



CE View

Duurzaam gas in zwaar goederenvervoer over de weg, visie 2025-2050

Rapport
Delft, maart 2015

Opgesteld door:
T. (Thijs) Scholten
B.E. (Bettina) Kampman
H.J. (Harry) Croezen
L.C. (Eelco) den Boer
F.J. (Frans) Rooijers



Colofon

Bibliotheekgegevens rapport:

T. (Thijs) Scholten, B.E. (Bettina) Kampman, H.J. (Harry) Croezen,
L.C. (Eelco) den Boer, F.J. (Frans) Rooijers

CE View

Duurzaam gas in zwaar goederenvervoer over de weg, visie 2025-2050

CE Delft, maart 2015

Energievoorziening / Goederenvervoer / Wegverkeer / LNG / Waterstof / Duurzame productie /
Keten / Innovatie

VT : Toekomst

Publicatienummer: 15.3B68.19

Opdrachtgever: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland.

Alle openbare CE-publicaties zijn verkrijgbaar via www.ce.nl

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Bettina Kampman.

© 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 35 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



CE View

CE Delft brengt een serie van notities uit waarin steeds een bepaalde techniek of ontwikkeling die kansrijk wordt geacht, wordt geanalyseerd op z'n effecten op de energievoorziening.

Het doel is inzicht te krijgen in:

- kansen en knelpunten van nieuwe ontwikkelingen;
- gevolgen voor productie, infrastructuur en gebruik van energie;
- financiële gevolgen voor energiegebruikers en toeleveranciers.

We gaan daarbij op zoek naar de extremen in de ontwikkelingen, de randen van het speelveld.

Dit is de tweede notitie in deze serie, volgend op een notitie over de effecten van zon-PV. In deze tweede notitie worden de effecten geanalyseerd van het scenario waarbij in de periode 2025-2050 het zware goederenvervoer over de weg op gas rijdt dat uit duurzame elektriciteit is geproduceerd. Wat zijn de opties, de gevolgen en welke route is het meest interessant?





Inhoud

	Samenvatting	7
1	Inleiding	11
1.1	Doel van deze CE View	11
1.2	Aanpak	11
1.3	Kan dit toekomstbeeld realiteit worden?	13
1.4	Hoeveel energie is er nodig?	14
1.5	Leeswijzer	15
2	Productie van waterstof of LSNG	17
2.1	Herkomst duurzame elektriciteit	17
2.2	Herkomst van de CO ₂	20
2.3	Waterstof- en LSNG-productie	22
3	Vergelijking van verschillende (transport)routes	23
3.1	Overzicht van de bestudeerde transportroutes	24
3.2	Van de Westelijke Sahara naar Nederland	25
3.3	Analyse van de transportketens voor Nederland	26
4	Haalbaarheid	29
4.2	Een blik over de grens: wat als Europa ook volgt?	31
4.3	Hoe milieuvriendelijk is LSNG in vergelijking tot waterstof?	32
4.4	Conclusie beste transportketen	32
5	Gebruik in voertuigen	33
5.1	Verschillen t.o.v. de huidige voertuigen	33
5.2	Kansen en knelpunten	33
5.3	Voertuigkosten	34
6	De gevolgen van de doorbraak van duurzame brandstoffen in het zware goederenvervoer over de weg	37
6.1	Aardgassector	37
6.2	Elektriciteitssector	37
6.3	De consument en transporteur	38
6.4	Leveringszekerheid en importdiversificatie	38
6.5	Veiligheidsaspecten	38
7	Conclusies	41
8	Bibliografie	45



Bijlage A	Elektrolyse en methanisatie	49
A.1	Elektrolyse: van elektriciteit naar waterstof	49
A.2	Methanisatie: van waterstof naar aardgas	51
A.3	Beschikbaarheid en kosten van CO ₂	54
Bijlage B	Achtergrondinformatie transportroutes en berekeningen	57
B.1	Verantwoording en opbouw kostenberekeningen	57
B.2	Parameters gebruikt bij de (kosten)berekeningen	57
B.3	De elementen van de transportroutes nader bekeken	58



Samenvatting

Deze CE View kijkt naar een duurzame toekomst waarin ook het zware vrachtverkeer niet meer op fossiele brandstoffen rijdt. Tot nu toe is de discussie in deze sector vooral gericht op verduurzaming door middel van biobrandstoffen. Maar stel nu dat de beschikbaarheid van duurzame biomassa tegenvalt in de toekomst - niet ondenkbaar gezien de vele discussies over landgebruik en duurzaamheid van biomassa. Elektrisch vervoer is een aantrekkelijke optie voor verduurzaming van personenauto's en distributie van goederen, maar biedt onvoldoende perspectief voor het zware en lange-afstandsverkeer.

Hoe kan deze sector dan toch verduurzamen en zich handhaven binnen steeds strenger wordende milieueisen en klimaatdoestellingen? Welke duurzame opties zijn er en hoe pakken deze (globaal) uit?

In deze toekomstverkenning worden een tweetal alternatieven besproken die in dit toekomstbeeld als duurzame brandstof in het zware vrachtverkeer kunnen worden ingezet:

- waterstof, gasvormig (onder hoge druk) of vloeibaar (bij zeer lage temperatuur);
- synthetisch LNG (Liquified Synthetic Natural Gas, LSNG).

Beide worden uit duurzame elektriciteit geproduceerd.

Dit rapport kijkt naar de technische mogelijkheden voor deze alternatieven, brengt de kansen en belemmeringen in kaart en geeft een globale schatting van kosten. De focus ligt hierbij op Nederland, al is ook de Europese context globaal in kaart gebracht.

Productie van de duurzame waterstof en LSNG

Om deze alternatieven te realiseren moet er allereerst geïnvesteerd worden in nieuwe productiecapaciteit. Uitgangspunt van deze verkenning is dat de duurzame elektriciteitscapaciteit in Europa ook in de toekomst volledig wordt benut door de industrie en de gebouwde omgeving. De benodigde duurzame elektriciteit voor de productie van waterstof en LSNG voor transport halen we daarom uit de Westelijke Sahara, waar het via Concentrating Solar Power (CSP) opgewekt wordt. Hier zijn voldoende technische mogelijkheden om de benodigde hoeveelheden energie (ongeveer tussen de 30 en 60 TWh/jaar voor Nederland) te produceren. Dit vergt wel veel grondgebruik: 10 tot 25 km² effectief spiegeloppervlak voor CSP. Maar ook als het zware vrachtverkeer in de hele EU overstapt op deze brandstoffen is er voldoende productiepotentieel in de Westelijke Sahara¹.

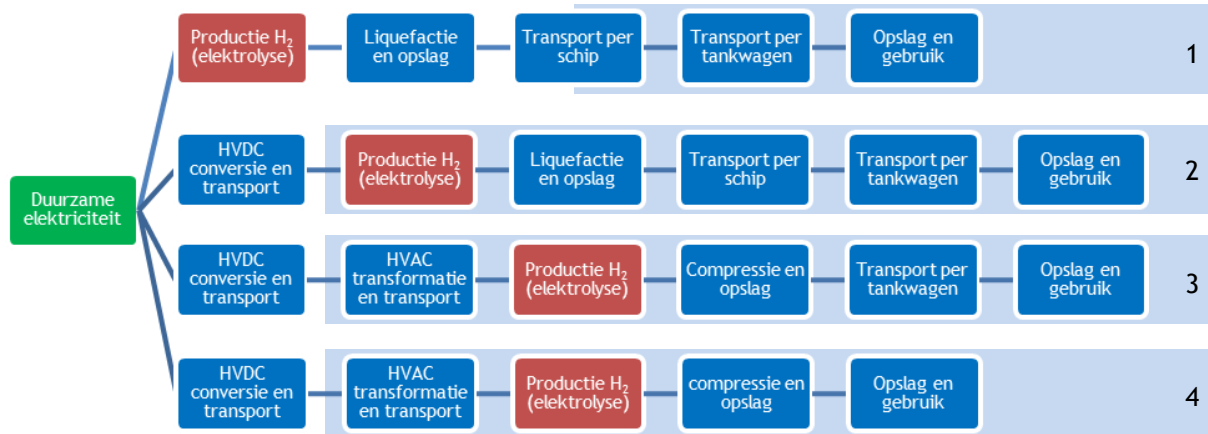
Waterstof kan vervolgens via elektrolyse uit water geproduceerd worden, LSNG kan uit waterstof en koolstofdioxide (CO₂) gemaakt worden. Deze productie kan ofwel op locatie, in de Westelijke Sahara, plaatsvinden of (de)centraal in Nederland. In het laatste geval moet de elektriciteit naar Nederland worden getransporteerd. Zo zijn er verschillende infrastructurele routes (transportketens) te bedenken, waar in veel gevallen nieuwe infrastructuur voor nodig

¹ Uiteraard kan de energie ook in andere zonnige regio's worden opgewekt en vervolgens naar Nederland worden geëxporteerd. Deze verkenning beperkt zich tot de Westelijke Sahara om het aantal opties te beperken, en de relatief beperkte afstand tot Nederland en de EU.



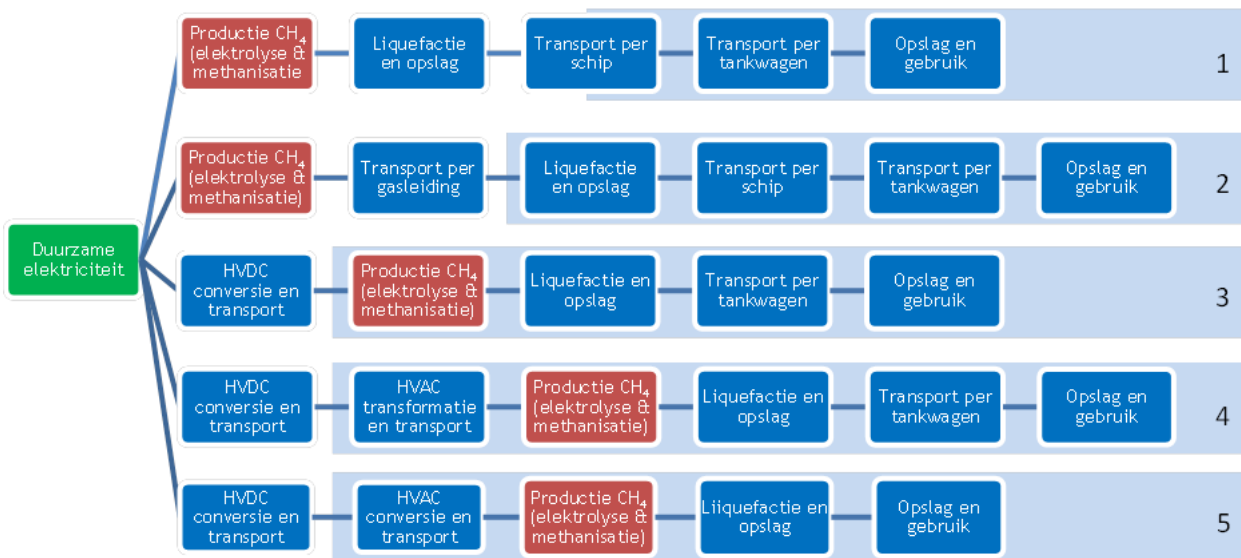
is. In dit rapport zijn in totaal negen verschillende routes onderzocht, zoals geschetst in de volgende figuren.

Figuur 1 Transportroutes waterstof



Uitleg: De lichtblauwe markering achter de blokken geeft aan welk gedeelte van de transportroute in Nederland plaatsvindt.

Figuur 2 Transportroutes LSNG



Resultaten

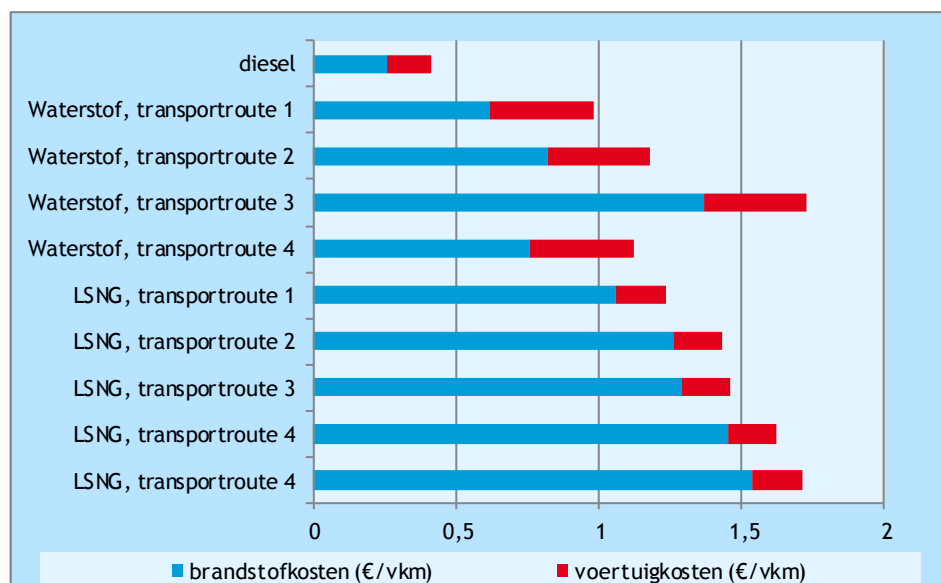
Uit deze verkenning blijkt dat zowel waterstof als LSNG uit zonne-energie duurzame alternatieven kunnen zijn voor het zware goederenverkeer over de weg. Diverse routes zijn technisch haalbaar. Voor grootschalige vervanging van diesel zijn echter wel ingrijpende veranderingen en investeringen nodig, die tot aanzienlijk hogere transportkosten zullen leiden.



