de elektrolyse eenheid) per eenheid product te beperken. Zo kunnen jaarlijks ongeveer 4.900 draaiuren worden behaald in 2017 en 5.400 draaiuren in 2030 door een oplopend aantal draaiuren voor wind op zee door toenemende rotorhoogte en diameter. Voor 2017 wordt uitgegaan van elektriciteitskosten van 69 €/MWh[14] op basis van recente resultaten voor de tenders Wind op zee (Ministerie van Economische Zaken, 2016) en SDE+-basisbedragen voor 2017 (zie (ECN en DNV GL, 2017)). Voor 2030 worden elektriciteitskosten van 48 €/MWh[15] worden verondersteld op basis van een inschatting van de kapitaalslasten voor wind op zee en zon-PV gecombineerd, op basis van verschillende recente analyses van kostprijsontwikkeling voor hernieuwbare energie (zie (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015), (Agora Energiewende, 2017), (IRENA, 2016)). Op basis van deze publicaties wordt de onzekerheid met betrekking tot de kostenontwikkeling tot 2030 op ± 20% gesteld.

Figuur 14 - Inschatting van integrale en marginale ketenkosten voor groene waterstof uit Noordzeewind en zon in 2017 en 2030



Voor de PEM-eenheden wordt uitgegaan van € 1.200/kW ± 10% in 2017 (zie bijv. (ENEA Consulting, 2016), (CE Delft, 2017) en (Tractebel Engie ; Hinicio, 2017)). Voor 2030 gaan we uit van een daling tot 625 €/kW in 2030 (zie ook (Frontier Economics, 2018)), met een onzekerheid van ± 30% op basis van (ENEA Consulting, 2016) en (Frontier Economics, 2018).

De integrale en marginale ketenkosten voor deze blauwe route worden weergegeven in Figuur 14. Componenten in de integrale ketenkosten berekening omvatten in de eerste plaats commodity kosten voor elektriciteit, die een grote bijdrage aan de totale ketenkosten leveren met respectievelijk 57% in

[14] Hierbij gaan wij uit van ongeveer 50 €/MWh voor wind (bij 4.000 vollasturen) en 90 €/MWh voor zon (bij 900 vollasturen). Daarnaast wordt 14 €/MWh aanvullende kosten voor het net op zee verondersteld op basis van (Ministerie van Economische Zaken, 2016).

[15] Hierbij gaan wij uit van ongeveer 35 €/MWh voor wind (bij 4.500 vollasturen) en 36 €/MWh voor zon (bij 900 vollasturen). Daarnaast wordt 10 €/MWh aanvullende kosten voor het net op zee verondersteld, op basis van (ECN, 2016).

2017 en 72% in 2030. Kosten voor productie van waterstof betreffen de kapitaalskosten en (beperkte) operationele kosten voor waterstofproductie door middel van elektrolyse in PEM-eenheden. Deze kosten vormen met 41% in 2017 en 26% in 2030 de grootste kostenpost na de commodity kosten voor elektriciteit. Voor de case wordt verder een kleine kostenpost in rekening gebracht voor een beperkte opslagcapaciteit voor waterstof. Daarbij wordt uitgegaan van een opslagcapaciteit van een halve dag aan waterstofproductie, als minimaal vereiste buffer voor bedrijfsvoering.

De berekende integrale ketenkosten voor groene waterstof uit Noordzeewind en zon komen uit op 5,24 €/kg H_2 ± 5% voor 2017 en nemen af tot 2,92 €/kg H_2 ± 25% voor 2030 door afnemende kosten voor elektriciteit en de elektrolyse eenheden. De marginale kosten voor deze groene waterstof bestaan uit elektriciteitskosten van 2,49 €/kg H_2 ± 5% in 2017 en 1,72 €/kg H_2 ± 25% voor 2030.

3.2.3 Ketenkosten zonnebrandstof

Voor de ketenkostenberekening van productie van waterstof buiten Nederland wordt uitgegaan van waterstofproductie in Marokko. Omstandigheden voor zonne-energie en wind energie zijn relatief gunstig in vergelijking tot andere landen aan de Middellandse zee, terwijl de transportafstand relatief beperkt is vergeleken met bijv. het Midden-Oosten. De Marokkaanse elektriciteitsmarkt liet de afgelopen jaren een sterke groei van elektriciteitsvraag zien door sterke inzet op elektrificatie, zodat productie de vraag maar ter nauwer nood kon bijbenen. In deze context lijkt dedicated hernieuwbare elektriciteitsproductie ten behoeve van waterstofproductie voor export een vereiste. Daarbij is ook in dit geval combinatie van zon en wind gunstiger doordat het aantal draaiuren dan hoger ligt en de relatief hoge kapitaalslasten voor elektrolyse per eenheid product dan lager uitvallen. Combinatie van zonne- en windenergie, waarvoor de omstandigheden in Marokko eveneens gunstig zijn, kunnen het aantal draaiuren op jaarbasis sterk verbeteren, omdat zon en wind veelal een zekere mate van complementariteit laten zien.

De uitwerking van de cases in 2017 en 2030 verschillen in veronderstellingen voor de kosten van zon-PV, wind en de PEM-eenheden. Voor Marokko zijn recentelijk verschillende zon- en wind-projecten gerealiseerd en aangekondigd met relatief lage projectkosten. Gecombineerde inzet van gelijke capaciteit komt uit op gemiddeld 34 €/MWh[16]. De kosten kunnen volgens huidige inzichten verder dalen tot gemiddeld 23 € /MWh[17] (uitgaande van (IRENA, 2016), (Agora Energiewende, 2017) en (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015)). Op basis van deze publicaties wordt de onzekerheid met betrekking tot de kostenontwikkeling tot 2030 op ± 20% gesteld.

Voor de PEM-eenheden wordt ook hier uitgegaan van 1.200 €/kW ± 10% in 2017 (zie bijv. (ENEA Consulting, 2016), (CE Delft, 2017) en (Tractebel Engie ; Hinicio, 2017)), en een daling tot 625 €/kW in 2030 (zie ook (Frontier Economics, 2018)) met een onzekerheid van ± 30% op basis van (ENEA Consulting, 2016) en (Frontier Economics, 2018)). De integrale en marginale ketenkosten voor deze importroute worden weergegeven in Figuur 15.

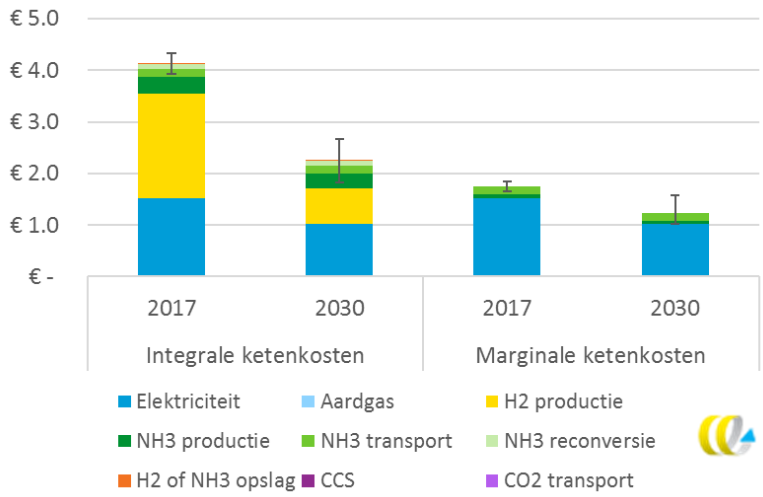
In geval van de integrale ketenkostenberekening voor combinatie van dedicated zon-PV en (onshore) wind vormen de commodity kosten voor elektriciteit respectievelijk 37% in 2017 en 46% in 2030. De kapitaalslasten van waterstofproductie (de PEM-eenheden) per eenheid product vormen bij de veronderstelde 6.300 vollasturen per jaar ongeveer 49% in 2017 een groot deel van de kosten. In 2030 gaat het bij de veronderstelde 6.800 vollasturen om 30% van de integrale ketenkosten. De totale kosten voor conversie, transport en reconversie liggen in de orde van zo'n 15 à 25% van de integrale

[16] Hierbij gaan wij uit van ongeveer 28 €/MWh voor wind (bij 4.000 vollasturen) en 45 €/MWh voor zon (bij 2.300 vollasturen) op basis van recente berichtgeving over nieuwe projecten in Marokko.

[17] Hierbij gaan wij uit van ongeveer 20 €/MWh voor wind (bij 4.500 vollasturen) en 18 €/MWh voor zon (bij 2.300 vollasturen), op basis van de aangegeven bronnen.

ketenkosten. Ook voor deze case wordt tot slot een beperkte kostenpost meegenomen voor een waterstofopslagcapaciteit van een halve dag aan productie.
Zie voor een uitgebreid overzicht van de gehanteerde veronderstellingen ook Bijlage C.

Figuur 15 - Inschatting van integrale en marginale ketenkosten voor import van waterstof uit Marokkaanse zon-PV en wind in 2017 en 2030



Integrale ketenkosten voor groen waterstof uit Marokkaanse zon en wind komen daarmee op 4.13 €/kg H_2 ± 5% voor 2017 en nemen af tot 2.24 €/kg H_2 ± 20% voor 2030 door afnemende kosten voor de elektriciteit en de elektrolyse eenheden. De marginale kosten komen op 1.75 €/kg H_2 ± 5% voor 2017 en 1.23 €/kg H_2 ± 25% voor 2030.

3.3 Overzicht ketenkosten waterstofroutes

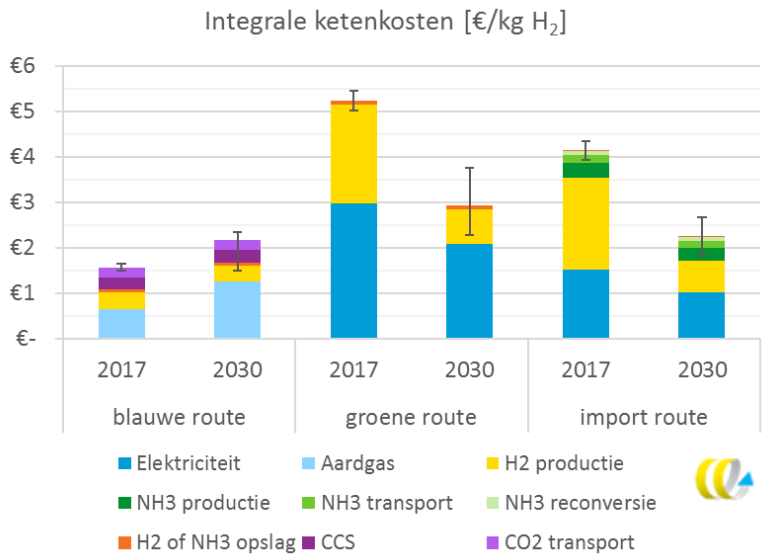
We kunnen nu een vergelijkend overzicht opstellen van de inschatting van de integrale en marginale ketenkosten voor de verschillende waterstofroutes in 2017 en 2030. Het overzicht van de integrale ketenkosten wordt weergegeven in Figuur 16 en het overzicht van de marginale ketenkosten in Figuur 17.

Uit Figuur 15 kan opgemaakt worden dat de blauwe route voor 2017 een relatief groot kostenvoordeel laat zien ten opzichte van de andere routes. Met name de hoge elektriciteitskosten en de hoge kosten voor waterstofproductie (door de hoge kapitaalskosten voor de PEM-eenheden) zijn een belangrijke oorzaak dat de twee hernieuwbare waterstofroutes hogere integrale ketenkosten met zich meebrengen. In het geval van productie buiten Nederland vormen ook conversie naar ammoniak, transport en reconversie een relevante kostenpost, maar deze kosten zijn vooral hoog als het aantal vollasturen van de keten beperkt is (zoals in geval van groene waterstofproductie op basis van enkel zon-PV). Voor 2030 echter leiden de veronderstelde stijgende gaskosten en dalende kosten voor hernieuwbare elektriciteit en de kapitaalskosten voor de PEM-eenheden tot convergentie van de integrale waterstofkosten voor de drie ketens. De integrale ketenkosten voor de drie ketens liggen dan rond de € 2 à 3 per kg H_2.

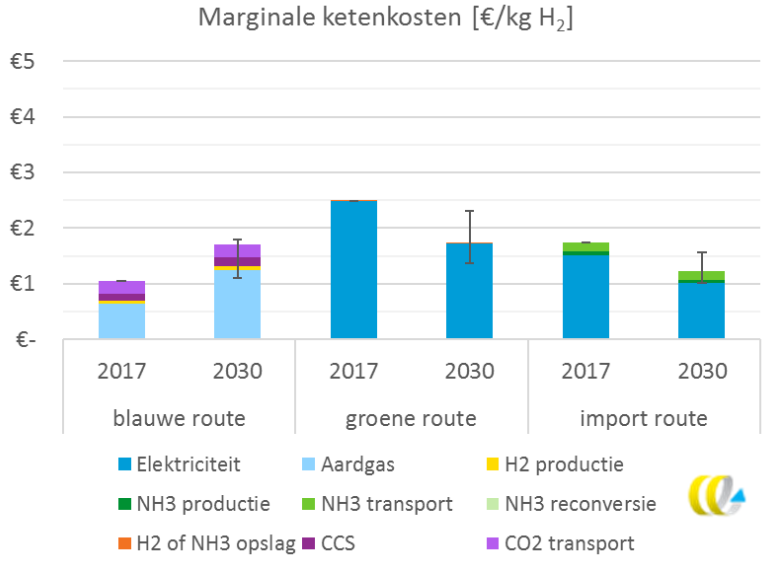
Uit Figuur 17 valt een vergelijkbare ontwikkeling voor marginale ketenkosten voor de drie routes op te maken. De marginale kosten voor de blauwe route liggen in 2017 relatief laag op ongeveer € 1 per kg H_2, terwijl de hernieuwbare waterstofroutes uit Nederlandse en Marokkaanse zon en wind substantieel hoger liggen. Wel is er een aanzienlijk verschil tussen deze twee hernieuwbare waterstof-

routes routes, omdat de elektriciteitskosten in Marokko veel lager worden ingeschat en de marginale kosten voor de transportlijn tussen Marokko en Nederland beperkt zijn.

Figuur 16 - Overzicht ketenkosten voor de verschillende waterstofroutes in 2017



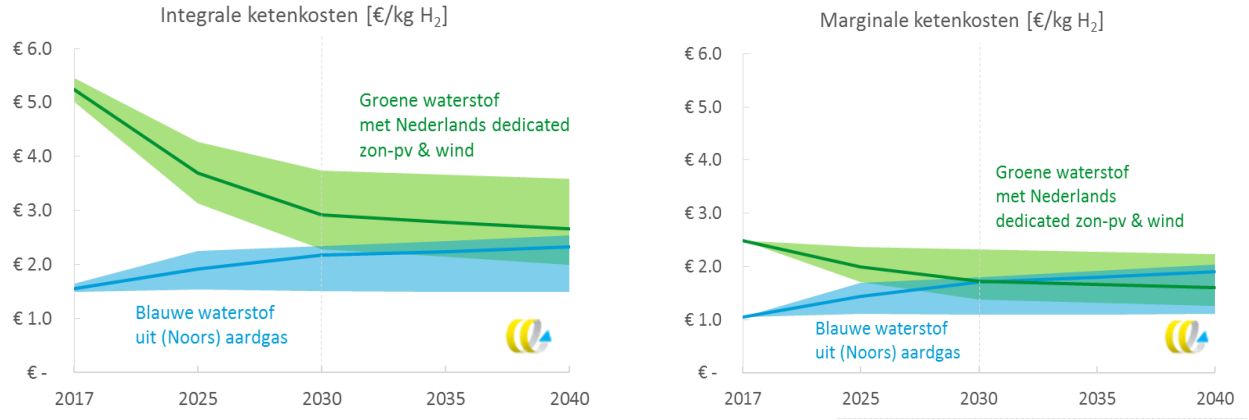
Figuur 17 - Overzicht ketenkosten voor de verschillende waterstofroutes in 2030



Tegen 2030 zijn de marginale kostenverschillen tussen de verschillende routes sterk teruggelopen. De marginale kosten van groene waterstofproductie uit Noordzeewind en zon zijn in dit geval slechts licht hoger dan die van blauwe waterstofproductie, beide rond de 1.7 €/kg H_2. Marginale ketenkosten voor waterstofproductie uit zon en wind in Marokko liggen zelfs substantieel lager, op 1.2 €/kg. Daarmee kan met de beide hernieuwbare waterstofroutes tegen 2030 het geproduceerde waterstof tegen concurrerende prijzen in de markt zetten.

Tot slot hebben we in Figuur 18 de ontwikkeling de integrale en marginale kosten van de twee routes voor waterstofproductie in Nederland in beeld gebracht tot 2040 op basis van dezelfde gegevensbronnen als voorgaande analyse om inzicht te krijgen in de mate waarin deze kosten overlap kunnen gaan laten zien[18]. In geval van de blauwe route is de bandbreedte opgebouwd uit onzekerheidsmarges voor de aardgasprijs, en de investeringskosten voor de ATR-installatie en CCS. In geval van de groene route is de bandbreedte opgebouwd uit onzekerheidsmarges voor de investeringskosten voor hernieuwbare elektriciteitsproductie en de elektrolyse eenheid. Uit de figuur kan opgemaakt worden dat de integrale ketenkosten vanaf 2030 op vergelijkbare niveaus kunnen komen te liggen, al zal daarvoor een relatief sterke daling van kosten voor hernieuwbare elektriciteit en PEM-installaties nodig zijn naar tot of tot onder de huidige verwachting. Verder hangt dit ook af van de gasprijs-ontwikkeling, waarvoor in het basisscenario (het basispad in de Nationale Energieverkenning 2017) een oplopende waarde wordt verondersteld. De marginale ketenkosten voor de groene route uit zon en Noordzeewind kunnen vanaf 2030 dan onder de marginale ketenkosten voor de blauwe route komen te liggen, zodat deze keten een gunstige concurrentiepositie inneemt.

Figuur 18 - Verwachting voor integrale (boven) en marginale (onder) ketenkosten van blauwe en groene waterstof



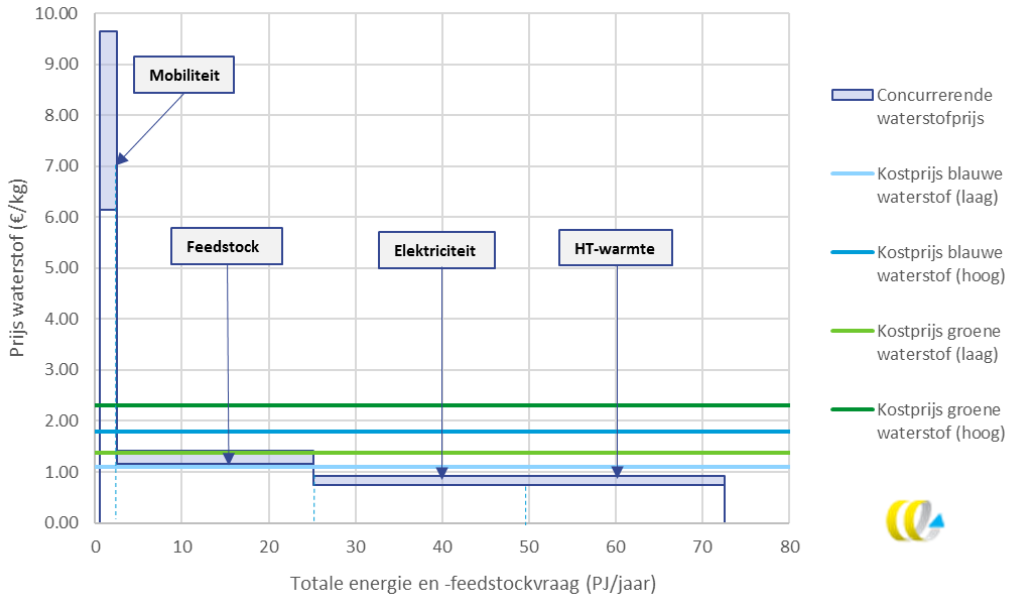
3.4 Marktperspectief waterstofketens

In de voorgaande paragrafen is een inschatting gemaakt van de toekomstige ontwikkeling van de integrale en marginale kosten van waterstofproductie voor de beschouwde routes. Deze kosten vormen de basis voor de beprijzing van waterstof die via deze route geproduceerd zou worden. Gemiddelde zullen de integrale kosten moeten worden gedekt om investeringen terug te verdienen, terwijl de marginale kosten op korte termijn gedekt moeten worden om te besluiten te productie. Dat werpt de vraag op of afnemers in de verschillende marktsegmenten met latente vraag ook bereid zijn om prijzen te betalen die deze kosten dekken. Of dat het geval kan zijn brengen we in beeld door gebruik te maken van de verkenning van het marktpotentieel in Hoofdstuk 2. In dat hoofdstuk wordt

[18] Voor de aanvullende jaren zijn de prijzen voor aardgas ontleend aan de Nationale energieverkenning 2017 (ECN, PBL, CBS, & RVO.nl, 2017), de bandbreedte is ontleend aan de (IEA, 2017). In geval van kosten voor elektriciteit op basis van productiekosten voor een combinatie van wind en zonne-energie (bij gelijke capaciteit) in Nederland en Marokko gaat het om aanvullende schattingen op basis de hiervoor aangegeven bronnen (zie (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015), (Agora Energiewende, 2017) (IRENA, 2016)). In geval van schattingen voor de kosten van elektrolyse is gebruik gemaakt van dezelfde bronnen als voorgaande (i.e (ENEA Consulting, 2016), (CE Delft, 2017), (Tractebel Engie ; Hinicio, 2017) en (Frontier Economics, 2018)). Investeringskosten voor ATR en CCS voor de aanvullende jaren zijn eveneens gebaseerd op de hiervoor gebruikte bronnen (i.e. (NTNU, 2016) en (Haldor Topsoe, 2014)).

het haalbare potentieel voor waterstoftoepassing verkend, waarbij rekening wordt gehouden met verschillende belemmeringen in de ontsluiting van daarvan. Welke waarde waterstof vertegenwoordigt voor deze afnemers kan worden afgeleid door deze gelijk te stellen aan de conventionele energiekosten tegen 2030 (in termen van equivalente waterstofprijzen). Dit is een conservatieve inschatting, aangezien alle gebruikerssegmenten tegen die tijd ook zullen uitkijken naar (gewoonlijk duurdere) klimaatneutrale alternatieven. Door de gevonden vraag per marktsegment te combineren met de equivalente waterstofprijzen kan een merit order van het haalbare potentieel voor waterstoftoepassing binnen de latente ontsluitbare vraag naar waterstof worden samengesteld. Het vergelijken van deze ladder met de marginale kosten voor blauwe en groene waterstof geeft inzicht in het marktpotentieel voor waterstof en bijbehorende betalingsbereidheid in Nederland in 2030. Figuur 19 geeft deze vergelijking weer.

Figuur 19 - Inschatting van de merit order voor haalbare potentieel van waterstoftoepassingen en marginale ketenkosten voor blauwe en groene waterstof in 2030



Hieruit kan afgeleid worden dat de gevonden marginale ketenkosten in voorgaande paragraaf, met € 1.0 à 2.5 per kg H_2, zich in geval van mobiliteit en feedstock kunnen meten met de equivalente waterstofprijzen van de conventionele energiedrager die gewoonlijk wordt gebruikt. In geval van elektriciteitsproductie en HT-warmte toepassingen in de industrie de marginale kosten van blauwe en groene waterstof in 2030 nog substantieel hoger dan het conventionele alternatief. In dat geval wordt bijv. voldoende hoge beprijzing van CO_2-vereist, om de prijsverschillen tussen klimaatneutraal waterstof en het conventionele alternatief verder terug te brengen. Hieronder bespreken we de verschillende marktsegmenten in meer detail:

- In geval van mobiliteit liggen equivalente waterstofkosten fors hoger, maar hierbij wordt uitgegaan van het conventionele alternatief (diesel). De transitie naar elektrisch vervoer lijkt voorlopig de meeste aandacht op te eisen, al wordt afgelopen jaren ook ingezet op en ontwikkeling van mobiliteit op waterstof. Zo zijn de afgelopen jaren de eerste drie commercieel verkrijgbare personenauto's geïntroduceerd door Hyundai, Toyota en Honda. Vrachtvervoer op waterstof, het tweede kansrijke marktsegment met grote potentie, komt trager op gang al zijn wel de eerste praktijktesten met prototypes inmiddels van start gegaan. Tot slot, komt de noodzakelijke ontwikkeling van een landelijk netwerk van waterstoftankstations moeizaam op gang, met tot op

heden met slechts drie tankstations. Recentelijk heeft het Rijk extra budget toegezegd voor de verdere uitbreiding met zeven nieuwe tankstations. Volgens de huidige verwachtingen zal er tegen 2030 slechts beperkt gebruik gemaakt worden van deze brandstof.