De waterstofroutes scoren bijna allemaal beter dan de LSNG-routes, zowel wat energetisch rendement betreft als ook economisch, in termen van brandstofkosten per voertuigkilometer. Deze kosten zijn uitgezet in Figuur 14. Van de transportketens die zijn doorgerekend, blijkt dat waterstof energetisch het voordeligst op locatie, in de Sahara, kan worden geproduceerd. Met waterstoftankers wordt het waterstof vervolgens in vloeibare vorm naar Nederland getransporteerd. De binnenlandse distributie vindt voor het groten-deels per schip, gedeeltelijk per tankwagen plaats (Waterstof-route 1). De energie-efficiënte tot aan de vrachtwagens (well-to-tank, WTT) is dan ca. 50%, als we ook de voertuigaandrijving meenemen komt de hele keten-efficiëntie (well-to-wheel, WTW) op ca. 22%. Dit is tevens de goedkoopste route. De brandstofkosten voor deze route worden geschat op 0,06 €/MJ waterstof ofwel 0,62 €/vkm, ruim twee keer zo hoog als de huidige brandstof-prijs voor diesel. Daarnaast is de verwachting dat ook de waterstofvoertuigen aanzienlijk duurder blijven dan 'gewone' vrachtauto's.

In de meest energie-efficiënte en goedkoopste LSNG-keten wordt LSNG geproduceerd nabij de elektriciteitsproductie in de Westelijke Sahara en vervolgens per schip getransporteerd naar Nederland (LSNG-route 1). De WTT-efficiëntie is dan ca. 38%, de WTW-efficiëntie ca. 15%. De brandstofkosten voor deze route zijn geschat op 0,09 €/MJ LSNG ofwel 1,1 €/vkm, ruim vier keer zo hoog als de huidige brandstofprijs voor diesel. De meerkosten voor de voertuigen zijn beperkt, naar verwachting ca. 10-20% in 2025.

Figuur 3 Voertuig- en brandstofkosten voor de verschillende routes



Het belang van CO₂ voor de LSNG-route

Om LSNG te produceren is niet alleen elektriciteit nodig maar ook CO₂. Deze CO₂ kan afgevangen worden in de industrie en komt tijdens de verbranding van LSNG weer vrij. LSNG zorgt derhalve niet voor extra CO₂-emissies, maar is wel afhankelijk van beschikbaarheid van industriële CO₂-emissies. Volgens onze eerste inschatting is de beschikbare hoeveelheid CO₂ in Europa voldoende om het zware vrachtverkeer in Europa in de toekomst van LSNG te voorzien. CO₂ wordt echter wel een beperkende factor als ofwel



ook andere sectoren de CO₂ willen gebruiken ofwel het aanbod aan CO₂ lager wordt dan hier is aangenomen.

Koolstofdioxide kan ook uit de lucht gewonnen worden, maar hierdoor neemt de ketenefficiëntie verder af en nemen de productiekosten voor LSNG aanzienlijk toe (12 tot 14% per vkm).

Grote veranderingen in de vervoersmarkt

Andere brandstoffen vragen om andere en duurdere voertuigen. Hierbij staat het gebruik van waterstof in voertuigen het verst weg van de huidige praktijk. Waar er nu al sprake is van een aantal LNG-trekkers op de weg is dat voor waterstof nog niet het geval. Voor beide brandstoffen geldt daarnaast dat het tankvolume en -gewicht ten opzichte van dieseltrekkers aanzienlijk toe zal nemen: 14 tot 16 keer voor waterstof en 3,5 keer voor SLNG (bij een actieradius van 1.000 km). Dit zal ook zijn weerslag hebben op de transportkosten.

Uitdaging

Al met al kan dus gesteld worden dat overstappen naar duurzaam geproduceerde waterstof of SLNG een grote uitdaging vormt. De overstap naar waterstof lijkt wat betreft kosten voor productie en transport, energie-efficiëntie en CO₂-beschikbaarheid het aantrekkelijkst. Wel kent de keten die het beste scoort op geschatte kosten en energie-efficiëntie, aanvullende uitdagingen. Zo zijn de waterstoftankers die nodig zijn voor het transport van waterstof naar Nederland nog in ontwikkeling.

De route die als tweede uit de vergelijking komt is decentrale productie van waterstof in Nederland, waarbij de elektriciteit via hoogspanningskabels naar de vulpunten wordt getransporteerd. De lengte voor het aanleggen van een dergelijke HVDC-kabel is ongekend (3.300 km).

Overstappen op LSNG, is technisch al verder ontwikkeld maar nog duurder en leidt weer tot andere uitdagingen zoals de lange termijn beschikbaarheid van CO₂ en hoge kosten.



1 Inleiding

1.1 Doel van deze CE View

Het doel van deze CE View is een globale toekomstverkenning van de mogelijkheden voor het zware vrachtverkeer over de weg om op brandstoffen te rijden die uit duurzame elektriciteit zijn geproduceerd.

Tot nu toe is de discussie in deze sector vooral gericht op verduurzaming door middel van biobrandstoffen uit biomassa. Stel dat de beschikbaarheid van duurzame biomassa tegenvalt in de toekomst. Elektrisch vervoer is een aantrekkelijke optie voor verduurzaming van personenauto's en distributie, maar biedt onvoldoende perspectief voor het zware en langeafstandsverkeer. Hoe kan deze sector dan toch verduurzamen en zich handhaven binnen de strenger wordende milieueisen en klimaatdoelstellingen? Welke duurzame opties zijn er en hoe pakken deze (globaal) uit?

1.2 Aanpak

Uitgangspunt van deze studie is dat de energievoorziening van het zware goederenverkeer over de weg in de toekomst volledig moet verduurzamen. Op basis hiervan is gekeken naar de belangrijkste opties om de sector volledig op duurzame energie te laten rijden, via waterstof (H₂) dan wel synthetische SNG (LSNG, SNG staat voor Synthetic Natural Gas).

Waterstof (H₂)

Waterstof (of eigenlijk diwaterstof, want we spreken over het molecuul en niet het atoom waterstof) is het lichtste gas dat we op aarde kennen. Waterstof (H₂) vormt samen met zuurstof (O₂) water (H₂O). Het is mogelijk om water te splitsen in haar componenten (zuurstof en waterstof) via een elektrische stroom, dit proces heet elektrolyse.

Het komt nog niet veel voor, maar het is mogelijk om voertuigen op waterstof te laten rijden. Hiervoor is een combinatie nodig van een brandstofcel met een elektromotor. In een brandstofcel vindt omgekeerde elektrolyse plaats: waterstof wordt met zuurstof omgezet naar water, hierbij ontstaat ook een elektrische stroom. De elektrische stroom wordt gebruikt om een elektromotor aan te drijven en het water verlaat de auto via de uitlaat. Naast water zijn er geen andere uitlaatgassen.

In de EU wordt ongeveer 860 PJ waterstof geproduceerd, waarvan ongeveer 100 PJ in Nederland (Roads2HyCom, 2009a). Dat gebeurt nu nog vooral door fossiel aardgas om te zetten naar waterstof en koolstofdioxide (CO₂). In tegenstelling tot elektrolyse uit hernieuwbare energie is deze vorm van waterstofproductie niet milieuvriendelijk omdat koolstofdioxide uit fossiele herkomst wordt uitgestoten (koolstofdioxide is een broeikasgas). Alleen elektrolyse uit duurzame elektriciteit levert geen (operationele) CO₂-uitstoot op. Er zijn ook industriële processen waarbij waterstof vrijkomt.



LSNG (vloeibaar methaan, CH₄)

LSNG staat voor Liquefied Synthetic Natural Gas, de synthetische variant van LNG (Liquefied Natural Gas). Synthetisch wil hierbij zeggen dat het gaat om LNG die chemisch geproduceerd is en die niet uit de bodem gewonnen wordt. In dit rapport gebruiken we de term voor LNG, dat geproduceerd is uit een duurzame bron.

Het LSNG bestaat, net als aardgas, vrijwel volledig uit methaan (CH₄), dat vloeibaar is gemaakt door het te koelen tot een extreem lage (cryogene) temperatuur van ongeveer -162°C.

Dat vloeibaar maken heeft liquefactie. Het methaan waaruit het bestaat, wordt gemaakt via een proces dat methanisatie heet. Bij methanisatie reageert waterstof met koolstofdioxide (CO₂) tot methaan. Het gaat hier om duurzaam geproduceerd waterstof via elektrolyse.

LNG wordt nu al gebruikt in het vrachtverkeer, zij het in beperkte mate.

Een tweede uitgangspunt is dat de benodigde duurzame energie niet in de EU zelf wordt opgewekt, maar wordt geïmporteerd. Het toekomstbeeld van deze CE View zal alleen worden gerealiseerd als onderdeel van een veel grootschaligere overstap naar een duurzame energievoorziening. Het potentieel aan zon- en windenergie binnen de EU zal dan volledig worden gebruikt voor de overige sectoren, d.w.z. voor de elektriciteits- en warmtevoorziening van huishoudens, industrie, enz.

Voor de analyse is gebruik gemaakt van de op dit moment verwachte energievraag voor het zware goederenverkeer over de weg in 2030. Voor Nederland is een volledige analyse uitgevoerd, voor de Europese Unie is alleen gekeken wat de verwachte implicaties zijn voor de hoeveelheid duurzame elektriciteit en andere grondstoffen.

Vervolgens zijn negen verschillende routes opgesteld waarmee de benodigde hoeveelheid energie geleverd kan worden. In die routes zijn de wijzen van energietransport en de locaties van gasproductie gevarieerd. Van elk van deze routes is de ketenefficiëntie bepaald, zodat kon worden ingeschat hoeveel duurzame elektriciteit geproduceerd moet worden om de benodigde hoeveelheid brandstoffen te leveren. Modelleren van het proces van elektrolyse en methanisatie geeft vervolgens inzicht in de hoeveelheden grondstoffen (zuiver water, CO₂) die nodig zijn voor de productie van waterstof en LSNG. De routes zijn daarnaast doorgerekend op globale kosten.

Duurzame elektriciteit uit de Westelijke Sahara

Om een benadering te kunnen maken van kosten en investeringen gerelateerd aan de energieproductie en -transport is gemakshalve uitgegaan van productie van hernieuwbare elektriciteit in Noord-Afrika, met name in de Westelijke Sahara. De Westelijke Sahara is één van de dunst bevolkte gebieden ter wereld met een bevolking van iets meer dan een half miljoen mensen op een oppervlakte van bijna 270.000 km² (negen maal Nederlandse landoppervlakte). In dit land is een groot potentieel voor opwekking van duurzame elektriciteit op basis van wind en zon.

Op basis van deze uitkomsten zijn tot slot de gevolgen, haalbaarheid en realiseerbaarheid van waterstof of LSNG in het zware goederenvervoer geanalyseerd.



1.3 Kan dit toekomstbeeld realiteit worden?

Een overstap van diesel naar duurzame waterstof of LSNG lijkt misschien ver weg, maar de sector heeft niet veel alternatieven om te verduurzamen. Biodiesel wordt op dit moment wel toegepast, maar de duurzaamheid van gebruik van voedselgewassen als grondstof staat ter discussie en alternatieve grondstoffen zijn slechts beperkt beschikbaar. Er wordt weliswaar gewerkt aan de vergroting van het potentieel aan duurzame biobrandstoffen, maar of die ontwikkelingen succesvol zijn is nog onzeker.

De overige opties voor het gebruik van klimaatneutrale energiedragers in zware voertuigen zijn beperkt. De belangrijkste reden is de grote hoeveelheid energie die een zwaar vrachtvoertuig aan boord heeft, gemiddeld 400 liter diesel per dag. De energie-inhoud van de meeste alternatieven is aanzienlijk lager: om deze hoeveelheid energie in accu's mee te nemen zou een vrachtwagen alleen nog batterijen heen en weer vervoeren. In een zeer optimistisch beeld, als we uitgaan van een factor 10 toename van de energiedichtheid van batterijen tussen nu en 2030, is de massa van een batterij voor een actieradius van 1.000 km zo'n 2.500 kg. Met de huidige batterijchemie is dit tientientien keer hoger. Een recente studie (CE Delft, 2013) concludeert dan ook dat vrachtauto's met een gewicht groter dan 18 ton GVW (gross vehicle weight) niet in aanmerking komen voor een elektrische aandrijving.