- Voor feedstock in de industrie treedt volgens Figuur 19 beperkte overlap van de kostprijsrange met de equivalente waterstofprijzen van het conventionele alternatief op. De vervanging van grijze waterstof die momenteel wordt gebruikt als feedstock in de industrie vergt een CO_2-prijs die kosten van afvang en opslag compenseert, wat naar verwachting het geval is bij een CO_2-prijs hoger dan 40 €/ton[19]. CCS kan ook toegepast worden bij SMR, maar met (vrijwel) volledige afvang zijn in dat geval hoge kosten gemoeid (zie ook Bijlage B).
- De equivalente waterstofprijs voor inzet van aardgas in elektriciteitsproductie ligt goeddeels onder de kostprijzen van blauwe en groene waterstof in 2030. In dit geval vergt het CO_2-prijzen van zo'n 40 €/ton opdat groene waterstof kan gaan concurreren met aardgas. Bij lagere CO_2-prijzen zal inzet van groene of blauwe waterstof hogere marginale kosten met zich meebrengen voor elektriciteitsproductie, zodat de installatie hoger in de merit order terecht komt en dus minder zal worden ingezet
- Voor het overige segmenten HT-warmte liggen de equivalente waterstofprijsniveaus[20] voor aardgas net zoveel lager als de marginale kosten van blauwe en groene waterstof als in geval van elektriciteitsproductie. Ook in dit geval zal een gelijk speelveld door CO_2-beprijzing nodig zijn. Een CO_2-prijs van zo'n 40 €/ton volstaat om de verschillen in marginale kosten te laten verdwijnen. De noodzakelijke investeringen zijn hiermee echter nog niet bekostigd, want de integrale kosten zijn dan nog niet gedekt.

Samenvattend lijkt inzet van blauwe en/of groene waterstof tegen 2030 economisch goed haalbaar in mobiliteit, feedstock, elektriciteitsproductie en HT-warmte voor de industrie. De hoogste betalingsbereidheid wordt geboden in mobiliteit, maar hier liggen verschillende barrières in bijv. infrastructuurontwikkeling en de concurrentie van elektrische voortuigen. Dit wordt in Figuur 18 weergegeven door een relatief beperkt haalbaar potentieel voor toepassing van waterstof. In geval van feedstock en HT-warmte voor de industrie en voor elektriciteit kan het potentieel relatief snel worden ontsloten, als wordt ingezet op verdere technische ontwikkeling en (dedicated) transport binnen Nederland. In dit geval ligt de inschatting van betalingsbereidheid op basis van opportuniteitskosten echter lager dan de marginale kosten van productie van blauwe en groene waterstof. Deze vraag en aanbod kunnen elkaar wel gaan vinden als de CO_2-prijs oploopt tot zo'n 40 €/ton.

3.5 Conclusies

Een eerste overzicht van berekening van ketenkosten voor de besproken waterstofroutes laat zien dat ketenkosten voor blauwe waterstof uit Noors aardgas op dit moment een sterk kostenvoordeel laat zien ten opzicht van de alternatieve hernieuwbare waterstofroutes. Op basis van de huidige vooruitzichten voor prijzen van oplopende aardgas, stabiele elektriciteitsprijzen, en de verdere afname van (kapitaals)kosten van zon-PV, wind en elektrolyse eenheden lijkt er vanaf 2030 een reëel perspectief te ontstaan voor productie van groene waterstof tegen vergelijkbare kosten dan blauwe waterstof. Dat geldt in nog sterkere mate voor de import route waarmee tegen de laagste integrale ketenkosten hernieuwbare waterstofproductie kan worden gerealiseerd. Afnemers zullen dan bereid zijn deze marginale kosten van productie ook te betalen als de klimaatkosten van het conventionele alternatief oplopen tot een CO_2-prijs van zo'n 40 €/ton of meer.

---

[19] De meerkosten van CCS bij ATR worden door (NTNU, 2016) berekend op 0,37 €/kg, terwijl een CO_2-prijs van 40 €/ton tot een kostprijsverhoging van grijze waterstof leidt van ongeveer 0,3 €/kg (zie ook Paragraaf 2.4).

[20] Daarbij wordt uitgegaan wholesale-prijzen voor aardgas, dus belastingen en kosten voor transport en distributie worden buiten beschouwing gelaten. Verder wordt verondersteld dat de kosten voor levering (die gewoonlijk hoger liggen dan wholesale-prijzen) ook buiten beschouwing gelaten; dergelijke kosten zullen vermoedelijk ook moeten worden gemaakt bij levering van waterstof.

4 Belemmeringen waterstofroutes

In voorgaande hoofdstukken is het marktpotentieel voor waterstof tegen 2030 in beeld gebracht, gevolgd door verkenning van ketenmodellen en bijbehorende ketenkosten voor klimaatneutrale waterstofproductie. Uit de analyse volgt een realistisch perspectief op de ontwikkeling van zowel het aanbod van en vraag naar klimaatneutraal waterstof richting 2030 en lijkt een dergelijke ontwikkeling in economische zin haalbaar. Voor verdere verkenning is echter een bredere analyse van belemmeringen voor ketenontwikkeling nodig.

Om de benodigde stappen voor de ontwikkeling van elk van de stappen inzichtelijk te maken hebben we de huidige technische, economische, en maatschappelijke belemmeringen voor elk van de ketens kwalitatief in kaart gebracht[21]. Daarbij onderscheiden we de verschillende ketenelementen in de upstream (winning, transport en productie), midstream (opslag en transport) en downstream (toepassing in mobiliteit, feedstock, elektriciteit, industrie, gebouwde omgeving) ketensegmenten.
In de navolgende paragrafen gaan we voor elk van de drie ketens kwalitatief in op belemmeringen voor ontwikkeling van op deze verschillende ketenelementen en sluiten af met een integraal ketenperspectief.

4.1 Upstream ketenelementen

De blauwe route met waterstofproductie uit Noors aardgas in Nederland en toepassing van offshore CCS laat in het upstream segment slechts een beperkt aantal technische en economische belemmeringen, in met name productie. Technisch wordt ATR nog maar beperkt toegepast maar heeft het een hoge *technology readiness level* (TRL)[22] van 8 à 9 (zie ook (TKI nieuw gas, 2018)), terwijl offshore CCS-technisch haalbaar is en al wordt toegepast. Integrale kosten liggen voor grootschaliger toepassing (>25 ton H_2/dag) tot 10% hoger dan conventionele productie met SMR, terwijl integrale kosten van capture (zonder transport en opslag) rond de 50 €/ton CO_2 liggen (zie ook Bijlage A). Maatschappelijk gezien echter, kan er sprake blijken van de nodige weerstand tegen waterstofproductie uit aardgas met CCS en offshore CO_2-opslag. Zowel toepassing van CCS als het risico op een mogelijke lock-in van de route op langere termijn kunnen het draagvlak beperken.

Als het gaat om CCS, wordt dit niet door iedereen gezien als wenselijke techniek, aangezien de ervaring nog relatief beperkt is zodat risico's mogelijk nog onvoldoende in beeld zijn. Verschillende internationale studies laten zien dat voor gezondheids- en veiligheidsaspecten met betrekking tot de risico's van CO_2-lekkage een rol spelen in de publieke perceptie (zie bijv. (CSIRO, 2012) voor een overzicht van internationale ervaringen en (de Best-Waldhober, M., Paukovic, M., Brunsting, S., & Daamen, D., 2011) voor de Nederlandse context). Bovendien biedt deze route geen langetermijnoplossing voor een duurzame energievoorziening. De techniek kan daarom niet rekenen op een groot maatschappelijk draagvlak.

Met het Akkoord van Parijs is er echter sprake van algemene onderkenning van de urgentie van emissiereductie in Nederland en wordt de techniek door verschillende gezaghebbende instituten aangemerkt als een noodzakelijke emissiereductiemaatregel in geval er geen (korte termijn) alternatieven beschikbaar zijn (zie bijvoorbeeld (IEA, 2016)). Daarbij kan bijvoorbeeld gedacht worden

[21] Overige belemmeringen, m.n. belemmeringen in het regulatoire en institutionele domein laten we hier buiten beschouwing.

[22] Technology readiness level is een kwalificatie van de volwassenheid van een technologie. Ze worden bepaald door evaluatie van programmaconcepten, technologie-eisen en bewezen technologische mogelijkheden. De TRL is gebaseerd op een schaal van 1 tot 9, waarbij 9 de meest volwassen technologie is.

aan het energiegebruik in verschillende segmenten van de industrie, maar ook aan stuurbare elektriciteitsproductie (aangezien inzet van biomassa beperkt wordt door beschikbaarheid en hogere toegevoegde waarde daarvan bij inzet in andere toepassingen). Bovendien biedt de techniek de mogelijkheid om tot negatieve emissies te komen, bijv. in combinatie met inzet van biomassa.
Tegen deze achtergrond is een dialoog opgezet tussen belanghebbende partijen en natuur- en milieu-organisaties. Uitkomsten van de lopende dialoog over de condities waaronder CCS met (offshore) opslag acceptabel is, worden verwacht in de al aangekondigde Routekaart CCS. Overigens kan hier opgemerkt worden dat de blauwe route (in dit verband ook wel *pre-combustion* CCS genoemd) voordelen kent ten opzichte van toepassing van CCS bij inzet van conventionele energiedragers (ook wel van *post-combustion* CCS). De eerste route heeft namelijk als voordeel dat hiermee wordt voorgesorteerd op de groene waterstofroute, die wel perspectief biedt op emissiereductie op de lange termijn. In geval van post-combustion ontstaat juist een lock-in van conventionele brandstoffen, terwijl dit op lange termijn geen perspectief biedt op een duurzame energievoorziening.

Dit raakt aan het tweede bezwaar tegen ontwikkeling van blauwe waterstof, omdat in deze route het risico schuilt van een lock-in van conventionele brandstoffen in de waterstofketen.
Zo kan de situatie ontstaan dat eenmaal ontwikkelde blauwe waterstofproductie zich op lange termijn handhaaft in de markt, als bijv. de prijzen voor aardgas langdurig op lagere niveaus komen te liggen. Dit beeld lijkt minder wenselijk vanuit het oogpunt van het maatschappelijk streven naar inzet van hernieuwbare energiebronnen. Daar staat tegenover dat zolang groene waterstofproductie het potentieel met geen en/of beperkte klimaatneutrale alternatieven nog niet kan bedienen, de blauwe waterstofroute een significant potentieel voor CO_2-emissiereductie biedt boven het conventionele alternatief. In dat geval biedt de inzet van blauwe waterstof nog altijd perspectief op significante emissiereductie ten behoeve van de klimaatdoelen, en draagt het bij aan verbetering van mogelijk-heden voor de ontwikkeling van de groene waterstofketen. Als echter de situatie ontstaat dat blauwe waterstofproductie de ontwikkeling en inzet van groene waterstofproductie voor dit potentieel belemmert, is er sprake van een onwenselijke lock-in die schadelijk is voor de klimaatdoelen.
Uitbouw en uiteindelijk transformatie van de blauwe naar de groene waterstofketen kan hier op de middel-lange termijn van 2030-2040 echter perspectief bieden op mogelijkheden dit risico te beperken (zie ook (TKI nieuw gas, 2018)). Zeker als de kosten van deze ketens zich ontwikkelen als geschetst in voorgaande hoofdstuk, liggen hier kansen voor emissiereductie voor segmenten van het energie-systeem met beperkte alternatieven. Gegeven de onzekerheden rond deze kostenontwikkeling, door onzekerheid in de gasprijsontwikkeling, hernieuwbare elektriciteitskosten-ontwikkeling en kapitaals-lasten van elektrolyse eenheden vereist dit wel aanvullend beleid om een dergelijke transitie te borgen. Daarbij kan gedacht worden aan aanvullende maatregelen om groene waterstofproductie te ondersteunen in de vorm van subsidies, en regulering om groene waterstofproductie te stimuleren.