Het toekomstbeeld van deze CE View kan daarom werkelijkheid worden indien aan de volgende randvoorwaarden worden voldaan:

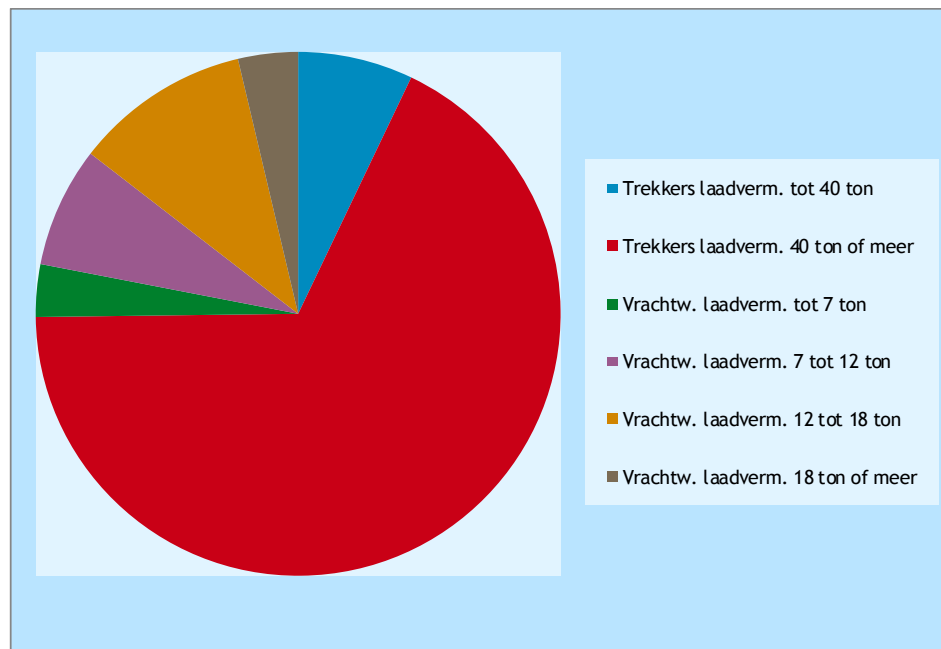
- de nationale, EU en mondiale CO₂-reductiedoelstellingen worden dermate scherp dat ook het zware goederenvervoer over de weg zijn CO₂-emissies sterk moet reduceren;
- er is onvoldoende duurzame biobrandstof om deze sector van CO₂-arme energie te voorzien:
 - de beschikbare duurzame biobrandstof wordt dan voornamelijk ingezet in sectoren zonder duurzame alternatieven, zoals in de lucht- en scheepvaart, en voor hoge temperatuuropwekking in de industrie.
- elektrisch vervoer op batterijen is ook in de toekomst geen optie voor het zware vervoer, vanwege de beperkte energie-inhoud van batterijen en daarmee de beperkte actieradius (in vergelijking met diesel of de opties die we hier bespreken);
- continu of vrijwel continu laden van de vrachtauto's, bijvoorbeeld via een bovenleiding of via inductie, wordt geen aantrekkelijke optie, met name vanwege de kosten, de benodigde investeringen en de mogelijke gevolgen voor de routing.



1.4 Hoeveel energie is er nodig?

Het zware vrachtverkeer (>18 ton GVW) heeft een flink aandeel in het brandstofverbruik van het totale vrachtverkeer over de weg in Nederland.

Figuur 4 Verdeling brandstofverbruik vrachtverkeer naar grootteklasse (2030)



Bron: (PBL, 2014).

De toekomstige ontwikkeling van het energiegebruik is bepaald op basis van de Nationale Energieverkenning 2014 (PBL, 2014). De verwachting is dat het energiegebruik van vrachtwagens tussen 2012 en 2020 nog licht stijgt, en verder doorgroeit naar 2030, zie de 'diesel' kolom van Tabel 1. Deze analyse is gebaseerd op bestaand beleid, en houdt dus geen rekening met eventuele impacts van nog in te voeren beleid.

De Nationale Energieverkenning gaat uit van vrijwel 100% dieselgebruik in 2030, waarvan een deel biodiesel. De voertuigefficiëntie van LNG voertuigen is vrijwel gelijk aan die van diesel, een overstap naar LNG heeft daarom weinig invloed op de energievraag. Als de vrachtauto's op waterstof gaan rijden neemt de energievraag wat af, vanwege de hogere efficiëntie van de brandstofcel t.o.v. de verbrandingsmotor.

Tabel 1 Ontwikkeling energiegebruik zware voertuigen, voor de drie verschillende energiedragers

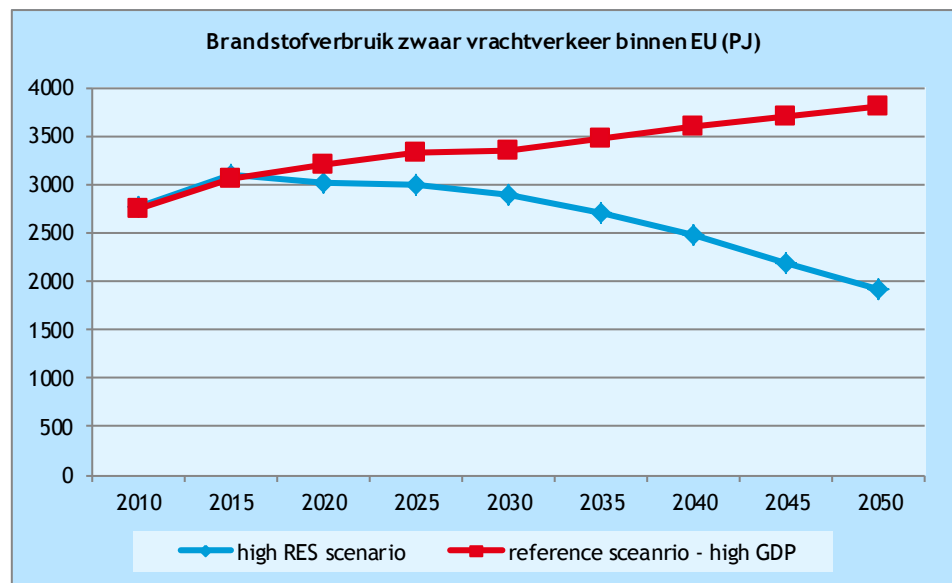
Jaar	Diesel (PJ)	LNG (PJ)	Waterstof (PJ)
2011	50	50	43
2015	49	49	42
2020	52	52	44
2030	60	60	52

Bron: (CBS, 2014); (PBL, 2014); eigen berekeningen.

Het Nederlandse vrachtverkeer zal natuurlijk niet overstappen op waterstof of LSNG als de ons omliggende landen en de rest van de EU niet ook overstappen.

Deze sector is bij uitstek internationaal, net als de vrachtwagen- en motorfabrikanten en de brandstofaanbieders. Dat betekent dat het toekomstbeeld dat in deze CE View wordt beschreven in wezen veronderstelt dat in elk geval een groot deel van het Europese zware vrachtverkeer ook overstapt op duurzaam geproduceerde waterstof en LSNG. Door de Europese Commissie zijn in de Energy Roadmap 2050 (EC, 2011) verschillende scenario's voor de energievraag, in onder andere het goederenwegvervoer, ontwikkeld. In Figuur 5 zijn de resultaten van zowel een scenario met een hoog volume goederenvervoer als ook een scenario met een laag volume goederenvervoer afgebeeld². Het zal duidelijk zijn dat de transitie van de Nederlandse markt in beide scenario's een nog aanzienlijk grotere transitie op Europese schaal vereist.

Figuur 5 Brandstofverbruik zwaar vrachtverkeer in EU



Bron: (EC, 2011).

1.5 Leeswijzer

- In Hoofdstuk 2 zal in worden gegaan op de **productie van duurzaam waterstof en LSNG**. Wat is hiervoor nodig, waar komt de energie vandaan en kunnen deze brandstoffen worden gemaakt?
- In Hoofdstuk 3 wordt vervolgens besproken welke mogelijkheden er zijn om de brandstoffen van de productielocatie naar de tankstations te krijgen. Welke **transportopties** zijn er en welke transport- en brandstofoptie is energetische en financieel het voordeligst?
- In Hoofdstuk 4 wordt gekeken naar de **haalbaarheid** van de opties. Zijn er bijvoorbeeld voldoende grondstoffen beschikbaar en wat zijn de implicaties als heel Europa overstapt duurzame brandstoffen in het zware goederenverkeer over de weg? Is er dan voldoende energie en hoe duurzaam zijn die opties eigenlijk?
- Hoofdstuk 5 beschrijft de **voertuigaspecten**.

² De verschillen tussen de scenario's worden veroorzaakt door een andere aandeel hernieuwbare energie, inkomensverschillen en meer of minder modal shift naar spoor en binnenvaart.

- Hoofdstuk 6 gaat kort in op de **gevolgen** voor de betrokkenen en de veiligheidsrisico's.
 - De **conclusies** volgen in Hoofdstuk 7.
- Tot slot bieden Bijlage A en Bijlage B extra verdieping.



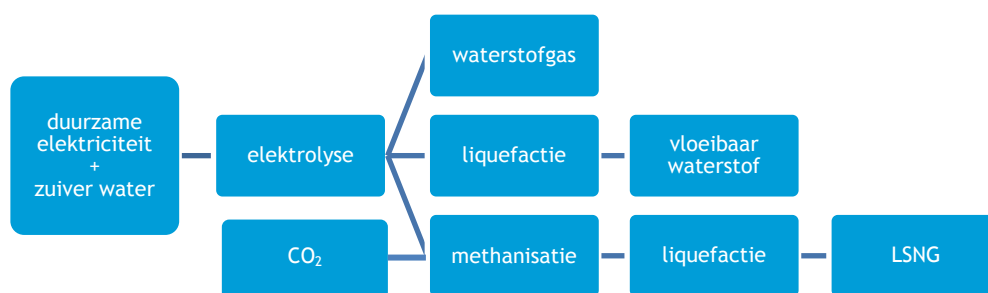
2 Productie van waterstof of LSNG

Waterstof en LSNG kunnen gemaakt worden van duurzame elektriciteit. De processen en grondstoffen die hiervoor nodig zijn, zijn weergegeven in Figuur 6. Waterstof wordt geproduceerd uit water via een proces dat elektrolyse heet. Het waterstof kan gasvormig of als vloeistof gebruikt worden als brandstof in het vrachtverkeer. Om waterstof vloeibaar te maken moet het afgekoeld worden, deze stap heet liquefactie.

Van waterstofgas kan vervolgens LSNG gemaakt worden door het waterstof te laten reageren met CO₂, deze stap heet methanisatie en resulteert in methaangas. Om LSNG te krijgen wordt dit methaangas geliqueficeerd. Voor de vorming van LSNG is een CO₂-bron dus noodzakelijk, hierdoor is de hoeveelheid produceerbare LSNG sterk gerelateerd aan de hoeveelheid CO₂ dat tegen acceptabele kosten (geld, energie en milieu) te winnen is.

In dit hoofdstuk volgt een beknopte beschrijving van beschikbaarheid van de grondstoffen die nodig zijn voor de productie van waterstof of LSNG. Ook volgt een korte beschrijving van elektrolyse en methanisatie. De processen worden in meer detail beschreven in Bijlage A, zie de tekstboxen in Paragraaf 1.2 voor meer algemene informatie over de processen en de brandstoffen.

Figuur 6 Grondstoffen en processen voor de productie van waterstof en LSNG



Power-to-gas?

Een technologie die 'up-and-coming' is, is power-to-gas. Met power-to-gas wordt meestal de productie van aardgas uit (overschotten) elektriciteit bedoelt, in ruimere zin bedoelt men de productie van waterstof, methaan of aardgas uit elektriciteit. De productie van duurzaam waterstof en de productie van LSNG kunnen ook gezien worden als vormen van power-to-gas.

2.1 Herkomst duurzame elektriciteit

Om tot de benodigde PJ duurzame waterstof of LSNG te komen moet allereerst voldoende duurzame energie worden opgewekt. Aangenomen wordt dat met oog op kostenminimalisatie de benodigde waterstof en LSNG in gecentraliseerde grootschalige productiefaciliteiten worden geproduceerd. Voor de gecentraliseerde productie is alleen 'stranded' windenergie, zonne-energie, waterkracht en geothermie in regio's rond de EU beschouwd.

De achterliggende aanname is dat potentiëlen aan duurzaam vermogen gelokaliseerd in de buurt van verstedelijkte gebieden en bestaande hoogspanningsnetwerken op die netwerken worden aangesloten voor het leveren van elektriciteit aan bestaande en nieuwe markten en toepassingen in bebouwde omgeving en industrie. Nieuwe markten betreft bijvoorbeeld gebruik van elektriciteit in personenauto's en lokaal openbaar vervoer. Deze markten zijn qua omvang een veelvoud van de potentiële vraag naar energie in vrachtvervoer.

In principe geldt dat kosten voor bereidstelling van waterstof en LSNG lager zijn naarmate de 'stranded' vermogens dichterbij de EU of in de EU zelf zijn gesitueerd. In de praktijk spelen er meer factoren een rol, zoals financieringskosten, etc.

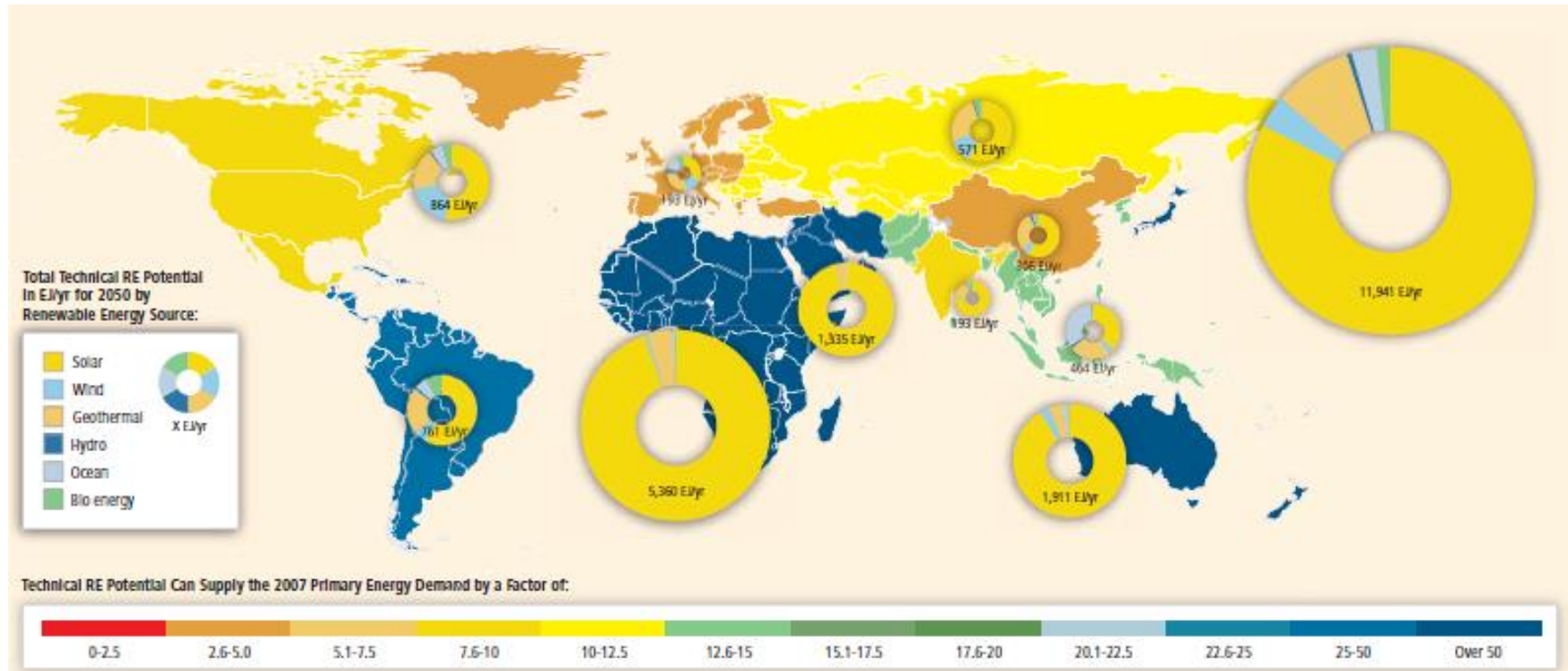
Om een benadering te kunnen maken van energieverbruik, CO₂-emissies, kosten en investeringen is gemakshalve uitgegaan van productie van hernieuwbare elektriciteit in Noord-Afrika, met name in de Westelijke Sahara.

De Westelijke Sahara is één van de dunst bevolkte gebieden ter wereld met een bevolking van iets meer dan een half miljoen mensen op een oppervlakte van bijna 270.000 km² (negen maal Nederlandse landoppervlakte). Het beschikt over een diepzee haven (El-Aaiún), die qua diepgang en faciliteiten ook geschikt kunnen worden gemaakt voor bulk tankertransport van gasvormige producten. Er zijn uiteraard veel alternatieve locaties denkbaar, bijvoorbeeld in het Midden Oosten, Australië, enz., die andere milieueffecten en kosten met zich mee zullen brengen. We verwachten echter niet dat deze tot fundamenteel andere resultaten en conclusies zullen leiden.

Zoals geïllustreerd in Figuur 7 is er in de beschouwde regio met name een groot potentieel aan zonne-energie. Met het oog op benodigde continue beschikbaarheid van elektrisch vermogen moet deze middels CSP (Concentrating Solar Power) worden benut. Vanwege de beperkte bevolkingsdichtheid en bescheiden omvang van industriële activiteiten is de regio in staat aanzienlijk meer vermogen te produceren dan het zelf zou kunnen consumeren.



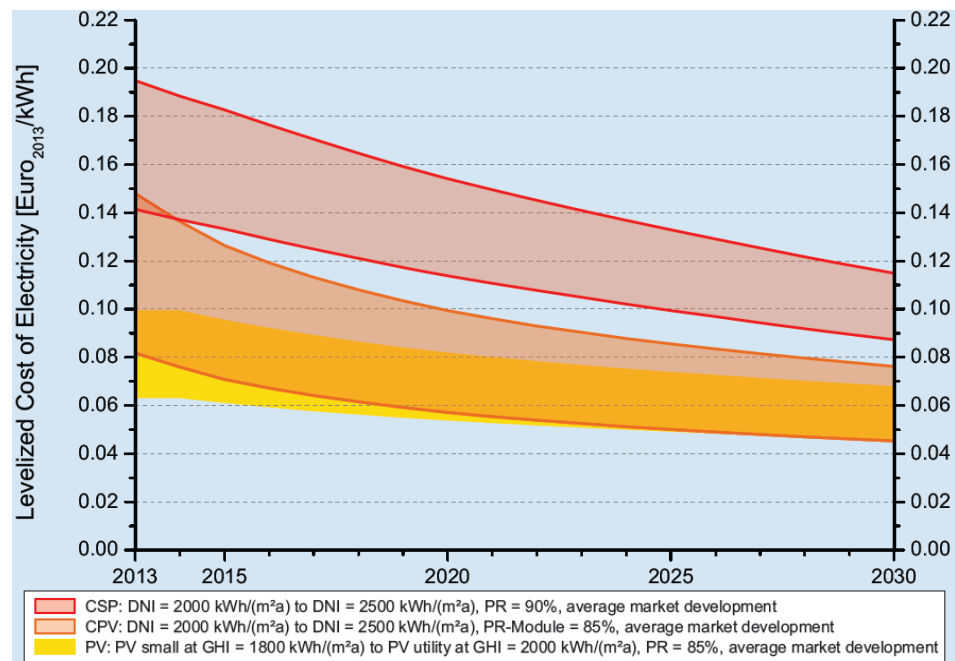
Figuur 7 Ingeschatte bijdragen van duurzame bronnen aan regionale energievoorzieningen in 2050 - illustratie van regio's met naar verwachting hoge beschikbaarheid van duurzame energie en van het belang van de diverse duurzame bronnen



Bron: (Edenhofer, O.; et al, 2012).

De productiekosten voor CPS zijn overgenomen uit (Fraunhofer ISE, 2013), zie Figuur 8.

Figuur 8 Levelized productiekosten voor CSP-technologie als functie van zonne-instraling en toepassing van warmte-opslag voor overbrugging van zonloze perioden



Deze grafiek toont productiekosten voor een instraling van 2.000 en 2.500 kWh/(m²a). Voor het beschouwde gebied in de Westelijke Sahara is 2.500 kWh/(m²a) representatief. De ontwikkeling van de productiekosten voor deze zonne-intensiteit wordt gerepresenteerd door de ondergrens van het bereik in productiekosten voor CSP. De kosten hebben betrekking op een energiecentrale van 50-100 MWe voorzien van warmte-opslag voor overbrugging van zonloze perioden. Bron: (Fraunhofer ISE, 2013)³.

2.2 Herkomst van de CO₂

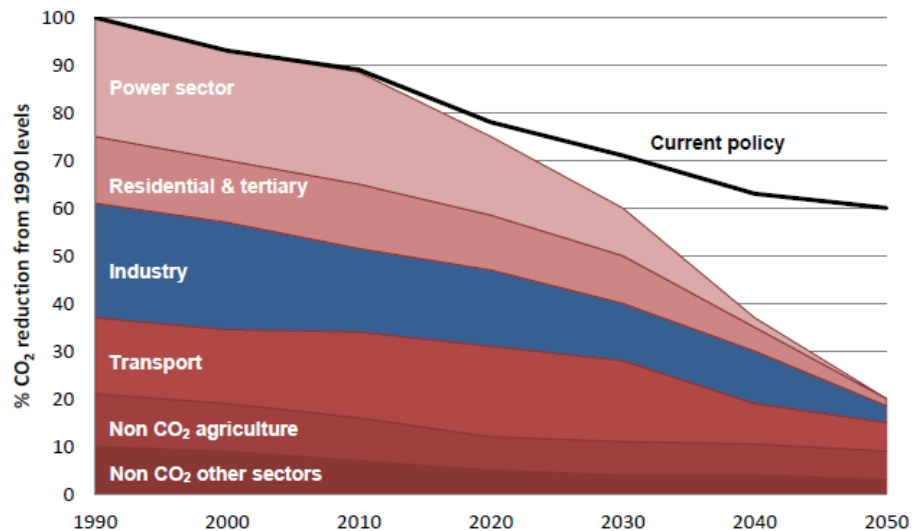
Voor productie van klimaatneutraal LSNG dient CO₂ bereid gesteld te worden uit biologische bronnen of uit afvang van industriële procesemissies. Vanwege de benodigde vergaande verduurzaming van de energievoorziening zijn energiecentrales geen logische lange termijn optie voor CO₂-levering, zoals ook aangegeven in de EU Roadmap (EU, 2011)⁴.

³ Zie: www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf

⁴ Zie: European Commission, 2011. Roadmap for moving to a competitive low carbon economy.



Figuur 9 Beoogde ontwikkeling van CO₂-emissies in de EU conform



Bron: (EU, 2010).

Daarnaast is op een recente workshop door de energiesector aangegeven dat CCS hooguit een optie is voor bestaande energiecentrales - met name kolencentrales - maar niet voor nieuwe productie-eenheden (Rooijers, et al., 2014). CO₂-afvang bij energiecentrales zou daarom sowieso een tijdelijke activiteit zijn.

Voor industriële processen is daarentegen niet altijd een duurzaam alternatief beschikbaar, al blijkt uit Figuur 9 dat de (fossiele) CO₂-emissies van de industrie wel sterk moeten afnemen om aan de 2050 klimaatdoelen te voldoen. Gebruik van deze CO₂ in LSNG voorkomt deze CO₂-emissies uiteraard niet, maar leidt ook niet tot extra uitstoot.

Bij verdere verduurzaming richting 2030 en verder zullen alleen procesemissies van staalproductie en mogelijk ook productie van cementklinker relevant zijn. Andere industriële processen die op dit moment een relatief hoog aandeel hebben in de CO₂-emissies zullen in een duurzame toekomst op alternatieve productieprocessen overstappen, of andere oplossingen vinden om te verduurzamen. Raffinaderijen zullen bij vergaande verduurzaming waarschijnlijk gesloten worden. Daarmee verdwijnt overigens ook de vraag naar industriële waterstof (voor ontzwaveling).

De productie van staal en cementklinker in de EU kan bij de huidige productiecapaciteit samen maximaal 280 Mton CO₂/jaar leveren. Hiermee kan maximaal 100 Mton of 5 EJ methaan worden geproduceerd.

Meer informatie over de potentiële beschikbaarheid en kosten van deze CO₂ is te vinden in Bijlage A.3.

2.3 Waterstof- en LSNG-productie

Duurzame elektriciteit kan omgezet worden naar waterstof via een proces dat elektrolyse wordt genoemd. In dit proces wordt water onder invloed van elektriciteit gesplitst in waterstof en zuurstof. De waterstof kan vervolgens, na eventuele compressie of liquefactie, direct gebruikt worden als brandstof of als grondstof voor LSNG.

LNG bestaat voor het grootste deel uit methaan (de belangrijkste component van aardgas) en afhankelijk van de bron uit diverse hogere koolwaterstoffen en inerte componenten als stikstof en koolstofdioxide. Deze gassen zijn geliqueficeerd. Waterstofgas kan via een proces dat methanisatie heet, omgezet worden naar methaan (en eventueel enkele sporen van water en koolstofmonoxide en koolstofdioxide). Vervolgens kan dit gas geliqueficeerd worden tot LSNG, de synthetische equivalent van LNG.

De kernprocessen voor de productie van waterstof en LSNG uit duurzame bronnen (elektrolyse en methanisatie) worden in Bijlage A.1 en A.2 in meer detail besproken.

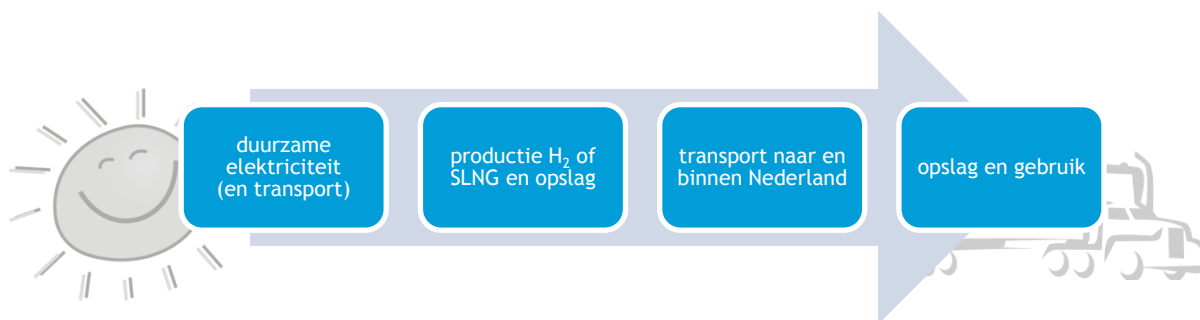


3 Vergelijking van verschillende (transport)routes

Zoals uit het vorige hoofdstuk blijkt zijn er verschillende opties om de waterstof of LSNG te produceren. Daarnaast zijn er ook verschillende routes om deze brandstoffen naar de eindgebruiker te brengen. Elke route begint met de productie van duurzame elektriciteit en loopt via productie van de waterstof of LSNG en opslag naar de eindgebruiker. De globale stappen waaruit elke transportroute bestaat zijn weergegeven in Figuur 10.

Dit hoofdstuk richt zich met name op de transportroutes, de productie van duurzame elektriciteit en het gebruik van waterstof en LSNG in het zware vrachtvervoer wordt besproken in separate hoofdstukken (Hoofdstuk 2 en 5, respectievelijk).