Voor de groene route en zonnebrandstof geldt dat er vooralsnog sprake is van significante kosten-barrières als de kapitaalslasten voor productie van wind-, zonne-energie en elektrolyse in ogenschouw genomen worden. Bovendien is grootschalige toepassing van PEM-elektrolyse vooralsnog een brug te ver; de huidige generatie elektrolyse eenheden heeft een vermogen van 10 tot 20 MW. Daarnaast kan op termijn de ontwikkeling van wind op zee onder druk komen te staan door het ruimtebeslag (en de invloed op andere maritieme economische activiteiten) en de gevolgen voor natuur en milieu (denk bijvoorbeeld aan de volgeltrek). Voor de groene route is ruime beschikbaarheid van hernieuwbare elektriciteit en de mogelijkheid om deze naar de markt te brengen wel een voorwaarde om doelmatig bij te dragen aan CO_2-emissiereductie. Inzet van hernieuwbare elektriciteit voor groene waterstof-productie, terwijl er nog fossiele energie wordt ingezet voor elektriciteitsproductie levert geen netto CO_2-reductie op.

4.2 Midstream ketensegmenten

Technische, economische en maatschappelijke belemmeringen spelen geen noemenswaardige rol in het midstream segment van de blauwe route. Zo is waterstoftransport per pijplijn tussen Rotterdam en Antwerpen al decennia praktijk. Deze route kan bovendien zonder grootschalige opslag in gasvelden worden ontwikkeld, omdat de productiemethode relatief stuurbaar is. Kleinschaliger opslag in zoutcavernes wordt al veelvuldig toegepast en vormt geen grote belemmering in technische, economische of maatschappelijke zin.

In geval van zowel de groene route als zonnebrandstof zal opslag van groter belang zijn, omdat het (hernieuwbare elektriciteits)aanbod varieert. Seizoensvariatie kan beperkt worden door combinatie van dedicated wind en zon, maar opslag op tijdsschalen van dagen en weken is een vereiste. Wordt ook de variabiliteit van afname meegenomen, dan zal de opslagbehoefte voor elektriciteitsproductie, hoge temperatuur proceswarmte in de industrie en met name lage temperatuur warmtevoorziening (met een sterk seizoenspatroon) hoger liggen.

De zonnebrandstof route kent tenslotte nog belemmeringen in de ontwikkeling van een transportlijnen voor import, met conversie naar -, transport van - en reconversie uit ammoniak. Technisch is dit goed haalbaar en in de praktijk wordt het ook toegepast, maar wel op beperktere schaal en bovendien op continue basis (terwijl in de importketen voor waterstof seizoensvariaties verwacht kunnen worden). De investeringen die dit met zich meebrengt zijn met 7 tot 10% van de ketenkosten significant en moeten tegelijk met de andere ketensegmenten worden ontwikkeld om tot een integrale keten te komen.

4.3 Downstream ketensegmenten

Belemmeringen in dit ketensegment hebben betrekking op distributie en toepassing van waterstof in het Nederlandse energiesysteem. Daarbij moet onderscheid gemaakt worden tussen de verschillende eindverbruikerssegmenten, omdat condities voor toepassing sterk uiteen lopen:

- **Mobiliteit -** Bij kleinschalige lokale toepassing is uitrol van het distributiesysteem hanteerbaar. Toepassing in personenauto's en busvervoer in mobiliteit is verder technisch gezien marktrijp, maar richting 2030 zal deze zich toepassing slechts geleidelijk op beperkte schaal ontwikkelen. De marginale kosten van blauwe waterstofproductie zijn vergelijkbaar met grijze waterstofproductie en conventionele brandstoffen, maar dat is voor groene waterstof en zonnebrandstoffen zeker nog niet het geval. Een klimaatneutraal alternatief kan op lange termijn geboden worden door elektrificatie.
- **Feedstock in industrie -** Toepassing als feedstock in de industrie door substitutie van bestaande grijze waterstof (waterstof uit aardgas zonder CCS) is relatief snel te realiseren, afgezien van de kostenbarrières voor blauwe waterstof uit ATR en CCS. Deze kosten barrières lijken wel hanteerbaar, in een omgeving waarin kosten voor CO_2-emissies oplopen. De marginale kosten voor groene waterstofproductie en zonnebrandstofproductie liggen voorlopig nog substantieel hoger dan die van het conventionele alternatief, ook als CO_2-emissiekosten oplopen. In deze context ligt niet direct een klimaatneutraal alternatief voor de hand.
- **Elektriciteitsproductie -** Toepassing in gasturbines voor elektriciteitsproductie is nog in ontwikkeling met een TRL 4 à 7 en mogelijke toepassing in 3 tot 10 jaar (zie (TKI nieuw gas, 2018)), al kunnen mengsels met waterstof nu al worden ingezet voor elektriciteitsproductie. Marginale kosten van productie uit blauwe waterstof liggen twee tot drie maal zo hoog voor elektriciteits-productie uit aardgas bij gelijkblijvende prijzen voor emissierechten. CO_2-emissiekosten moeten dus fors oplopen voordat blauwe waterstof hier de concurrentie aankan met het conventionele alternatief. Dat geldt op dit moment in nog sterkere mate voor de groene route en zonne-brandstof. Het aantal alternatieven voor stuurbare klimaatneutrale elektriciteitsproductie is echter beperkt tot biomassa of post-combustion CCS.

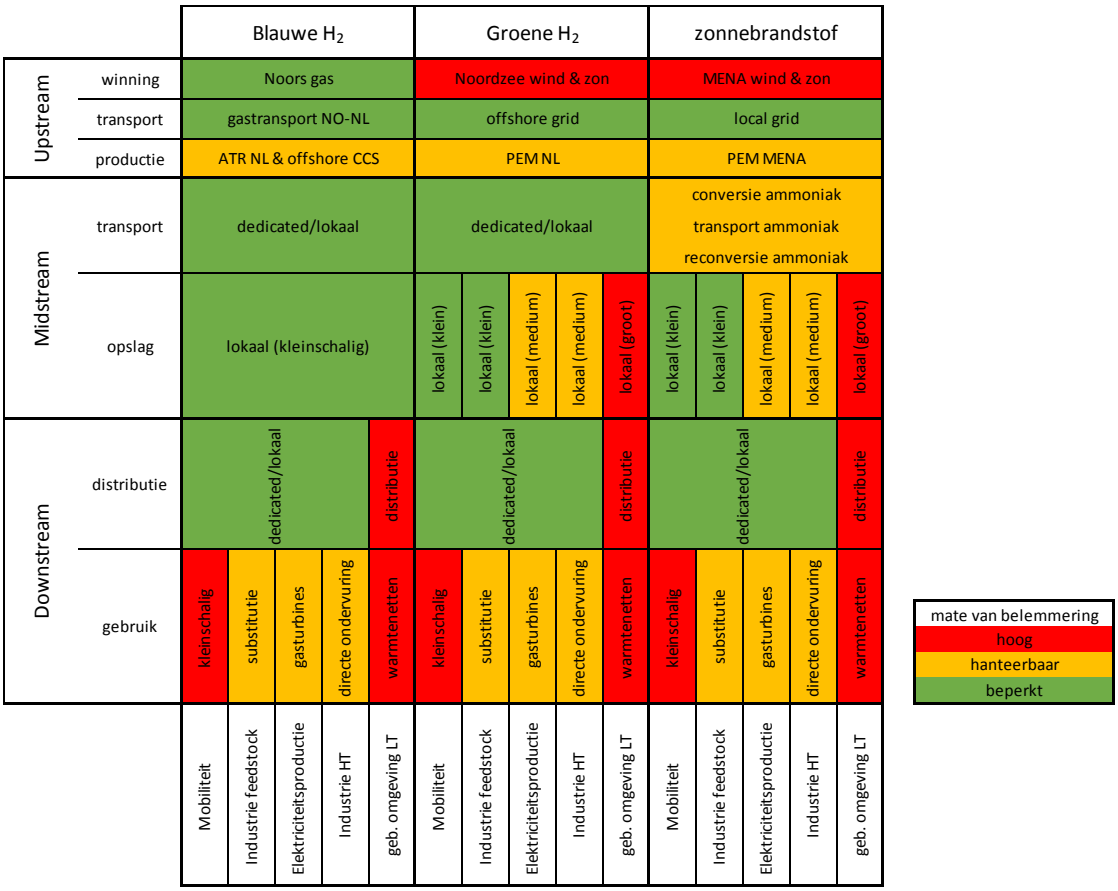
- **Industrie HT -** Industriële toepassing in ketels en fornuizen voor productie van stoom en hoge-temperatuur proceswarmte komt in de vorm van waterstofrijke restgassen al veel voor, maar pure waterstof inzet vergt nog de nodige technische ontwikkeling. Inschattingen van de huidige TRL lopen uiteen van 1 à 3 en mogelijkheid tot toepassing over meer dan tien jaar (zie ook (TKI nieuw gas, 2018)), of hoger en toepasbaar op middellange termijn (zie ook (Berenschot & TNO, 2017)), maar een TRL van 4 à 7 lijkt een reëel. Verder liggen de marginale kosten van waterstofinzet veel hoger dan inzet van restgassen. Dat geldt in nog veel sterkere mate voor de groene route en het alternatief van zonnebrandstoffen.
- **Gebouwde omgeving LT -** Recente verkenningen suggereren dat ombouw van het bestaande aardgasnet conceptueel haalbaar is, maar technische en financiële haalbaarheid hiervan is nog niet aangetoond. Toepassing van waterstof in de gebouwde omgeving verkeerd nog in een pril en conceptueel stadium. Technische ontwikkeling van ketels op waterstof ligt volgens huidige inschattingen rond TRL's van 4 à 7 (zie ook (TKI nieuw gas, 2018)), maar toepassing vergt boven-dien een distributienet voor waterstof. Kostentechnisch kan blauwe waterstof de concurrentie met de huidige eindverbruikersprijzen voor aardgas aan, maar als uitgegaan wordt van vergelijk-bare handling costs zal het naar verwachting de concurrentie met wholesale-prijzen aan moeten kunnen. Marginale kosten liggen twee tot drie maal hoger dan prijzen voor aardgas, en voor de groene route en zonnebrandstof zal dit verschil nog hoger liggen. Bovendien zijn er de nodige alternatieven voor klimaatneutrale warmtevoorziening richting 2050, zoals warmtenetten uit restwarmte, all electric-oplossingen, en inzet van biogas en biomassa.

4.4 Integraal perspectief ketenontwikkeling

De voorbenoemde en besproken belemmeringen kunnen worden weergegeven in een samenvattend kwalitatief overzicht als in Figuur 20.

- Voor de blauwe route liggen er met name barrières in het upstream - en het downstream segment. In het upstream segment kan de blauwe route vooral belemmerd worden door gebrek aan draagvlak, wat vraagt om maatschappelijke dialoog en ontwikkeling van een afwegingskader. In het downstream segment zullen de benodigde aanpassingen in infrastructuur voor distributie en toepassing van waterstof in de verschillende eindverbruikersmarkten vragen om verdere technische ontwikkeling, investeringen en inpassing.
- In geval van de groen route liggen er vooral belemmeringen in het upstream segment en downstream segment. Er zijn nu nog hoge kostenbarrières voor deze keten In elektriciteits-productie (hoge kapitaalslasten), elektrolyse (hoge kapitaalslasten en kleinschalige modules van 10 tot 20 MW). Richting 2030 zullen deze upstream kostenbarrières naar verwachting echter sterk afnemen. In het downstream segment spelen dezelfde belemmeringen als in geval van de blauwe route.
- Tot slot zullen voor de zonnebrandstof route vergelijkbare belemmeringen optreden voor de groene route, maar zal ook de transportlijnen voor import moeten worden opgezet. Daarmee liggen hier dus nog aanvullende belemmeringen in het midstream segment. Hier zal vooral de extra investering die gemoeid is met de ontwikkeling van een transportlijn voor import relatief zwaar wegen.

Figuur 20 - Overzicht technische, economische en maatschappelijke belemmeringen in ketenontwikkeling



Vanuit investeringsperspectief voor ketenontwikkeling is het integrale ketenperspectief van belang, omdat de drie routes sterk verschillen in de mate van samenhang tussen de verschillende keten-elementen. In dit licht kan gesteld worden dat financieringsbehoefte en investeringsrisico's over de keten als geheel relatief beperkt zijn voor de blauwe route, terwijl die volgens de huidige inzichten voor de groene route vooralsnog significant hoger liggen tot 2030. Dat geldt in nog sterkere mate voor import van zonnebrandstof, vanwege de noodzakelijke ontwikkeling van transportlijnen. Voordeel van de groene route is bovendien dat deze modulair kan worden ontwikkeld (met modulaire ontwikkeling van capaciteit in upstream). In geval van zonnebrandstof is dat vanuit de huidige situatie minder voorstelbaar; de keten zal in zijn geheel moeten worden opgezet, met voldoende schaalgrootte, om de operationele (keten)risico's beheersbaar te houden.