Figuur 10 Een globale weergave van de stappen in de Well-to-Wheel-keten voor H₂ en LSNG uit duurzame elektriciteit



Binnen deze globale stappen is een verscheidenheid aan routes te vormen. Hiervoor is naast de keuze voor de transportmethode van de brandstof ((pijp)leiding, schip of tankwagens), de keuze voor het moment van elektrolyse bepalend. Er zijn feitelijk twee opties:

- eerst elektriciteitstransport van de productielocatie naar Nederland en dan elektrolyse en evt. methanisatie in Nederland; of
- elektrolyse (en methanisatie) in de regio waar ook de duurzame elektriciteit wordt opgewekt en dan brandstoftransport naar Nederland.

Met name bij de eerste optie kan er vervolgens nog gekozen worden voor centrale elektrolyse (en methanisatie) of decentrale elektrolyse (en methanisatie).

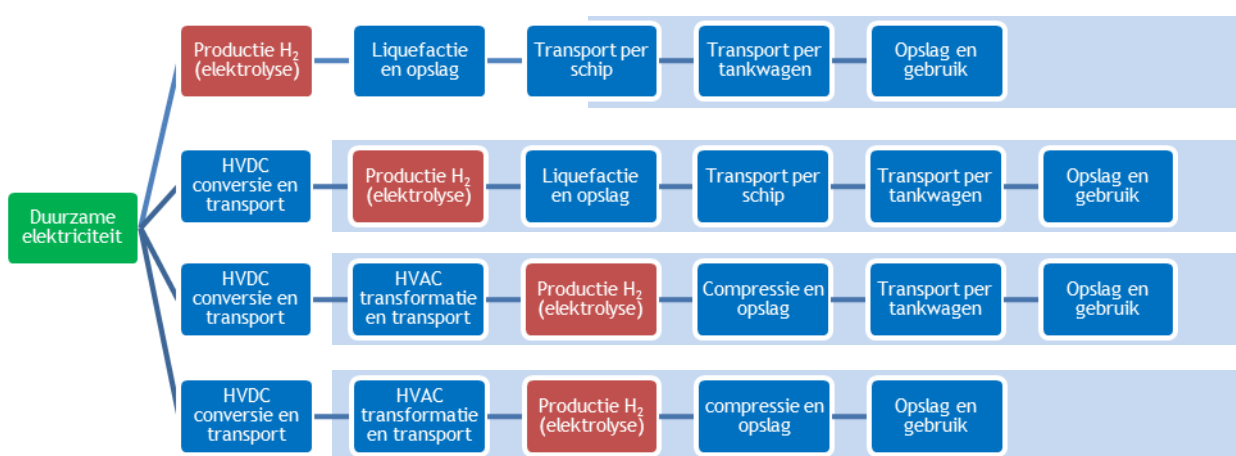
Welke route het meest gunstig is hangt af van de rendementsverliezen, de kosten, de beschikbaarheid, de te transporteren vermogens/volumes en de afstand van de verschillende routes. In dit rapport is in de meeste gevallen aangenomen dat er nieuwe transportroutes moeten worden aangelegd om de energie te vervoeren en dat er dus geen gebruik kan worden gemaakt van bestaande transportverbindingen. Wanneer hiervan wordt afgeweken staat dit expliciet vermeldt.

3.1 Overzicht van de bestudeerde transportroutes

Voor elke brandstof zijn vier à vijf realistische transportroutes opgesteld, zie Figuur 11 voor waterstof en Figuur 12 voor LSNG. Voor waterstof is onderscheid gemaakt in centrale productie (route 1-3) en decentrale productie (route 4) en ook in de uiteindelijke vorm: gecomprimeerd waterstofgas op 700 bar (route 3 en 4) of vloeibaar waterstof (route 1 en 2).

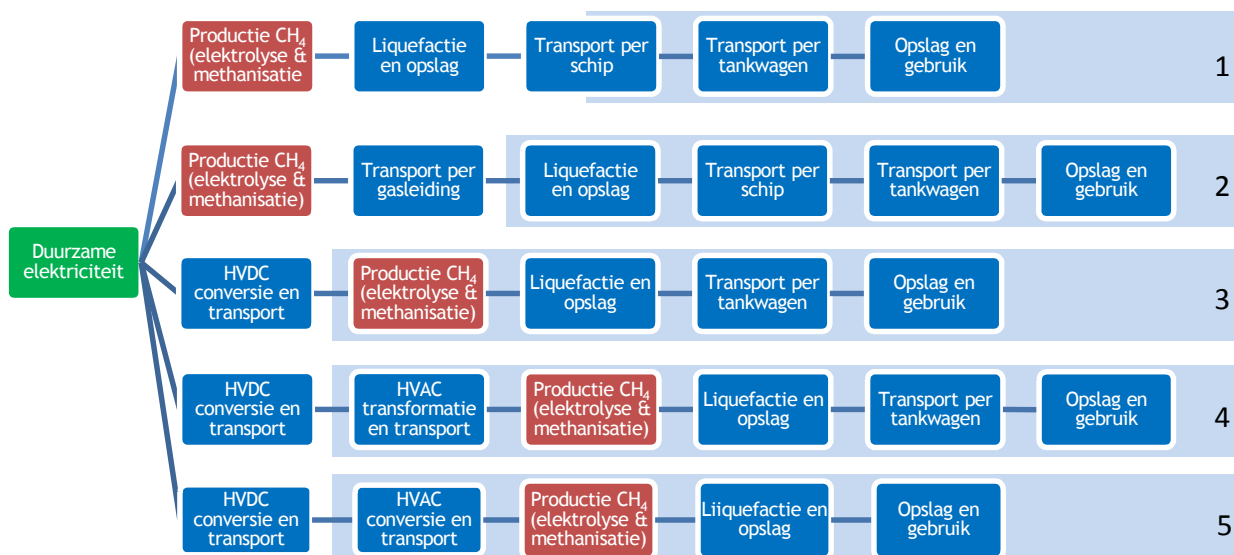
Voor LSNG is centrale productie de belangrijkste vorm, aangezien liquefactie sterke schaalvoordelen kent en de decentrale installatie vrij omvangrijk wordt (elektrolyser, methanisator en liquefactie). Alleen in de vijfde route vindt decentrale LSNG-productie plaats bij het vulpunt. De blauwe achtergrondkleur geeft aan welke stappen in Nederland plaatsvinden.

Figuur 11 Transportroutes waterstof



Uitleg: De lichtblauwe markering achter de blokken geeft aan welk gedeelte van de transportroute in Nederland plaatsvindt.

Figuur 12 Transportroutes LSNG



3.2 Van de Westelijke Sahara naar Nederland

Om een inschatting te maken van de transportkosten en verliezen is aangenomen dat alle duurzame elektriciteit wordt opgewekt in de Westelijke Sahara. Bij een aantal routes vindt de centrale productie van waterstof of LSNG ook daar plaats en wordt dat vervolgens getransporteerd naar de Rotterdamse haven (route waterstof-1 en LSNG-1,2). In de andere gevallen vindt de productie van duurzame elektriciteit in de Westelijke Sahara plaats en wordt de elektriciteit via een DC hoogspanningskabel (HVDC) getransporteerd naar de Rotterdamse haven waar centraal de productie van waterstof of LSNG plaatsvindt. Vandaaruit vindt de transport naar de vulpunten verspreid in Nederland plaats (verondersteld zijn twintig vulpunten verspreid over Nederland). Alleen bij de decentrale routes (waterstof-4, LSNG-5) wordt de elektriciteit direct naar de vulpunten getransporteerd.

Verondersteld is dat CSP, methanisatie en elektrolyse in de Westelijke Sahara aan de kust plaatsvinden, nabij de haven. Zo is water voldoende voorradig en kan CO₂ gemakkelijk aangeleverd worden. De aanlevering van CO₂ vindt plaats per schip vanuit industriële CO₂-bronnen in Europa nabij de locatie van methanisatie.

Bij de berekeningen zijn afstanden zoals genoemd in Figuur 18 verondersteld.

Tabel 2 Transportafstanden

Traject	Afstand in km
Binnenlandstransport Westelijke Sahara van productielocatie naar haven El-Aaiún	50
Zeetransport El-Aaiún naar Rotterdamse haven	3.300
Transport over land van productielocatie naar Rotterdamse haven	4.600
CO ₂ -transport per schip	1.500
Binnenlandse distributie (NL) naar de twintig vulpunten verspreid over het land	2.800
- waarvan 70 % verondersteld wordt als transport per schip	1.960
- waarvan 30 % verondersteld wordt als transport per vrachtwagen	840



3.3 Analyse van de transportketens voor Nederland

Welke transportketen is het best? Deze vraag bestaat feitelijk uit drie deelvragen die eerst beantwoord moeten worden:

- Welke keten is energetisch het efficiëntst? (**Ketenefficiëntie**)
- Welke keten is het goedkoopst? (**Brandstofkosten aan de pomp**)
- Welke keten is het meest haalbaar? (**Haalbaarheid**)

Bij deze analyse moet niet worden vergeten dat de onzekerheidsmarges relatief groot zijn, het gaat hier om schattingen van toekomstige ontwikkelingen op basis van de huidige kennis en inzichten. In Bijlage B is een nadere verantwoording van de cijfers opgenomen.

3.3.1 Ketenefficiëntie

Elk element in de keten zorgt voor energieverliezen. De ketenefficiëntie geeft aan hoeveel procent van de elektrische energie die de keten is ingegaan, voor het uiteindelijke doel, het aandrijven van de vrachtauto, wordt gebruikt. Voor de keten tot aan de pomp (well-to-tank, WTT) is het uiteindelijke doel de (energie-inhoud van) waterstof en LSNG. Voor de gehele keten (well-to-wheel, WTW) is het uiteindelijke doel mechanische energie die de vrachtwagen in beweging moet zetten. De eerste zegt iets over de transportketen, de ander zegt ook iets over de efficiency van de aandrijftechniek die bij een bepaalde brandstof wordt gebruikt. Omdat waterstof in een brandstofcel met elektrische aandrijving wordt toegepast en LSNG in een verbrandingsmotor verschillen de twee brandstoffen ook in die laatste stap.

Voor elk element in de keten is de efficiëntie uit de literatuur bepaald (of bij ontbreken hiervan geschat), dit wordt in Bijlage B.3 besproken. De efficiëntie is afhankelijk van de technische ontwikkelingen die de komende decennia plaatsvinden en de keuzes voor specifieke technologieën. In dit rapport zijn hiervoor conservatieve aannames gedaan. Door de efficiënties van elk afzonderlijk element te vermenigvuldigen ontstaat de ketenefficiëntie, die is weergegeven in Tabel 3.

Waterstofproductie in de Sahara en daarna transport van vloeibaar waterstof naar Nederland (route 1), blijkt het meest energie-efficiënt, met een ketenefficiëntie van 50% tot aan de pomp (WTT) en 22% tot aan de wielen van de vrachtauto (WTW). Het transporteren van elektriciteit door hoogspanningskabels over grote afstanden, kent meer verliezen dan transport van waterstof per schip. Hierdoor valt de decentrale waterstoftransportroute (nummer 4) net iets minder gunstig uit dan transportroute 1, ondanks de minder complexe keten.

Van de vloeibare transportbrandstoffen blijkt LSNG minder energie-efficiënt te zijn dan vloeibaar waterstof. Dit komt met name doordat voor de productie van LSNG een extra methanisatiestap met een lage efficiëntie (60 %) nodig is.



Tabel 3 Ketenefficiënties

Transportketen	WTT-efficiëntie	WTW-efficiëntie	
		Vloeibaar	Gasvormig (700 bar)
Waterstof, transportroute 1	50 %	22 %	-
Waterstof, transportroute 2	44 %	20 %	-
Waterstof, transportroute 3	30 %	-	14 %
Waterstof, transportroute 4	48 %	-	22 %
LSNG, transportroute 1	38 %	15 %	-
LSNG, transportroute 2	35 %	14 %	-
LSNG, transportroute 3	34 %	13 %	-
LSNG, transportroute 4	32 %	12 %	-
LSNG, transportroute 5	30 %	11 %	-

3.3.2 Brandstofkosten

Ter vergelijking van de verschillende transportroutes zijn de kosten van de ketens bepaald, uitgedrukt in kosten per MJ brandstof die op de markt wordt gebracht op basis van de kosten voor productie en transport, zie Tabel 4. Zoals eerder opgemerkt is deze kostenbepaling bedoeld als verkenning en om de verschillende routes te vergelijken, het is geen gedetailleerde berekening van de LSNG- en waterstofprijs in 2030. De belangrijkste kosten zijn meegenomen (productie- en transportkosten), maar niet alle kosten en marges, zie ook Bijlage B.

De kostprijsvergelijking laat ongeveer hetzelfde beeld zien als de vergelijking van de ketenefficiëntie. Dit komt met name omdat de elektriciteitskosten het grootste aandeel hebben in de eindprijs (60 tot 81% van de kosten, afhankelijk van de specifieke keten), en de efficiëntie bepaald hoeveel elektriciteit nodig is.

Voor zowel waterstof als LSNG is de route waarbij de brandstof in de Westelijke Sahara wordt geproduceerd, en vervolgens naar Nederland wordt getransporteerd (transportroute 1), het goedkoopst.

Tabel 4 Kostenvergelijking transportroutes

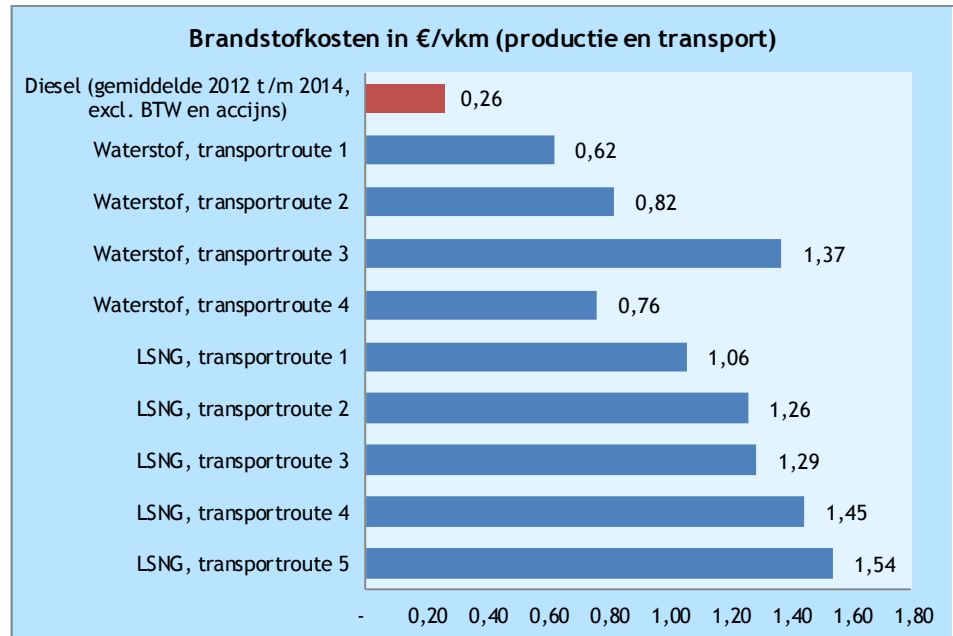
Transportketen	Kosten in €/MJ waterstof (€/kg waterstof)	Kosten in €/MJ LSNG (€/kg LSNG)
Waterstof, transportroute 1	0,06 (8,8)	-
Waterstof, transportroute 2	0,08 (11,6)	-
Waterstof, transportroute 3	0,14 (19,5)	-
Waterstof, transportroute 4	0,08 (10,8)	-
LSNG, transportroute 1	-	0,09 (4,3)
LSNG, transportroute 2	-	0,10 (5,1)
LSNG, transportroute 3	-	0,10 (5,2)
LSNG, transportroute 4	-	0,12 (5,8)
LSNG, transportroute 5	-	0,12 (6,2)

Zelfs bij n de economisch meest gunstige route liggen de kosten voor deze duurzame waterstof aanzienlijk hoger dan de huidige marktprijs voor waterstof van 3 €/kg, op basis van stoomreforming van aardgas (Roads2HyCom, 2009b). Ook de prijs van LSNG ligt veel hoger dan de huidige Nederlandse LNG-retailprijs van ongeveer 0,70 €/kg (excl. BTW en accijns, maar inclusief voorraadheffing) (LNG24, 2014; UnitedConsumers, sd).



Figuur 13 toont een vergelijking van de brandstofkosten per vkm (vehicle kilometer) voor de verschillende waterstof en LSNG-routes in vergelijking met de gemiddelde dieselprijs in Nederland aan de pomp over de afgelopen drie jaar. Hieruit blijkt dat de brandstofkosten ruim 2 tot ruim 5 keer zo hoog liggen voor waterstof ten opzicht van de huidige dieselprijs. Voor LSNG ligt dit tussen de 4 en 6 keer de huidige dieselprijs.

Figuur 13 Brandstofkosten per vehicle kilometer (WTW)



Toelichting: Bepaling op basis van de parameters zoals genoemd in Tabel 13. De vergelijking met diesel is bedoelt om de overige kosten in perspectief te plaatsen. De dieselprijs is niet gebaseerd op enkel de kosten voor productie en transport.



4 Haalbaarheid

Alle transportroutes zijn zo ontworpen dat ze technisch haalbaar zouden kunnen zijn. Financiële haalbaarheid is lastiger, ten opzichte van de huidige situatie zijn de alternatieven die in de vorige paragraaf gepresenteerd zijn, aanzienlijk duurder.

4.1.1 Technische uitdagingen

Voor zowel de waterstofketens als de LSNG-ketens wordt voor het grootste deel gebruik gemaakt van bestaande technologieën. CSP is een ontwikkelde technologie, net als elektrolyse, liquefactie en in mindere mate methanisatie. Wel is het belangrijk om te realiseren dat in de Westelijke Sahara de benodigde CSP-installaties nog niet aanwezig zijn, er nog geen grootschalige waterstofproductie en LSNG-installaties zijn gekoppeld aan duurzame energie. Dit vergt grote investeringen en de realisatie van de productie en transportketens zal ook enige jaren duren.

Er liggen uitdagingen in het verder ontwikkelen van waterstoftrucks en efficiëntere waterstofopslag (zodat opslag minder volume en massa inneemt). Ook zijn er nu nog geen waterstoftankers (schepen voor waterstoftransport). Sinds eind jaren negentig wordt er onder andere door het Japanse Kawasaki al onderzoek gedaan naar waterstoftankers. Eind 2013 heeft dit bedrijf aangekondigd in 2017 ook daadwerkelijk met twee pilot schepen te komen (capaciteit van ieders 2.500 m³ vloeibaar waterstof). In 2025 moet er dan een demonstratietanker zijn met een opslagcapaciteit van 160.000 m³ vloeibaar waterstof (Green Car Congress, 2013). Met de huidige ontwikkelingstrend (en rekening houdend met de bouwduur van ten minste twee jaar voor de bouw van zo'n schip (Chen, 2014) zal het er dus om spannen of er in 2030 waterstofscheepen commercieel beschikbaar zijn.

Daarnaast zijn HVDC-kabels een ontwikkelde technologie, maar de langste zeekabel is op dit moment 580 km. Een HVDC-kabel over ruim 3.300 km is derhalve een ongekende lengte. We schatten dat de kosten voor de aanleg van zo'n kabel kunnen oplopen tot 15 miljard euro (LSNG transportroute 4), afhankelijk van de transportroute.

4.1.2 Beschikbaarheid grond(stoffen)

De haalbaarheid wordt daarnaast beperkt door de vraag of er voldoende elektriciteit en grondstoffen beschikbaar (kunnen) zijn voor de processen. In Tabel 5 is een overzicht gegeven van de benodigde grondstoffen en elektriciteit, waarbij uiteraard ook weer rekening moet worden gehouden met een onzekerheidsmarge. De parameters die gebruikt zijn in deze analyse, samen met meer details over de elementen in de transportroutes, zijn opgenomen in Bijlage B.



Tabel 5 Overzicht benodigde grondstoffen en elektriciteit van de verschillende transportroutes en brandstoffen

Transportketen	Elektriciteit in TWh/jaar	Benodigde CSP-spiegeloppervlak in km ²	Water in miljoen liter/jaar	CO ₂ in kton/jaar
Waterstof, transportroute 1	29	12	3.800	-
Waterstof, transportroute 2	33	13	3.700	-
Waterstof, transportroute 3	47	19	5.700	-
Waterstof, transportroute 4	30	12	3.300	-
LSNG, transportroute 1	43	17	2.900	3.500
LSNG, transportroute 2	48	19	2.900	3.500
LSNG, transportroute 3	49	20	2.900	3.500
LSNG, transportroute 4	53	21	2.900	3.500
LSNG, transportroute 5	56	23	2.500	3.000

Toelichting: CSP-spiegeloppervlakte in km², betreft het effectieve oppervlakte in het NEMA-gebied dat nodig is voor de spiegels van een CSP-installatie om de benodigde hoeveelheid elektriciteit te produceren. Het oppervlakte dat de hele installatie nodig heeft zal hoger liggen. Berekening o.b.v. 2,5 MWh/(m²a) voor het NEMA-gebied (Fraunhofer ISE, 2013).

Voor de elektriciteitsproductie is een CSP-installatie nodig met een effectief spiegeloppervlak van 12 tot 23 km². Dit zou haalbaar moeten zijn gezien de lage bevolkingsdichtheid en het grote oppervlak van 270.000 km² van de Westelijke Sahara. Bij elektrolyse aan de kust is er voldoende water beschikbaar. Ook is er in Europa ruim voldoende CO₂-beschikbaar (280.000 kton/jaar, zie Paragraaf 2.2) om in het Nederlandse zware vachtverkeer op LSNG te laten rijden.

Waterstof heeft de laagste energievraag, waardoor het oppervlak voor CSP ook lager ligt. Koolstofdioxide is alleen nodig voor de productie van methaan, bij deze 'methanisatiereactie' reageert waterstof met koolstofdioxide tot methaan (SNG) en water. Het water dat hierbij vrijkomt kan gebruikt worden voor elektrolyse, hierdoor is er netto minder water nodig voor de productie van LSNG.

Al met al blijkt uit Tabel 5 dat waterstofroute 1 en 4 in dit overzicht het meest gunstig zijn. Hiervoor zijn de minste grondstoffen nodig, zelfs helemaal geen CO₂.

Dit rapport is vooral bedoeld om een beeld te geven van de impact van duurzame brandstoffen in het zware vrachtverkeer, daarom zijn niet alle randvoorwaarden in overweging genomen. Een voorbeeld van zo'n randvoorwaarde is dat de Westelijke Sahara op dit moment betwist gebied is en op er dus geen sprake is van politieke stabiliteit. Daarnaast is het wellicht geopolitiek niet verstandig om zo afhankelijk te zijn van één land voor de energievoorziening van het zware vrachtverkeer.



4.2 Een blik over de grens: wat als Europa ook volgt?

Het is niet reëel te veronderstellen dat alleen het zware goederenverkeer in Nederland op LSNG of waterstof zal gaan rijden, bij zwaar goederenverkeer gaat het ten slotte vooral om internationaal transport. Indien de potentiële vraag voor heel Europa wordt bekeken ontstaat het beeld in Tabel 6 bij een *high RES scenario* en Tabel 7 bij een *high GDP-scenario*⁵. Deze twee scenario's geven de bandbreedte aan voor het Europese toekomstbeeld in 2030/2050.

Tabel 6 Overzicht benodigde grondstoffen en elektriciteit van de verschillende transportroutes en brandstoffen (EU High RES, 2030)

Transportketen	Elektriciteit in TWh/jaar	Elektriciteit in CSP-oppervlakte in km ² a	Water in miljard liter/jaar	CO ₂ in Mton/jaar
Waterstof, transportroute 1	1.400	560	180	-
Waterstof, transportroute 2	1.600	650	180	-
Waterstof, transportroute 3	2.300	900	270	-
Waterstof, transportroute 4	1.500	570	160	-
LSNG, transportroute 1	2.100	840	140	170
LSNG, transportroute 2	2.300	920	140	170
LSNG, transportroute 3	2.400	950	140	170
LSNG, transportroute 4	2.500	1.000	140	170
LSNG, transportroute 5	2.700	1.100	120	150

Tabel 7 Overzicht benodigde grondstoffen en elektriciteit van de verschillende transportroutes en brandstoffen (EU High GDP, 2030)

Transportketen	Elektriciteit in TWh/jaar	Elektriciteit in CSP-oppervlakte in km ² a	Water in miljard liter/jaar	CO ₂ in Mton/jaar
Waterstof, transportroute 1	1.600	640	210	-
Waterstof, transportroute 2	1.800	730	210	-
Waterstof, transportroute 3	2.600	1.000	310	-
Waterstof, transportroute 4	1.700	660	180	-
LSNG, transportroute 1	2.400	970	160	200
LSNG, transportroute 2	2.700	1.100	160	190
LSNG, transportroute 3	2.800	1.100	160	190
LSNG, transportroute 4	2.900	1.200	160	190
LSNG, transportroute 5	3.100	1.300	140	170

De tabellen laten zien dat gemiddeld ongeveer 0,4% van de Westelijke Sahara effectief gebruikt moet worden voor de spiegels van CSP. Daarnaast is de vraag naar CO₂ weliswaar lager dan maar wel in de orde van grootte van de productie van industrieel CO₂ in Europa (ongeveer 280 Mton/jaar CO₂). Bij een toenemende brandstofvraag of groter CO₂-reductie in de industrie kan dit een probleem worden.

Wanneer er een tekort is in aan (industrieel) CO₂ in Europa zal er extra CO₂ uit andere continenten gehaald moeten worden. Het onttrekken van CO₂ uit de atmosfeer behoort ook tot de mogelijkheden, maar deze optie is, ondanks de

⁵ Zie Figuur 5 in Paragraaf 1.4. Deze scenario's komen uit de EU Roadmap (EU, 2010).



grote hoeveelheidsaanwezige CO₂, erg energieverslindend en kostbaar door de kleine concentratie CO₂ in de atmosfeer. De kosten lopen op dit moment op tot ca. 275 €/ton CO₂, ruim zes keer meer dan de prijs van industrieel koolstofdioxide (Hermann, et al., 2014).

4.3 Hoe milieuvriendelijk is LSNG in vergelijking tot waterstof?

Het gebruik van CO₂ en vooral de afhankelijkheid hiervan bij grootschalige implementatie van LSNG in het zware goederenverkeer, roept de vraag op of LSNG wellicht onbedoelde neveneffecten kan hebben.

Hergebruik van CO₂ uit de industrie beperkt namelijk niet de uitstoot van CO₂ in deze sectoren, maar stelt de uitstoot in de atmosfeer uit. Schaarste van CO₂ door een toenemende vraag vanuit de transportsector geeft bovendien geen aanleiding om de uitstoot verder te beperken. Zolang er gebruik wordt gemaakt van fossiele CO₂ kan LSNG zodoende niet echt bestempeld worden als CO₂-neutrale brandstof. Dit kan alleen als er een CO₂-kringloop ontstaat door CO₂ te gebruiken van processen die biomassa gebruiken, of door CO₂ uit de atmosfeer te onttrekken, dit is echter een relatief kostbare optie.