De blauwe route kan op relatief korte termijn tegen relatief bescheiden investeringen en investeringsrisico's worden ontwikkeld. Zo kan bovendien een snelle start gemaakt worden met de benodigde ontwikkeling van het downstream segment waar de nodige belemmeringen zullen moeten worden weggenomen. Zo kan op termijn, richting 2030, ook de vraagzijde van de markt worden ontwikkeld. Dat draagt bij aan de haalbaarheid van de groene route, die vanaf 2030 tegen relatief beperkte kosten kan worden ontwikkeld. De risico's voor de ontwikkeling van de groene keten worden significant lager als er al goede kansen liggen in de afzet van waterstof. Nadien mag verwacht worden dat ook voor de importroute van zonnebrandstoffen de belangrijkste synergievoordelen liggen in de ontwikkeling van infrastructuur en afzetmarkt in Nederland. De investeringskosten van deze route, die een integrale ketenontwikkeling vereist, zullen dan wellicht gerechtvaardigd kunnen worden door de zekerheden in

afzet in combinatie met de relatief lage marginale kosten van productie. Ontwikkeling van deze keten lijkt daarom pas op langere termijn richting 2040 realistisch.

4.5 Conclusie

Voor alle drie de waterstofroutes liggen er met name technische en economische belemmeringen in het downstream segment; de ontwikkeling van afzetmarkt met bijbehorende infrastructuur voor distributie en toepassing van waterstof vragen om verdere technische ontwikkeling en investeringen bij de eindgebruiker. De groene route en de importroute kennen verder vooral kosten barrières in het upstream segment, maar die zullen tot ca. 2030 en nadien naar verwachting sterk afnamen. Tot slot ligt er nog een belangrijke kosten barrière in midstream voor de import route, vanwege de noodzaak van gelijktijdige grootschalige investeringen voor ontwikkeling van de transportlijn voor import.

De structuur van deze belemmeringen biedt perspectief op synergievoordelen in de geleidelijke ontwikkeling van een markt voor klimaatneutrale waterstof. Nu al liggen er goede kansen voor ontwikkeling van de blauwe waterstofketen. Tijdige ontwikkeling van het downstream segment in deze keten kan de toekomstige kansen voor de groene waterstofketen aanzienlijk verbeteren en versnellen. Uitgaande van de huidige verwachtingen zullen tegen 2030 de kosten voor de groene keten voldoende zijn gedaald, zodat snelle ontwikkeling nadien haalbaar wordt. Zo kan op langere termijn, als de waterstofinfrastructuur en afzetmarkt in Nederland tot vollere wasdom is gekomen, worden zo ook de investeringsrisico's die gemoeid zijn met de grootschalige, gelijktijdige, integrale ketenontwikkeling voor de import route beperkt. Zo kan de vereiste investering voor levering van buitenlandse zonnebrandstoffen haalbaar worden, en toegang bieden tot hernieuwbare waterstof met naar verwachting significant lagere productiekosten.

Voor de blauwe route ligt er een uitdaging in draagvlakontwikkeling, vanwege beperkt draagvlak voor CCS-toepassingen en de vrees voor een lock-in van conventionele brandstoffen. Het eerste vraagstuk vereist ontwikkeling van een gedragen afwegingskader in een maatschappelijke dialoog, en proces dat in gang lijkt te zijn gezet met het lopende initiatief voor de CCS-routekaart. De vrees voor lock-in van conventionele brandstoffen in de blauwe route vraagt om inzet op uiteindelijke trans-formatie naar hernieuwbare waterstofketens en beleidsmatige borging van dat proces.

5 Conclusies

Richting 2030 is een significant potentieel voor toepassing van waterstof in het Nederlandse energiesysteem dat kansen biedt voor grote realisatie van CO_2-emissiereducties. Toepassing kan vooral in industrie (feedstock en proceswarmte) en elektriciteitsproductie relatief snel worden ontwikkeld op deze termijn. Om te voorzien in klimaatneutraal waterstof kunnen verschillende waterstofketens worden; blauwe waterstof uit Noors gas met toepassing van CCS, groene waterstof uit zon en wind op de Noordzee met elektrolyse, en import van waterstof (of afgeleide producten zoals ammoniak) uit het Middellandse zeegebied.

Deze ketenontwikkeling vraagt echter om grote investeringen. De verwachtingen voor de ontwikkeling van de ketenkosten voor de drie beschouwde waterstofroutes laten zien dat de blauwe route op dit moment een relatief kosteneffectief ketenontwikkelingsperspectief biedt. Volgens de huidige verwachtingen zullen de beide andere routes rond 2030 echter vergelijkbare kostenniveaus laten zien en lijkt het realistisch te veronderstellen dat deze ketens op termijn kunnen worden ontwikkeld. Dit hangt echter mede af van de onzekere gasprijsontwikkeling en de ontwikkeling van kosten voor hernieuwbare elektriciteit en elektrolyse.

Het geschetste perspectief suggereert dat er kansen liggen voor ketenontwikkeling door een gefaseerde aanpak van ontwikkeling van de blauwe route op korte termijn (tot 2030), ontwikkeling van de groene route op middellange termijn (2030-2035) en de zonnebrandstof route nadien. Zo kan met relatief beperkt investeringsrisico ingezet worden op ontwikkeling van verschillende ketensegmenten voor de blauwe route, die ook in de groene route van nut zullen zijn. Zo zal beschikbaarheid van ATR-productiecapaciteit naast de groene keten bij kunnen dragen aan leveringszekerheid en stuurbaarheid, zodat er meer tijd zal zijn voor tijdige ontwikkeling van grootschaliger opslagcapaciteit. Ook kunnen de eerste downstreamsegmenten op korte termijn worden ontsloten met ontwikkeling van de blauwe route. Zo kan ervaring worden opgedaan met toepassing van blauw waterstof in transport en distributie naar energiesysteemsegmenten waar waterstof al op relatief korte termijn kan worden toegepast, bijv. als feedstock in de industrie en als klimaatneutrale stuurbare elektriciteitsproductie.

Een belangrijk vraagstuk in deze context heeft betrekking op de toepassing van pre-combustion CCS. Door inzet op ontwikkeling van de blauwe route als versnelling van de waterstoftransitie voor ketenontwikkeling ontstaat het risico op een lock-in op een keten waarbij CCS wordt toegepast die door velen liever vermeden zou worden. Dit kan beschouwd als een maatschappelijk vraagstuk dat op een tweetal deelterreinen vraagt om een maatschappelijke afweging, elk met een eigen afwegings-kader. De ontwikkeling van een gedragen afwegingskader voor beide deelterreinen vergt een zorgvuldig stakeholdersproces dat leidt tot een genuanceerde afweging om te komen tot maat-schappelijke verantwoorde keuzes. Zowel de recent gepubliceerde routekaart waterstof en de verwachte routekaart CCS-vormen daar een eerste aanzet toe. Verdere uitwerking met de betrokken maatschappelijke stakeholders en ontwikkeling van maatschappelijk draagvlak voor beleidskeuzes in de energietransitie die ook richting geven aan concrete voorstellen en initiateven van stakeholders in de energiesector zijn daarbij wenselijk voor het mobilisatie van kapitaal, kennis en competenties ten behoeve van de energietransitie.

6 Bibliografie

Agora Energiewende, 2017. *Future cost of onshore wind,* Berlijn: Agora Energiewende.
AIr Liquide, 2018. *Industriële gassen via speciale leidingen.* [Online]
Available at: https://industrie.airliquide-benelux.com/belgie-nederland/levering-industriele-medische-gassen/gas-large-industry
Berenschot & TNO, 2017. *CO2-vrij waterstofproductie uit gas.* [Online]
Available at: https://www.berenschot.nl/publish/pages/5757/berenschot-rapportage-co2-vrije-waterstofproductie-uit-gas.pdf
[Geopend 31 1 2018].
CE Delft, 2015. *Gas als zonnebrandstof,* Delft: CE Delft.
CE Delft, 2017. *Net voor de Toekomst,* Delft: CE Delft.
Certifhy, 2015. *Overview of the market segmentation for hydrogen across potential customer groups based on key application areas,* Brussel: Certifhy.
CPB en PBL, 2015. *Nederland in 2030 en 2050: Twee referentiescenario's,* Den Haag: CPB en PBL.
CSIRO, 2012. *Understanding how individuals perceive carbon dioxide: Implications for acceptance of carbon dioxide capture and storage,* Australia: CSIRO.
de Best-Waldhober, M., Paukovic, M., Brunsting, S., & Daamen, D., 2011. Awareness, knowledge, beliefs, and opinions regarding CCS of the Dutch general public before and after information. *Energy Procedia,* pp. 6292-6299.
DNV GL, CE Delft, 2015. *System Integration – Hybrid Energy Infrastructures,* Groningen: DNV GL.
Dwarsverband, 2017. *Overzicht van Nederlandse waterstofinitiatieven - Input voor een Routekaart Waterstof,* Amersfoort: TKI Gas.
EBN, Gasunie , 2010. *CO2 transport- en opslagstrategie,* Groningen: EBN, Gasunie .
ECN en DNV GL, 2017. *Eindadvies basisbedragen SDE+ 2017,* Petten: ECN.
ECN, PBL, CBS, & RVO.nl, 2016. *Nationale Energieverkenning 2016,* Petten: ECN.
ECN, PBL, CBS, & RVO.nl, 2017. *Nationale Energieverkenning 2017,* Petten: ECN.
ECN, 2016. *Kosten wind op zee 2016,* Petten: ECN.
ECN, 2016. *Productieroutes Duurzame Waterstof,* Petten: ECN.
ENEA Consulting, 2016. *The potential of power-to-gas,* Parijs: Enea Consulting.
ETIP ZEP, 2017. *Commercial Scale Feasibility of Clean Hydrogen,* sl: Zero Emissions Platform (ZEP).
Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015. *Current and Future Cost of Photovoltaics,* Berlijn: Agora Energiewende.
Frontier Economics, 2018. *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe,* Berlijn: Agora Energiewende.
Gassnova/Gasco, 2016. *Feasibility study for full-scale CCS in Norway,* Oslo: Ministry of Petroleum and Energy.
Global CCS Institute, 2012. *Preliminary Feasibility Study on CO2 Carrier for Ship-based CCS,* Australia: Global CCS Institute.
Haldor Topsoe, 2014. *Nitrogen Syngas Conference.* Parijs, Haldor Topsoe.
HYGRO, ECN, Energy Valley, Energy Expo en Composite Agency, 2017. *Wind-to-Hydrogen (W2H2),* Haren: HYGRO.
HYGRO, 2017. *Wind-to-Hydrogen (W2H2),* Haren: HYGRO.
IEA, 2016. *20 years of carbon capture and storage ,* Paris: IEA.
IEA, 2017. *World Energy Outlook,* Parijs: IEA.
IEAGHG, 2017. *Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS,* Cheltenham, Verenigd Koningkrijk: IEAGHG.
IFP, Air Liquide, 2007. *DELIVERABLE 2.1 Roads2HyCom PART II: Industrial surplus hydrogen and markets and production,* Paris: Roads2HyCom.

Iowa State University, 2008. *A feasibility study of implementing an Ammonia Economy,* Iowa: Iowa State University.
IRENA, 2016. *The Power to Change : Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025,* Berlin: International Renewable Energy Agency (IRENA).
ISPT, 2017. *Power to Ammonia,* Amersfoort: Institute for Sustainable Process Technology (ISPT).
Jørgensen, C. &. R. S., 2008. Production price of hydrogen from grid connected electrolysis in a power market with high wind penetration. *International journal of hydrogen energy,* pp. 33(20), 5335-5344.
Kujanpää Lauri, R. J. N. N. T. S., 2014. Scenarios and new technologies for a North-European CO2 transport infrastructure in 2050. *Energy Procedia,* pp. 2738-2756.
MacroTrends, 2018. *Brent Crude Oil Prices - 10 Year Daily Chart.* [Online]
Available at: http://www.macrotrends.net/2480/brent-crude-oil-prices-10-year-daily-chart
Ministerie van Economische Zaken, 2016. *Beantwoording Kamervragen over de kosten van windenergie op zee.* [Online]
Available at: https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2016/03/22/beantwoording-kamervragen-over-de-kosten-van-windenergie-op-zee
Ministerie van Economische Zaken, 2016. *Uitslag van de tweede tender windenergie op zee voor kavels III en IV van het windenergiegebied Borssele.* [Online]
Available at: https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2016/12/12/kamerbrief-uitslag-van-de-tweede-tender-windenergie-op-zee-voor-kavels-iii-en-iv-van-het-windenergiegebied-borssele
NIB, 2017. *The Green Hydrogen Economy in the Northern Netherlands,* Groningen: Noordelijke Innovation Board.
Norwegian University of Science and Technology, 2015. *New technologies for purification and carbon capture in hydrogen production from natural gas,* Trondheim, Noorwegen: Norwegian University of Science and Technology.
NTNU, 2016. *Concepts for Large Scale Hydrogen Production,* Trondheim: NTNU.
NTNU, 2016. *Concepts for Large Scale Hydrogen Production,* Trondheim, Noorwegen: Norwegian University of Science and Technology.
PBL, 2017. *Verkenning van klimaatdoelen: van lange termijn beelden naar korte termijn actie,* Den Haag: PBL.
PBL, 2018. *Kosten energie- en klimaattransitie in 2030 – update 2018,* Den Haag: PBL.
Roads2HyCom, 2009. *Analysis of the current hydrogen cost structure, project deliverable D2.4,* sl: Roads2HyCom.
SBC Energy Institute, 2014. *Hydrogen-Based Energy Conversion - More than Storage: System Flexibility,* Den Haag: SBC Energy Institute.
SBC Energy Institute, 2014. *Hydrogen-Based Energy Conversion – More than Storage: System Flexibility,* Den Haag: SBC Energy Institute.
TKI nieuw gas, 2018. *Contouren van een Routekaart Waterstof,* Amersfoort: TKI nieuw gas.
Tractebel Engie ; Hinicio, 2017. *Study on early business cases for H2 in enrgy storage and more broadly power to H2 applications,* Brussels: FCH-JU.
VVD, CDA, D66 en ChristenUnie, 2017. *Vertrouwen in de toekomst : Regeerakkoord 2017 – 2021,* Den Haag: VVD, CDA, D66 en ChristenUnie.

A Productiemethoden waterstof uit aardgas

In deze bijlage worden twee verschillende concepten voor de productie van waterstof uit aardgas vergeleken: steam methane reforming (SMR) en autothermal reforming (ATR). Welke techniek de voorkeur heeft voor grootschalige waterstofproductie hangt van een aantal zaken af. Deze bijlage is gericht op twee aspecten: welke techniek heeft de kleinste CO_2-uitstoot en welke techniek heeft de laagste kosten. In deze notitie worden eerst de processtappen van waterstofproductie uit aardgas toegelicht, vervolgens worden twee recente haalbaarheidsstudies besproken en tot slot wordt per techniek beschreven in welke range de CO_2-uitstoot en kosten liggen.

A.1 Procesbeschrijving waterstofproductie uit aardgas

De productie van waterstof uit aardgas bestaat uit de volgende processen:

1. **De voorbehandeling van aardgas:**
   Het aardgas moet voorbehandeld worden om onzuiverheden uit het aardgas te halen (sulphur en chlorine) zodat katalysatoren niet vervuild raken.
2. **Pre-reforming:**
   Zwaardere koolwaterstoffen in het aardgas moeten omgezet worden naar methaan (lichtere koolwaterstof). Het aardgas wordt vermengd met stoom en in een adiabatische reactor worden de zwaardere koolwaterstoffen omgezet worden naar methaan. De temperatuur van dit proces ligt normaliter tussen 350-550°C. Dit is een lagere procestemperatuur dan bij SMR.
3. **Primary reformer:**
   In de primary reformer wordt uit methaan syngas geproduceerd. Hiervoor zijn meerdere technieken beschikbaar waaronder SMR en ATR:
   - *SMR*
     Bij SMR wordt waterstof gevormd door onderstaande endothermische reactie waarbij stoom en methaan omgevormd worden in waterstof en koolstofmonoxide:

     $$CH_4+H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2 \text{ (endothermisch)}$$

     De temperatuur ligt tussen de 500-900^{o}C. Voor deze processtap is dus warmte nodig en waterstoom. De warmte wordt geproduceerd door de verbranding van aardgas.

   - *ATR*
     Bij ATR wordt waterstof gevormd door onderstaande twee reacties:

     $$CH_4+H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2 \text{ (endothermisch)}$$

     $$C_mH_n+\frac{m}{2}O_2 \leftrightarrow mCO+\frac{n}{2}H_2 \text{ (exothermisch)}$$

     De warmte die vrijkomt bij het tweede reactieproces, wordt gebruikt in het eerste reactie-proces. ATR vergt de input van waterstoom (eerste reactie) en de input van pure zuurstof (tweede reactie). De oxidatie vindt in de reactor plaats, waardoor er geen CO_2 buiten de reactor ontstaat, in tegenstelling tot SMR. ATR-reactors opereren tussen temperaturen van 900-1.150°C.
4. **Water-gas-shift-reactie:**
   Het synthesegas wordt ingevoed een hoge temperatuur shift reactor (350-550°C) waar koofstofmonoxide reageert met water:

   $$CO+H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$$

De water-gas-shift-reactie is een evenwichtsreactie en matig exotherm. Daarom verloopt ze sneller bij hoge temperaturen, maar dan verschuift het evenwicht in ongunstige zin.
De concentratie CO wordt daarna vaak verder terug gebracht in een lage temperatuur shift reactor (190-250°C).

5. **Hydrogen purification:**
Een veel toegepaste techniek voor het scheiden van waterstof van overige componenten (o.a. CO_2, CO) is Pressure swing Adsorption (Drukwisseladsorptie). Adsorptie in een drukwissel-adsorptieproces vindt plaats bij lage (atmosferische) temperatuur en hoge druk. De hoeveelheid waterstof dat uit het synthesegas gehaald kan worden is afhankelijk van de zuiverheidseisen die aan de geproduceerde waterstof gesteld worden. Het proces maakt het mogelijk om H_2-zuiverheden van 99,99% op molaire basis te halen, waarbij tot 90% (molaire basis) van de waterstof uit de voedingsgasstroom teruggewonnen kan worden.

Voor beide technieken, SMR en ATR, worden bovenstaande processtappen doorlopen. Voor het afvangen of verminderen van de CO_2-uitstoot bestaan meerdere variaties. Bij twee processtappen wordt koolstofdioxide geproduceerd: bij de water-gas-shift-reactie en in het geval van SMR bij het verbranden van aardgas. Op de volgende plaatsen in het proces kan CO_2 afgevangen worden:
- na de water-gas-shift-reactie;
- uit de restgassen na waterstofzuivering (na het drukwisseladsorptieproces);
- uit het stookgas dat ontstaat bij de verbranding van aardgas voor warmte (bij SMR).

Voor het scheiden van CO_2 van de overige componenten zijn de verschillende technieken beschikbaar zoals Pressure Swing Adsorption (PSA); absorptie; membraanfiltratie en cryogene scheidingsmethoden.

A.2 Technische en economische prestaties verschillende technieken

In verschillende onderzoeken zijn de technische en economische haalbaarheid van verschillende technieken om waterstof uit aardgas te produceren gemodelleerd en berekend. In de doorgerekende waterstofproductiecentrales varieert niet alleen de toegepaste techniek voor reforming (SMR, ATR en andere alternatieven) maar ook de toegepaste techniek voor CO_2-afvang. In deze paragraaf worden drie recente onderzoeken toegelicht en de resultaten vergeleken.

In een onderzoek van de IEAGHG is een technisch-economische evaluatie van verschillende waterstofproductiecentrales gemaakt, op basis van SMR met en zonder CO_2-afvang. Het verschil zit in de toegepaste techniek voor CO_2-afvang en de processtap waarbij CO_2 wordt afgevangen. IEAGHG heeft de volgende opties doorgerekend:
- een waterstofproductiecentrale op basis van SMR zonder CO_2-afvang;
- een waterstofproductiecentrale op basis van SMR met CO_2-afvang na de water-gas-shift d.m.v. absorptie (MDEA);
- een waterstofproductiecentrale op basis van SMR met CO_2-afvang na de water-gas-shift d.m.v. absorptie (MDEA), waarbij een deel van het waterstofgas na het afvangen van CO_2 als brandstof wordt gebruikt;
- een waterstofproductiecentrale op basis van SMR met CO_2-afvang uit het restgas na de waterstofzuivering d.m.v. absorptie (MDEA);
- een waterstofproductiecentrale op basis van SMR met CO_2-afvang uit het restgas na de waterstofzuivering d.m.v. membraanfiltratie en cryogene scheidingsmethoden;
- een waterstofproductiecentrale op basis van SMR met CO_2-afvang van de stookgassen.

In de modellering wordt uitgegaan van een productiecapaciteit van 100.000 Nm^3 per uur waarbij het geproduceerde waterstof een zuiverheid van ten minste 99,5% heeft. Daarnaast zijn er een groot aantal aannamen gedaan zoals een discontovoet van 8%, een levensduur van de centrale van 25 jaar, een beschikbaarheid van 70% in het eerste jaar en daarna 95% (gemiddeld 8.322 uur/jaar). De resultaten van dit onderzoek voor CO_2-uitstoot en kosten staan in Tabel 2.

Tabel 2 - Resultaten voor CO_2-productie, CO_2–afvang, genivelleerde kosten en CO_2-vermijdingkosten studie IEAGHG

	CO_2-productie (kg/Nm^3 H_2)	Percentage CO_2-afvang	Genivelleerde kosten van H_2 ($€/Nm^3$)	CO_2 vermijdings-kosten ($€/kg$ CO_2)
SMR zonder CO_2-afvang	0,8091	-	0,114	-
SMR met CO_2-afvang na de water-gas-shift d.m.v. absorptie (MDEA)	0,8364	55,7%	0,135	0,0371
SMR met CO_2-afvang na de water-gas-shift d.m.v. absorptie (MDEA), waterstof als brandstof voor verhitting	0,8817	66,9%	0,146	0,0620
SMR met CO_2-afvang uit het restgas na de waterstofzuivering d.m.v. absorptie (MDEA)	0,8426	54,1%	0,142	0,0663
SMR met CO_2-afvang uit het restgas na de waterstofzuivering d.m.v. membraanfiltratie en cryogene scheidingsmethoden	0,8061	53,2%	0,140	0,0595
SMR met CO_2-afvang van de stookgassen	0,8892	90,0%	0,165	0,0698

Bron: Techno-Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS, (IEAGHG, 2017).

De eerste kolom geeft weer hoeveel CO_2-uitgestoten wordt per geproduceerde volume-eenheid waterstof. De tweede kolom geeft het percentage CO_2 dat hiervan afgevangen kan worden. In het algemeen kan voor SMR ongeveer de helft tot twee derde van het de geproduceerde CO_2-afvangen worden. Wanneer je tot een hoger percentage wil komen, moet ook CO_2-afgevangen worden bij de verbranding van aardgas. Dan loopt het percentage op tot 90%. De kosten voor waterstof nemen dan wel met ongeveer 45% toe. De genivelleerde kosten van het geproduceerde waterstof liggen tussen de 0,114 en 0,165 €/Nm^3.

Tabel 3 - Resultaten voor CO_2-productie, CO_2-afvang, genivelleerde kosten en CO_2 vermijdingkosten studie NTNU

	CO_2-productie (ton CO_2 per dag)	Percentage CO_2-afvang	Genivelleerde kosten van H_2 ($€/m^3$)[1]	CO_2-vermijdings-kosten ($€/kg$ CO_2)
SMR	4.245	72%	0,1359	0,053
SMR+	4.460	88%	0,1539	0,049
ATR	4.134	92%	0,1431	0,048

[1] De waarden uit het onderzoek zijn omgerekend met een dichtheid van 0,09 kg/Sm^3 (blz. 101 van het onderzoek) om tot kosten per volume-eenheid te komen.