4.4 Conclusie beste transportketen

De conclusie van de voorgaande beschouwing is dat vloeibaar waterstof geproduceerd in de Westelijke Sahara de laagste prijs aan de pomp zal hebben (waterstoftransportroute 1).

Elektriciteit wordt dan opgewekt via CSP in de Westelijke Sahara, waar ook elektrolyse en liquefactie plaatsvindt. Met een waterstoftanker wordt het waterstof naar de Rotterdamse haven getransporteerd. Ook de binnenlandse distributie vindt voor het grootste deel plaats per schip en voor het laatste deel per tankwagen.

De ketenefficiëntie van deze transportroute het hoogst en er zijn de minste grondstoffen nodig. Bovendien is er in tegenstelling tot LSNG geen schaars koolstofdioxide nodig.

De productie is technisch haalbaar, maar waterstoftankers zijn nog in ontwikkeling. Er zullen grote investeringen moeten worden gedaan om deze optie mogelijk te maken. De prijs van het waterstof in €/vkm zal bijna tweeëneuhalf keer hoger liggen dan de huidige dieselprijs.



5 Gebruik in voertuigen

5.1 Verschillen t.o.v. de huidige voertuigen

SLNG kan worden verbrand in de welbekende verbrandingsmotoren. Verschillende fabrikanten bieden af-fabriek LNG-trucks aan. Dit betekent dat LNG-motoren gezien kunnen worden als een gevestigde techniek, die de komende decennia net als diesellootvoertuigen verder ontwikkeld zullen worden.

Waterstof kan ook worden gebruikt in verbrandingsmotoren, maar een grotere efficiency wordt bereikt als het in brandstofcellen wordt toegepast. Zware brandstofcelvoertuigen zijn nog veel minder ver ontwikkeld, en worden nog niet toegepast op commerciële schaal. Er zijn een aantal demonstratietrucks - en bussen ontwikkeld, maar dit betreft voornamelijk distributievoertuigen. Dit heeft enerzijds te maken met de grotere baten van zero-emissie voertuigen in stedelijke gebieden, en anderzijds met de uitdaging om voldoende brandstof mee te kunnen nemen voor een lange rit. Ook de beperkte ontwikkeling van de tank-infrastructuur speelt hier een rol. Bij gebruik van een voertuig binnen de stadsgrenzen volstaat één enkel tankstation.

Dat de waterstoftechnologie het stadium van commercialisering nadert blijkt uit de verschillende uitgevoerde testen. In Amsterdam hebben de afgelopen jaren twee brandstofcellbussen in de dienstregeling gereden, zonder noemenswaardige problemen. Hyundai biedt reeds een brandstofcelpersonenauto aan. De komende tien jaar zal de beschikbaarheid van de technologie naar verwachting niet beperkt blijven tot personenauto's.

5.2 Kansen en knelpunten

5.2.1 Infrastructuur

De eerste vijf LNG tankstations voor het zware wegtransport zijn reeds in bedrijf. In de komende jaren zal naar verwachting worden uitgebreid tot circa 40 à 50 extra LNG-pompen, om gestaag door te groeien in lijn met de vraag, onder andere in het kader van de Green Deal Rijn en Wadden en het EU TEN-T programma LNG Masterplan is ook bruikbaar voor SLNG. Verschillende partijen hebben inmiddels hun plannen hiervoor bekend gemaakt.

Dit geldt zowel voor de aanvoerterminals als voor de distributienetwerken. Ook de LNG carriers die de komende decennia gebouwd gaan worden om LNG aan land te brengen in Nederland kunnen op termijn worden ingezet om SLNG te gaan vervoeren.

Dit betekent dat een overstap van LNG naar SLNG relatief makkelijk zal kunnen verlopen, in vergelijking met een transitie naar waterstof. Voor het gebruik van waterstof zal een compleet nieuwe infrastructuur moeten worden ontwikkeld. Zowel voor een scenario met lokale waterstof productie, als in een scenario met centrale waterstofproductie.



5.2.2 Actieradius en tanken

Voor de transportsector in de actieradius een belangrijk criterium. Uit eerder onderzoek is gebleken dat de markt niet bereid is om concessies te doen op het terrein van een toename van de benodigde massa en volume voor de opslag van brandstof, een toename van het volume en de massa van de brandstoftank gaat ten koste van de beschikbaarheid van laadvermogen en -volume. Dat is ook de reden dat de waterstof ofwel onder hoge druk ofwel vloeibaar moet worden meegenomen, en het methaan ook vloeibaar moet worden gemaakt.

In Tabel 8 zijn de massa en volume van de brandstoftank voor de verschillende opties weergegeven. Het blijkt dat met name waterstof door een hogere massa en volume van de opslagtank wordt gekenmerkt.

Tabel 8 Massa en volume van de brandstoftank bij een actieradius van 1.000 km voor verschillende energiedragers

	Massa tank (kg)	Massa (kg)	Volume (liter)
Diesel	100	282	344
LNG	350	251	557
H2 vloeibaar	1.460	88	1.200
H2 700 baar (gasvormig)	1.622	88	2.200

Voor waterstof wordt er ook onderzoek gedaan naar opslag door middel van chemische of fysische binding. Deze technologie heeft echter nog niet tot de benodigde doorbraken geleid en is nog niet in de praktijk toegepast. De huidige prestaties zijn nog minder dan die voor vloeibare opslag en opslag onder hoge druk. Het theoretisch maximum voor de gravimetrische dichtheid⁶ is hoger van voor gasvormige opslag onder 700 bar: 10 massa% versus 5,4 massa%.

Chemische en fysische opslag beloven bovendien een verbeterde energie efficiëntie, maar er zijn nog grote uitdagingen die praktische toepassing op dit moment in de weg staan.

Het afvullen van een voertuig gaat in alle scenario's relatief snel. Dit kan in enkele minuten.

5.3 Voertuigkosten

De extra kosten voor LNG-trucks zijn relatief beperkt. Op dit moment zijn de aanschafkosten voor een LNG-truck zo'n 20.000 euro hoger dan voor een dieseltruck. Vanwege de lagere accijns op LNG zijn de hogere voertuigkosten over de levensduur terug te verdienen voor ondernemers, in ruwweg 7 jaar.

Omdat de productie van waterstofvoertuigen op dit moment nog op zeer kleine schaal plaats vindt, zijn de voertuigen zeer kostbaar. (CE Delft, 2013) illustreert de geschatte voertuigkosten voor 2025.

⁶ Dit is de massadichtheid: de massa waterstof ten opzicht van de massa van de materialen waarin waterstof wordt opgeslagen (kg/kg).

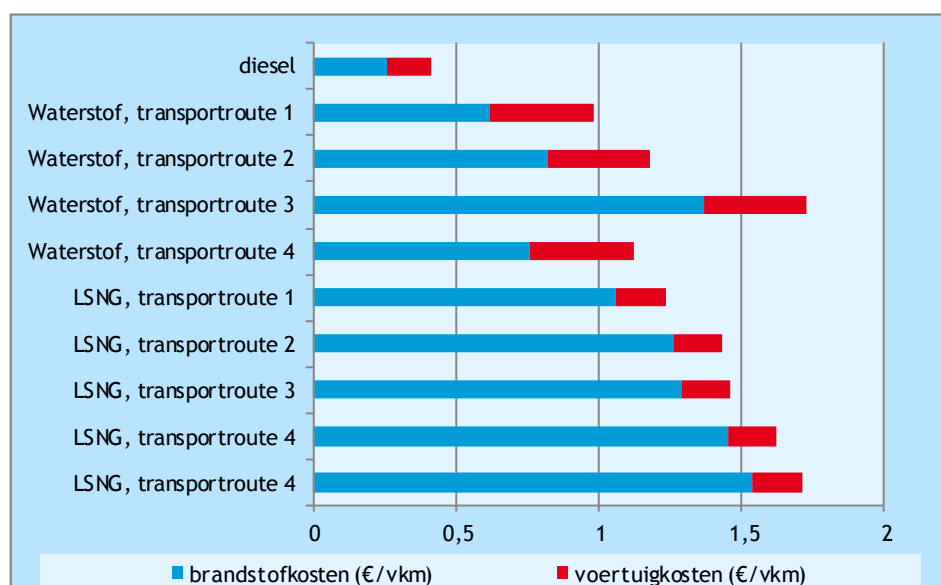


Tabel 9 Aanschafkosten truck-trailercombinatie

Energiedrager	Diesel	LSNG	H2
Kosten (euro)	145.000	165.000	345.000

Op basis van de in Hoofdstuk 3.3 weergegeven brandstofkosten, kunnen de kosten per gereden kilometer bepaald worden. Deze zijn weergegeven in Figuur 14.

Figuur 14 Voertuig- en brandstofkosten voor de verschillende routes



Noot: Een levensduur van 960.000 km is aangenomen. Andere kosten worden verondersteld niet significant anders te zijn. De vergelijking met de dieselprijs is niet absoluut, maar dient alleen om de kosten van de andere routes in perspectief te plaatsen. De dieselprijs is niet gebaseerd op enkel de kosten voor productie en transport.

Uit de figuur blijkt dat met name de brandstofkosten hoger zijn dan de brandstofkosten voor een conventioneel voertuig met diesel als brandstof. Waarbij de gemiddelde brandstofprijs tussen 2012 en 2014 als uitgangspunt is genomen. De voertuigkosten per kilometer zijn, in verhouding tot de brandstofkosten, relatief beperkt, en het hoogst voor de brandstofcel trucks als gevolg van de hogere aanschafkosten.

Het gat tussen de huidige kilometerprijs voor een dieselveertuig en een voertuig op basis van duurzaam geproduceerde waterstof of vloeibaar gas is groot. Het varieert tussen factor van ruim 2 (waterstoftransportroute 1) en ruim 4 (waterstoftransportroute 3).

Hierbij moet wel gerealiseerd worden dat de transportkosten per kilometer waarschijnlijk hoger liggen. De tanks van waterstof en LSNG nemen namelijk een aanzienlijk groter volume en gewicht in, wat waarschijnlijk ten koste gaat van het transportvolume en -gewicht. De tanks voor gasvormige opslag (zoals in waterstoftransportroute 3 en 4) zijn hierbij het zwaarst (ruim 16 keer het gewicht en ruim 7 keer het volume van een dieseltank). Deze effecten zijn in deze verkennende studie niet meegenomen.



6 De gevolgen van de doorbraak van duurzame brandstoffen in het zware goederenvervoer over de weg

Als het hele zware goederenvervoer al dan niet verplicht overstapt naar duurzame brandstoffen als waterstof en LSNG zal de uitstoot van broeikasgassen drastisch worden verlaagd. Het zijn andere landen dan in het verleden die ons voorzien van brandstoffen. Daarnaast komt er een nieuwe brandstofinfrastructuur en zal het tanken anders verlopen.

6.1 Aardgassector

In het zware goederenverkeer speelt aardgas vrijwel geen rol. LNG wordt wel toegepast, op dit moment nog in beperkte mate maar verdere groei wordt wel verwacht. Deze LNG wordt in Nederland vooral geïmporteerd. Bio-LNG gemaakt van biogas wordt wel in Nederland geproduceerd, maar de volumes bio-LNG zijn relatief nog (zeer) klein. Wat betreft het LNG-gedeelte van de aardgassector zijn er enkel positieve effecten te verwachten: nieuwe LNG-import of zelfs productie van LNG voor het zware goederenverkeer.

Hoewel de productie van waterstof voornamelijk plaatsvindt via stoomreformatie van aardgas, wordt er voor het zware goederenvervoer nog geen waterstof geproduceerd. De negatieve impact op de aardgassector lijkt dus beperkt. Wel ligt het in de lijn der verwachting dat ook conventionele waterstofproductie vervangen wordt door duurzame productie.

6.2 Elektriciteitssector

In uitgangspunt van deze studie is veronderstelt dat de elektriciteitsproductie voor de brandstoffen plaatsvindt buiten Europa. In die zin is er geen impact aan de productiezijde van de elektriciteitssector. De scenario's die uitgaan van conversie naar waterstof of LSNG in Nederland eisen echter wel extra DC-kabels (point-to-point) en in sommige scenario's zal er ook elektriciteitsdistributie over het binnenlandse AC-net plaatsvinden. Het gaat dan om een additioneel vermogen van 3 tot 7 GW, waarvan is aangenomen dat hiervoor nieuwe kabels worden getrokken. Of dit ook daadwerkelijk gebeurt zal afhangen of er op het AC-net nog voldoende capaciteit is en waar de productielocaties liggen. Bij toenemende verduurzaming van de energieproductie (zowel decentraal als centraal) zijn sowieso aanpassingen van de binnenlandse AC-infrastructuur te verwachten.



6.3 De consument en transporteur

De kosten voor duurzame brandstoffen liggen aanzienlijk hoger dan de kosten voor fossiele brandstoffen. Dit zal tot uiting komen in hogere transportkosten en, indien dit wordt doorgerekend in producten, tot duurdere producten. De transporteur zal de grootste verandering merken. Voor zover zijn trucks nog niet op LNG rijden zal hij nieuwe LNG- of waterstoftrucks moeten aanschaffen. Daarbij is het onvermijdelijk dat er extra volume en gewicht nodig zijn voor de brandstoffen. Dit zal samen met de hogere brandstofprijzen leiden tot hogere transportkosten. Ook het tanken van waterstof en LSNG verloopt anders dan gebruikelijk en de veiligheidsprotocollen zijn anders (Bikker, 2014). Of er verder veranderingen zijn voor de transporteur hangt af van de precieze situatie in de periode 2025-2050.