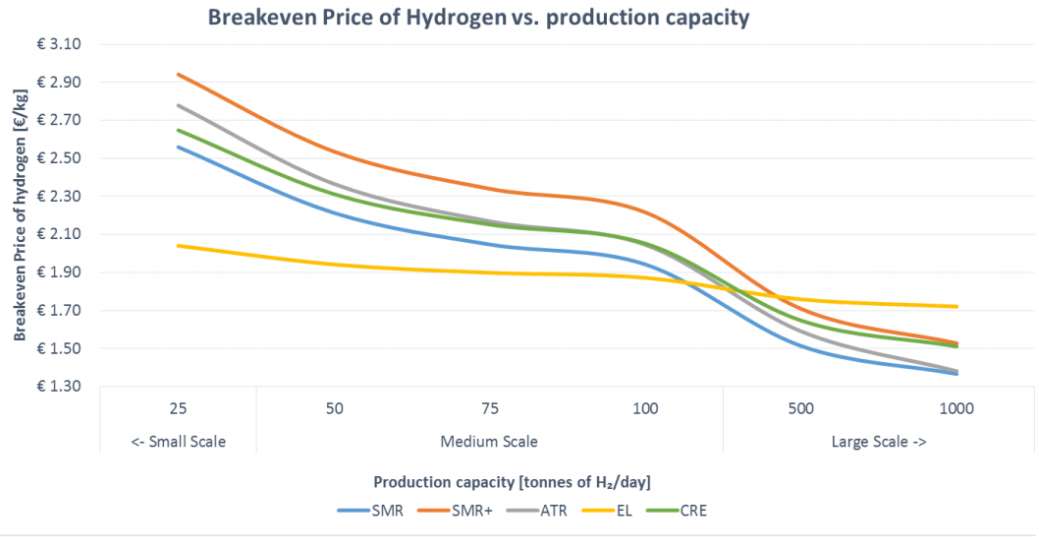
Bron: Concepts for Large Scale Hydrogen Production, (NTNU, 2016).

In dit afstudeeronderzoek wordt de technische en economische haalbaarheid van verschillende concepten voor grootschalige productie van waterstof uit aardgas met CO_2-afvang vergeleken. Vanwege de scope van deze notitie wordt alleen ingegaan op de resultaten voor SMR en ATR.

In het onderzoek worden meerdere concepten doorgerekend: SMR, SMR+ en ATR. Bij SMR wordt CO_2-afgevangen van het synthesegas. Bij SMR+ wordt waterstof als brandstof gebruikt in plaats van aardgas, wat de CO_2-uitstoot verminderd.

In de modellering wordt uitgegaan van een productiecapaciteit van 500 ton waterstof per dag waarbij de waterstof een zuiverheid van ten minste 99,999% heeft. De discontovoet is 10% en de levensduur van de centrale 25 jaar. De beschikbaarheid van de centrale is 95% (347 dagen per jaar). De resultaten van dit onderzoek voor CO_2-uitstoot en kosten staan in Tabel 3.

Figuur 21 - Break-even prijs van waterstof vs. productiecapaciteit. Uit: (NTNU, 2016)



Bron: CO_2-vrije waterstofproductie uit gas (Berenschot & TNO, 2017).

Volgens de resultaten van dit onderzoek heeft ATR de laagste CO_2-productie en het hoogste percentage CO_2-afvang. SMR lijkt de meest kostenefficiënte techniek, maar de genivelleerde kosten liggen dicht bij de kosten voor ATR. Wanneer waterstof op grotere schaal wordt geproduceerd, zouden volgens dit onderzoek de genivelleerde kosten van ATR nog dichter bij de kosten van SMR komen te liggen. In onderstaand overzicht is de break-even prijs van waterstof tegen schaalgrootte uitgezet.

Berenschot en TNO hebben een technische analyse gemaakt waarbij SMR, ATR en POX zijn vergeleken. In de modellering wordt uitgegaan van een waterstofproductie van ongeveer 500 ton per dag en een lage zuiverheid van de waterstof (84,1% voor SMR en 89,7% ATR). Voor ATR lijken TNO en Berenschot uit te gaan van 100% CO_2-afvang en voor SMR komt de CO_2-afvang op 44% uit.

A.3 Conclusie

Op basis van de bestudeerde onderzoeken liggen de CO_2-afvang en de kosten tussen de waarden weergegeven in Tabel 4.

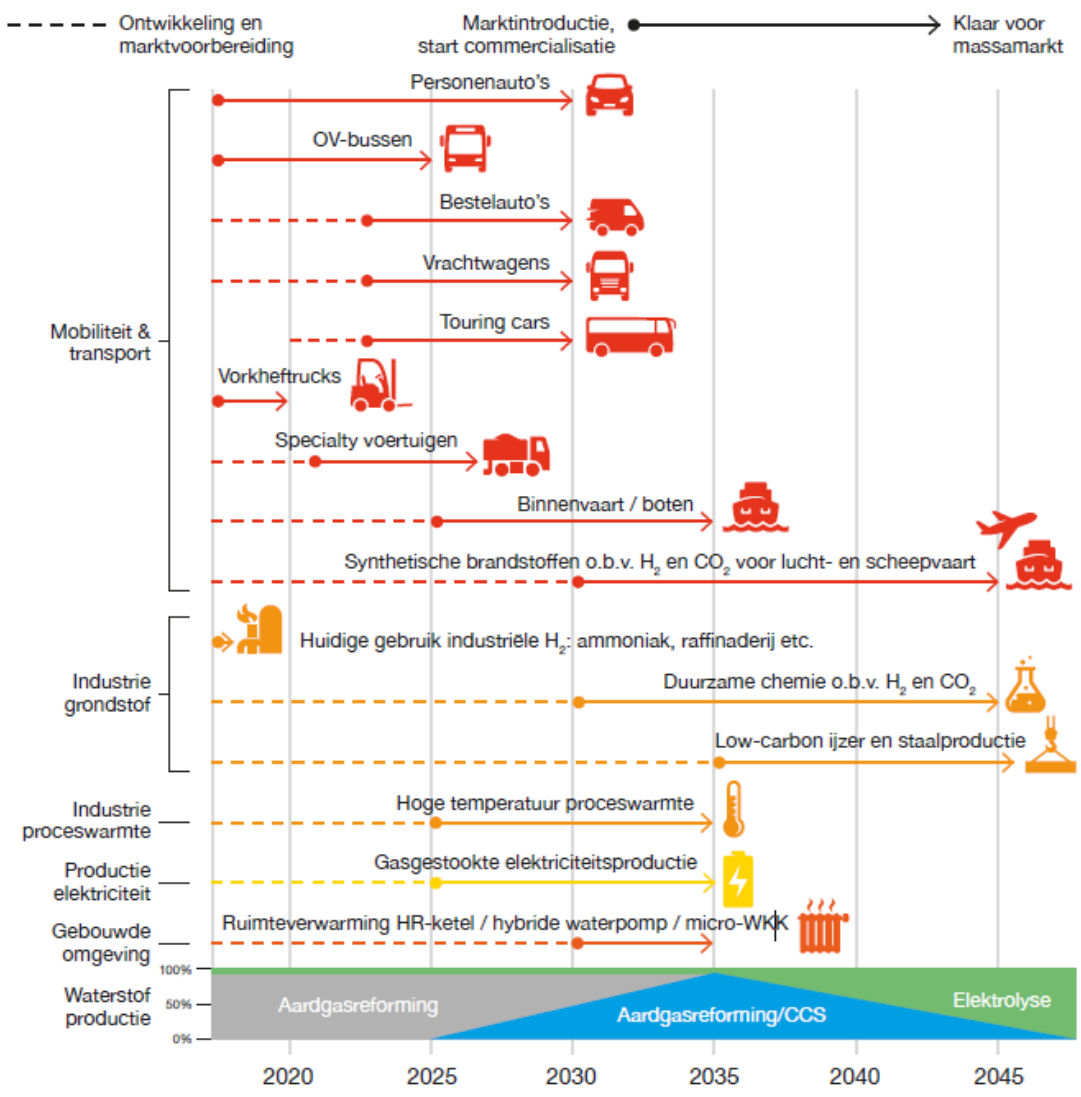
Tabel 4 - Overzicht potentie CO_2-afvang en kosten voor waterstofproductie uit aardgas

	CO_2-afvang	Genivelleerde kosten van H_2 (€/kg H_2)[1]	CO_2 vermijdings-kosten (€/ton CO_2)
SMR (zonder afvang stookgas)	50-70%	1,50-1,62	37-60
SMR (met afvang stookgas/H_2 als brandstof)	± 90%	1,71-1,84	49-70
ATR	> 90%	1,59	48

SMR is een breder toegepaste techniek dan ATR. Daarnaast is SMR is goedkoper, maar de potentie voor CO_2-afvang is kleiner dan bij ATR. Echter, als waterstof op voldoende grote schaal geproduceerd wordt, dan liggen de kosten van SMR en ATR mogelijk niet ver uit elkaar en lijkt ATR vanwege de mogelijkheden voor CO_2-afvang een betere optie.

B Inschatting implementatie waterstof-toepassingen

Figuur 22 - Schets van de timing van implementatietrajecten voor verschillende waterstoftoepassingen.



Bron: (TKI nieuw gas, 2018).

C Scenarioveronderstellingen en parameterisering ketenkosten

In deze bijlage worden de gehanteerde scenarioveronderstellingen en parameterisering voor de ketenkostenberekeningen in Hoofdstuk 3 gepresenteerd. Daarbij wordt voor de investeringen uitgegaan van een afschrijvingstermijn van 25 jaar bij een discontovoet van 6.2%.

C.1 Ketenkosten blauwe waterstof

De belangrijkste uitgangspunten, scenarioveronderstellingen voor de ketenkosten van de blauwe waterstofroute zijn de kosten voor aardgas, waterstofproductie, CO_2-transport en - opslag.

Voor 2017 wordt de aardgasprijs gehanteerd van 4,5 €/GJ, terwijl voor 2030 een aardgasprijs van 8,8 €/GJ wordt verondersteld. Hierin volgen we de veronderstellingen die ook gehanteerd worden in de Nationale Energieverkenning 2017 (zie ook (ECN, PBL, CBS, & RVO.nl, 2017)). Deze veronderstelling benadert de waarde voor 2030 in het hoge gasprijs scenario 'EU New Policies' in de World Energy Outlook 2017 (zie ook (IEA, 2017)). De bandbreedte van onzekerheid in de gasprijsontwikkeling in 2030 brengen we in beeld met 9,4 €/GJ op basis van het relatief hoge prijsscenario 'Current Policies' uit dezelfde publicatie en een laag scenario op basis van de (relatief lage) gasprijzen van afgelopen jaar. In Tabel 5 worden de gehanteerde prijsscenario's voor aardgas samengevat.

Tabel 5 - Overzicht gehanteerde prijsscenario's voor aardgas

	Omschrijving	2017	2025	2030	2035	2040
Laag (€/GJ_{HHV})	Laag scenario op basis van de relatief lage aardgasprijs in 2017	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Midden (€/GJ_{HHV})	Middenpad op basis van NEV 2017 (ECN, PBL, CBS, & RVO.nl, 2017)	4,5	6,8	8,8	9,4	10,1
Hoog (€/GJ_{HHV})	Hoog scenario op basis van Scenario 'Current Policies' voor de EU in WEO 2017 (IEA, 2017)	4,5	8,6	9,4	10,2	11,1

De investeringskosten voor ATR en CO_2-afvang voor een dagelijkse productie van 500 ton H_2 in 2017 zijn met respectievelijk 526 M€ en 138 M€ gebaseerd op (NTNU, 2016) en worden in 2030 verondersteld 10% lager te liggen op basis van (Haldor Topsoe, 2014).[23] Voor de gehanteerde investeringskosten van ATR en CCS in 2017 worden in (NTNU, 2016) onzekerheidsmarges van respectievelijk ± 23 en ± 15% gerapporteerd en deze zijn voor zowel 2017 als 2030 toegepast in de onzekerheidsberekeningen. De OPEX voor de ATR-installatie en CO_2-afvang worden verondersteld op respectievelijk 5.3 en 5% van de CAPEX te liggen op basis van dezelfde bron. Het energetisch rendement van de installatie wordt op 84% verondersteld. Een overzicht van de gehanteerde CAPEX-veronderstellingen voor respectievelijk de ATR-installatie en CO_2-afvang wordt samengevat in Tabel 6 en Tabel 7.

[23] De veronderstelde dimensionering van de installatie is met 1,1 kton H_2/dag ruim twee maal zo hoog.

Tabel 6 - Overzicht gehanteerde CAPEX veronderstellingen voor ATR bij een capaciteit van 500 kton H_2/dag

	Omschrijving	2017	2025	2030	2035	2040
Laag (M€)	Laag scenario geschaald t.o.v. middenpad op basis van (NTNU, 2016)	414	389	373	357	341
Midden (M€)	Middenpad op basis van (NTNU, 2016) en (Haldor Topsoe, 2014)	526	493	473	453	433
Hoog (M€)	Hoog scenario geschaald t.o.v. middenpad op basis van (NTNU, 2016)	649	609	584	559	534

Tabel 7 - Overzicht gehanteerde CAPEX veronderstellingen voor CO_2 afvang ATR bij een capaciteit van 500 kton H_2/dag

	Omschrijving	2017	2025	2030	2035	2040
Laag (M€)	Laag scenario geschaald t.o.v. middenpad op basis van (NTNU, 2016)	118	111	106	102	97
Midden (M€)	Middenpad op basis van (NTNU, 2016) en (Haldor Topsoe, 2014)	138	129	124	118	113
Hoog (M€)	Hoog scenario geschaald t.o.v. middenpad op basis van (NTNU, 2016)	157	147	141	135	129

Veronderstellingen met betrekking tot de CO_2-opslag keten gaan uit van offshore opslag voor de Noorse kust. Bij de gehanteerde dimensionering wordt uitgegaan van een jaarlijkse 1,8 Mton CO_2-opslag. Daarbij wordt rekening gehouden met achtereenvolgens liquefactie en buffering op land, transport per tanker naar offshore depot en tot slot de opslag zelf (zie Tabel 8).

Tabel 8 - Overzicht gehanteerde kostenveronderstellingen voor CO_2 liquifactie, buffer, tankertransport en opslag

	CAPEX	OPEX	Bron
CO_2-liquefactie	77,2 M€	6%	(Global CCS Institute, 2012)
CO_2-tankopslag (week opslag)	27,9 M€	14%	(Kujanpää Lauri, 2014)
CO_2-tankertransport naar offshore depot	25,0 €/ton CO_2		(Berenschot & TNO, 2017), (Global CCS Institute, 2012)
CO_2-opslag	4,5 M€	3,6€/ton CO_2	(EBN, Gasunie , 2010)

Voor de gehele keten wordt uitgegaan van 8.000 draaiuren per jaar.

C.2 Ketenkosten groene waterstof

De belangrijkste uitgangspunten, scenarioveronderstellingen voor de ketenkosten van de groene waterstofroute zijn de kosten voor hernieuwbare elektriciteit uit zon-PV en wind op zee in Nederland (met bijbehorende kosten voor het net op zee), waterstofproductie op basis van elektrolyse via PEM.

Voor 2017 wordt uitgegaan van elektriciteitskosten van 69 €/MWh[24] op basis van recente resultaten voor de tenders Wind op zee (Ministerie van Economische Zaken, 2016) en SDE+-basisbedragen voor 2017 (zie (ECN en DNV GL, 2017)). Voor 2030 worden elektriciteitskosten van 48 €/MWh[25] worden verondersteld op basis van een inschatting van de kapitaalslasten voor wind op zee en zon-PV gecombineerd, op basis van verschillende recente analyses van kostprijsontwikkeling voor hernieuwbare energie (zie (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015), (Agora Energiewende, 2017), (IRENA, 2016)). Op basis van deze publicaties wordt de onzekerheid met betrekking tot de kostenontwikkeling tot 2030 op ± 20% gesteld. In Tabel 9 worden de gehanteerde kosten voor elektriciteit samengevat.

Tabel 9 - Overzicht gehanteerde kostenveronderstellingen voor elektriciteitsproductie uit zon-PV en wind op zee op de Noordzee

	Omschrijving	2017	2025	2030	2035	2040
Laag (€/MWh)	Laag scenario op basis van (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015), (Agora Energiewende, 2017), (IRENA, 2016)	57	39	32	30	29
Midden (€/MWh)	Middenpad op basis van (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015), (Agora Energiewende, 2017), (IRENA, 2016)	57	46	40	38	37
Hoog (€/MWh)	Hoog scenario op basis van (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015), (Agora Energiewende, 2017), (IRENA, 2016)	57	55	53	52	51

Voor de in Tabel 9 aangegeven kosten wordt uitgegaan van 900 draaiuren voor zon-PV terwijl het aantal draaiuren voor wind op zee oploopt van 4.000 uren in 2017 tot 4.500 uren in 2030. Verder wordt verondersteld dat hierbij geen gelijktijdige piekproductie optreedt, waar dit in de praktijk gedurende enkele procenten van het totaal aantal uren per jaar is (zie Tabel 10).

Tabel 10 - Overzicht gehanteerde draaiurenveronderstelling op basis van elektriciteitsproductie zon-PV en wind op zee

	Omschrijving	2017	2025	2030	2035	2040
Draaiuren (uren/jaar)	Zon-PV en wind op zee gecombineerd op basis van (ECN en DNV GL, 2017) en de NEV 2017 (ECN, PBL, CBS, & RVO.nl, 2017)	4.900	5.200	5.400	5.400	5.400

Voor de kosten van het net op zee wordt uitgegaan van gelijkblijvende kosten in het hoge scenario op basis van (Ministerie van Economische Zaken, 2016) en (ECN, 2016). Voor het middenpad en het lage scenario wordt uitgegaan van een trendmatige kostenafname op basis van (ECN, 2016).
Een overzicht wordt geboden in Tabel 11.

[24] Hierbij gaan wij uit van ongeveer 50 €/MWh voor wind (bij 4.000 vollasturen) en 90 €/MWh voor zon (bij 900 vollasturen). Daarnaast wordt 14 €/MWh aanvullende kosten voor het net op zee verondersteld op basis van (Ministerie van Economische Zaken, 2016).

[25] Hierbij gaan wij uit van ongeveer 35 €/MWh voor wind (bij 4.500 vollasturen) en 36 €/MWh voor zon (bij 900 vollasturen). Daarnaast wordt 10 €/MWh aanvullende kosten voor het net op zee verondersteld, op basis van (ECN, 2016).

Tabel 11 – Overzicht gehanteerde kostenveronderstellingen voor het net op zee

	Omschrijving	2017	2025	2030	2035	2040
Laag (€/MWh)	Laag scenario op basis van (Ministerie van Economische Zaken, 2016) en (ECN, 2016)	14	10	8	8	8
Midden (€/MWh)	Middenpad op basis van (Ministerie van Economische Zaken, 2016) en (ECN, 2016)	14	12	10	10	10
Hoog (€/MWh)	Hoog scenario op basis van (Ministerie van Economische Zaken, 2016) en (ECN, 2016)	14	14	14	14	14

Voor de CAPEX van de PEM-eenheden wordt uitgegaan van 1.200 €/kW ± 10% in 2017 (zie bijv. (ENEA Consulting, 2016), (CE Delft, 2017) en (Tractebel Engie ; Hinicio, 2017)). Voor 2030 gaan we uit van een daling tot 625 €/kW in 2030 (zie ook (Frontier Economics, 2018)), met een onzekerheid van ± 30% op basis van (ENEA Consulting, 2016) en (Frontier Economics, 2018). De OPEX worden hierbij op 2% van de CAPEX gesteld op basis van (ENEA Consulting, 2016), terwijl Het energetisch rendement van de installatie op 77% wordt verondersteld op basis van (SBC Energy Institute, 2014). Verder wordt uitgegaan van een stack life time van 40.000 draaiuren tot 2030 en nadien 80.000 draaiuren.

Tabel 12 - Overzicht gehanteerde CAPEX veronderstellingen voor PEM

	omschrijving	2017	2025	2030	2035	2040
Laag (€/kW)	Laag scenario op basis van (Tractebel Engie ; Hinicio, 2017), (Frontier Economics, 2018), (ENEA Consulting, 2016) en (CE Delft, 2017)	1.080	549	442	382	321
Midden (€/kW)	Middenpad scenario op basis van (Tractebel Engie ; Hinicio, 2017), (Frontier Economics, 2018), (ENEA Consulting, 2016) en (CE Delft, 2017)	1.200	681	625	582	538
Hoog (€/kW)	Hoog scenario op basis van (Tractebel Engie ; Hinicio, 2017), (Frontier Economics, 2018), (ENEA Consulting, 2016) en (CE Delft, 2017)	1.320	738	707	680	654

C.3 Ketenkosten zonnebrandstof

De belangrijkste uitgangspunten, scenarioveronderstellingen voor de ketenkosten van de importroute zijn de kosten voor hernieuwbare elektriciteit uit zon-PV en wind in Marokko, waterstofproductie op basis van elektrolyse via PEM, en tot slot conversie transport en reconversie van NH_3.

Voor Marokko zijn recentelijk verschillende zon- en windprojecten gerealiseerd en aangekondigd met relatief lage projectkosten. Gecombineerde inzet van gelijke capaciteit komt uit op gemiddeld 34 €/MWh[26]. De kosten kunnen volgens huidige inzichten verder dalen tot gemiddeld 23 €/MWh[27] (uitgaande van (IRENA, 2016), (Agora Energiewende, 2017) en (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015)). Op basis van deze publicaties wordt de onzekerheid met betrekking tot de kostenontwikkeling tot 2030 op ± 20% gesteld. In Tabel 13 worden de gehanteerde kosten voor elektriciteit samengevat.

[26] Hierbij gaan wij uit van ongeveer 28 €/MWh voor wind (bij 4.000 vollasturen) en 45 €/MWh voor zon (bij 2.300 vollasturen) op basis van recente berichtgeving over nieuwe projecten in Marokko.

[27] Hierbij gaan wij uit van ongeveer 20 €/MWh voor wind (bij 4.500 vollasturen) en 18 €/MWh voor zon (bij 2.300 vollasturen), op basis van de aangegeven bronnen.

Tabel 13 - Overzicht gehanteerde kostenveronderstellingen voor elektriciteitsproductie uit zon-PV en wind in Marokko

	Omschrijving	2017	2025	2030	2035	2040
Laag (€/MWh)	Laag scenario op basis van recente marktinformatie, (IRENA, 2016), (Agora Energiewende, 2017) en (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015)	34	22	18	17	16
Midden (€/MWh)	Middenpad scenario op basis van recente marktinformatie, (IRENA, 2016), (Agora Energiewende, 2017) en (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015)	34	26	23	22	21
Hoog (€/MWh)	Hoog scenario op basis van recente marktinformatie, (IRENA, 2016), (Agora Energiewende, 2017) en (Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE), 2015)	34	31	30	29	29

Voor de in Tabel 13 aangegeven kosten wordt uitgegaan van 2300 draaiuren voor zon-PV terwijl het aantal draaiuren voor wind op zee oploopt van 4.000 uren in 2017 tot 4.500 uren in 2030. Deze veronderstellingen zijn gebaseerd op recente marktinformatie met betrekking tot nieuwe projecten in Marokko, en een opschaling van windturbines die vergelijkbaar is met de veronderstelde opschaling voor wind op zee in Nederland. Verder wordt ook hier verondersteld dat er geen gelijktijdige piekproductie optreedt (zie Tabel 14).

Tabel 14 – Overzicht gehanteerde draaiurenveronderstelling op basis van elektriciteitsproductie zon-PV en wind in Marokko

	omschrijving	2017	2025	2030	2035	2040
Draaiuren (uren/jaar)	Veronderstelling op basis van recente marktinformatie, en opschaling wind als voor Nederlandse wind op zee	6.300	6.600	6.800	6.800	6.800

Voor de CAPEX van de PEM-eenheden worden in de kostenberekeningen voor deze route dezelfde uitgangspunten gehanteerd als in geval van de groene route (zie Tabel 12). Verder wordt ook in dit geval uitgegaan van een stack life time van 40.000 draaiuren tot 2030 en nadien 80.000 draaiuren.

Tot slot wordt voor deze route nog uitgegaan van conversie, transport en reconversie van ammoniak. Een overzicht van de CAPEX en OPEX voor dit ketensegment wordt weergegeven in Tabel 15. Hierbij wordt uitgegaan van een capaciteit van 5,4 kton NH_3/dag.

Tabel 15 - Overzicht gehanteerde kostenveronderstellingen voor conversie, transport en reconversie van ammoniak

	CAPEX	OPEX	Bron
NH_3-synthese	436,1 M€	3%	(Iowa State University, 2008), (CE Delft, 2015)
ASU (air separation unit)	429,3 M€	2%	(Iowa State University, 2008), (CE Delft, 2015)
NH_3-buffer	2,7 M€	3%	(CE Delft, 2015)
NH_3-tankertransport	30 €/ton		(ISPT, 2017)
NH_3-cracker	275,0 M€	3%	(ISPT, 2017)