6.4 Leveringszekerheid en importdiversificatie

Leveringszekerheid en diversificatie van de import zijn altijd belangrijke randvoorwaarden binnen de energievoorziening. Deze randvoorwaarden zijn niet expliciet meegenomen in het toekomstbeeld dat dit rapport schetst. De aanname dat alle energie voor het zware goederenvervoer zijn oorsprong heeft in de Westelijke Sahara, is waarschijnlijk niet wenselijk met het oog op diversificatie van de import, het is illustratief bedoeld.

Met betrekking tot de leveringszekerheid is het van belang om de productie van elektriciteit, waterstof en LSNG te spreiden over diverse installaties en hierbij rekening te houden met redundantie. Zo kan voorkomen worden dat onderhoud, defecten of sabotage ernstige gevolgen hebben voor de brandstofvoorziening van het zware goederenverkeer over de weg. In dit rapport is hier geen rekening mee gehouden.

6.5 Veiligheidsaspecten

Doordat fossiele autobrandstoffen zullen verdwijnen, verdwijnen de veiligheidsrisico's die hierbij horen ook. Zij zullen vervangen worden door de veiligheidsrisico's die bij waterstof en/of LSNG horen.

6.5.1 Waterstof

Waterstof wordt in het algemeen ervaren als zeer gevaarlijke en explosieve stof, onder andere vanwege de associatie van waterstof met de waterstofbom en de Hindenburg-ramp, een waterstof zeppelin die in 1937 explodeerde (SBC Energy Institute, 2014). In werkelijkheid zijn er relatief weinig incidenten met waterstof en wordt er in de industrie al jaren veilig mee gewerkt. Zoals elke brandstof is waterstof gevaarlijk, maar de gevaren kunnen via veiligheidsprotocollen, regelgeving en standaarden goed gewaarborgd worden.

Waterstof onderscheidt zich wel van andere brandstoffen op diverse vlakken (SBC Energy Institute, 2014):

- Klein, licht molecuul: door de kleine moleculagrootte kan het heel makkelijk diffunderen door de microstructuur van materialen en hierdoor ook materialen aantasten. Doordat waterstof heel licht is, diffundeert het snel in de lucht waardoor de explosiekans klein is. In gesloten ruimtes of installaties concentreert waterstof zich bovenin, waardoor het explosiegevaar toeneemt.
- Kleur- en geurloos: hierdoor zijn waterstoflekken moeilijk te ontdekken, sensoren zijn nodig voor detectie.



- Onzichtbare vlam: waterstof vlammen zijn in daglicht moeilijk te zien waardoor branddetectiesensoren erg belangrijk zijn. Bovendien zijn de vlammen verticaal en straalt het relatief weinig warmte af, waardoor de kans op additionele ontbrandingen klein zijn.
- Brandbaar bij grote range aan concentraties (4-75%): bij hoge concentraties is er waterstof snel ontvlambaar (weinig energie nodig) bij lage concentraties geldt het omgekeerde.
- Expansiegedrag: in tegenstelling tot de meeste andere gassen warmt waterstof op als gecompriemd waterstof expandeert naar omgevingsdruk.
- Niet giftig, geen broeikasgas.

6.5.2 LSNG

L(S)NG is niet intrinsiek gevaarlijker dan andere brandstoffen, maar onderscheidt zich wel van andere brandstoffen door bijvoorbeeld haar extreem lage temperatuur, waardoor de veiligheidsaspecten wel (deels) anders zijn. Via veiligheidsprotocollen, regelgeving en standaarden moeten de veiligheidsrisico's zoveel mogelijk beperkt worden.

Enkele onderscheidende risicoaspecten van LNG zijn (Drube, et al., 2012):

- Vloeibaar door lage temperatuur.
- LNG is lichter dan water en verdampt (NG) is lichter dan lucht: hierdoor kookt LNG bovenop water. Zolang haar temperatuur lager is dan -107°C (bij atmosferische druk) is het verdampte gas lichter dan lucht en concentreert het zich op de grond, bij hogere temperaturen is het lichter dan lucht en diffundeert het snel in de lucht (of concentreert het zich bovenin een gesloten ruimte).
- Geurloos en (indirecte) zichtbaarheid: LNG verdampt op atmosferische druk bij -162°C , het verdampen is zichtbaar als een condensatiewolk doordat vocht in de lucht condenseert. LNG is zichtbaar als een plas vloeistof, een condensatiewolk of als ijsvorming bij een lek; het gas zelf is geurloos.
- Explosiegevaar kan beperkt worden door een goed ontwerp van tanks: geen zuurstof in tanks zodat het LNG in de tank niet in een keer kan verbranden, LNG niet onder druk zodat er geen snelle ontlading plaatsvindt;
- Een hogere ontbrandingstemperatuur dan diesel of benzine en alleen brandbaar in concentraties van 5 tot 15%.
- Niet giftig, wel een broeikasgas.
- Er zijn (in de VS) nauwelijks ernstige ongelukken geweest met LNG.

6.5.3 Transportbeperkingen

In Nederland wordt via het 'Basisnet' beperkingen gelegd op het vervoer van gevaarlijke stoffen om de veiligheidsrisico's te beperken. Uit een rapport van CE Delft, TNO en ECN (CE Delft, TNO, ECN, 2013) blijkt dat de acceptabele risico's voor een groot deel van het wegennet worden overschreden bij transport van LNG over de weg. Dit komt voornamelijk omdat op deze wegen LPG de risicobepalende stof is, die het grootste deel van de risicoruimte opvult. In dit rapport is aangenomen dat er geen fossiele brandstoffen, en dus ook geen LPG, meer in het wegverkeer gebruikt worden. In hoeverre dit ruimte creëert binnen de risicoruimte voor LNG-wegtransport is onduidelijk. Of het transport van waterstof ook leidt tot transportbeperkingen bij distributie over de weg is niet bekend. De benodigde analyse om dit te bepalen valt niet in de scope van dit rapport.



Uit het zelfde rapport (CE Delft, TNO, ECN, 2013) blijkt dat er in het ‘basisnet water’ meer ruimte is, waardoor transport van LNG en waterstof per binnenvaartschip een kansrijkere transportoptie is. Binnenlands transport per trein is zo goed als uitgesloten omdat de Nederlandse spoorwegen veel binnensteden doorkruisen.

Met deze beperkingen is in de transportroutes al zoveel mogelijk rekening gehouden.



7 Conclusies

In deze tweede CE View worden de effecten geanalyseerd van een toekomst-scenario waarin het zware goederenvervoer over de weg op duurzaam gas rijdt. Om aan de benodigde hoeveelheden gas te komen zijn twee opties bekeken:

- waterstof, gasvormig (onder hoge druk) of vloeibaar (bij zeer lage temperatuur);
- synthetisch LNG (Liquified Synthetic Natural Gas, LSNG).

Beide worden geproduceerd uit duurzame elektriciteit.

Productie en transportroutes

In dit rapport is als uitgangspunt genomen dat de duurzame elektriciteits-capaciteit in Europa volledig wordt benut door andere sectoren zoals de industrie en gebouwde omgeving. De elektriciteit die nodig is voor het zware goederenvervoer moet derhalve elders, buiten Europa, worden geproduceerd. Wij gaan uit van productie op basis van Concentrating Solar Power (CSP) in de Westelijke Sahara. Hier is voldoende capaciteit om de benodigde hoeveelheden energie te produceren, naar verwachting tussen de 30 en 60 TWh/jaar voor Nederland. Dit vergt wel veel grondgebruik: 10 tot 25 km² aan effectief CSP-oppervlak.

Waterstof kan vervolgens via elektrolyse uit water geproduceerd worden, LSNG kan dan uit waterstof en koolstofdioxide (CO₂) gemaakt worden. Deze productie kan ofwel op locatie, in de Westelijke Sahara, plaatsvinden, ofwel centraal of decentraal in Nederland. Bij productie in de Sahara kan het gas per schip of gasleiding naar Nederland worden vervoerd, anders moet de elektriciteit naar Nederland worden getransporteerd.

Zo zijn er verschillende infrastructurele routes (transportketens) te bedenken, waar in alle gevallen nieuwe infrastructuur voor nodig is. Elke route begint met de productie van duurzame elektriciteit en loopt via productie van de waterstof of LSNG en opslag naar de eindgebruiker.

In dit rapport zijn in totaal negen verschillende routes onderzocht. Deze transportketens zijn (globaal) doorgerekend op ketenefficiëntie en kosten.

Hieruit blijkt dat waterstof energetisch het voordeligst centraal in West-Sahara kan worden geproduceerd in de vorm van vloeibaar waterstof. Met waterstoftankers wordt het waterstof vervolgens naar de Rotterdamse haven getransporteerd. Ook de binnenlandse distributie vindt voor het grootste deel plaats per schip en voor het laatste deel per tankwagen. De ketenefficiëntie tot aan de vrachtauto (Well-to-Tank, WTT) is dan 50%, als we ook de voertuigaandrijving meenemen komt de hele keten-efficiëntie (well-to-wheel, WTW) op 22%.

Dit is tevens de goedkoopste route. De brandstofkosten voor deze route op basis van productie en transport zijn geschat op 0,06 €/MJ waterstof ofwel 0,62 €/vkm, ruim twee keer zo hoog als de huidige brandstofkosten voor diesel.

De brandstofkosten van waterstof (per km) liggen voor vrijwel alle transportketens lager dan voor LSNG. Hier staan echter wel hogere voertuigkosten



tegenover, en is ook nog geen rekening gehouden met de kosten voor derving van transportvolume doordat rijden op waterstof een grotere en zwaardere brandstoftank vergt.

In de meest energie-efficiënte en goedkoopste LSNG-keten wordt LSNG geproduceerd nabij de elektriciteitsproductie in de Westelijke Sahara en vervolgens per schip getransporteerd naar Nederland. De WTT-efficiëntie is dan ca. 38%, de WTW-efficiëntie ca. 15%. De brandstofkosten voor deze route zijn geschat op 0,09 €/MJ LSNG ofwel 1,1 €/vkm, ruim vier keer zo hoog als de huidige brandstofprijs voor diesel. De meerkosten voor de voertuigen zijn beperkt, en aanzienlijk lager dan van waterstofvoertuigen.

De benodigde nieuwe infrastructuur vergt voor alle routes grote investeringen. Het kan dan gaan om nieuwe waterstof- of LNG-tankers, gasleidingen of HVDC elektriciteitskabels. Bij LSNG kan er deels aangehaakt worden op de bestaande of in ontwikkeling zijnde infrastructuur (LNG-vulpunten en terminals), voor waterstof is dat niet het geval. De grootste kostenpost is echter bij alle routes de elektriciteitsproductie, oftewel de CSP-centrale.

Met name de waterstofroutes kennen daarnaast nog een aantal technische uitdagingen. De waterstoftankers die nodig zijn voor het transport van waterstof naar Nederland zijn in ontwikkeling, maar of ze in de periode 2025-2050 commercieel beschikbaar zijn is nog zeer de vraag. Het alternatief is productie van waterstof decentraal in Nederland, waarbij de elektriciteit via hoogspanningskabels naar de vulpunten wordt getransporteerd. De lengte voor het aanleggen van deze HVDC-kabel van Noord-Afrika naar Nederland is ongekend (3.300 km), ca. zes keer zo lang als de langste HVDC-kabel op dit moment.

LSNG en CO₂

Om waterstof te produceren is zuiver water nodig, voor LSNG productie wordt vervolgens CO₂ gebruikt. Deze komt tijdens de verbranding weer vrij. Voor productie van klimaatneutraal LSNG moet CO₂ worden gebruikt die ofwel uit biomassa is gewonnen ofwel is afgevangen van industriële procesemissies.

Gezien de verwachte verduurzaming van de elektriciteits- en industriële sectoren zullen waarschijnlijk alleen de procesemissies van staalproductie en mogelijk ook van de productie van cementklinker op termijn nog beschikbaar zijn. Hierbij ontstaat voldoende CO₂ om het zware goederenverkeer over de weg in Nederland van LSNG te voorzien, ook als heel Europa volgt. CO₂ wordt echter wel een beperkende factor als ofwel ook andere sectoren de CO₂ willen gebruiken ofwel het aanbod aan CO₂ lager wordt dan hier is aangenomen.

Koolstofdioxide kan ook uit de lucht gewonnen worden, maar hierdoor neemt de ketenefficiëntie verder af en nemen de productiekosten voor LSNG aanzienlijk toe (12 tot 14% per vkm).

Voertuigen

Het gebruik van waterstof in voertuigen staat het verst weg van de huidige praktijk. Het kan worden toegepast in verbrandingsmotoren, maar de energie-efficiency wordt beter als het in brandstofcellen wordt ingezet. LSNG kan direct de huidige LNG vervangen in LNG-trekkers die steeds meer in opkomst zijn. Ook LNG-trekkers hebben andere motoren dan dieseltrekkers, maar die zijn technisch al ver ontwikkeld en de meerkosten zijn beperkt.



Ten opzichte van dieseltrekkers neemt het gewicht en het volume voor de duurzame brandstof aanzienlijk toe: zowel LSNG als waterstof hebben ook in vloeibare vorm een aanzienlijk lagere energie-inhoud dan diesel. Bovendien moeten zij onder zeer lage temperatuur of hoge druk worden opgeslagen, waardoor de tanks zwaarder en groter worden. Zo is het gewicht van een waterstoftank 14 tot 16 keer groter dan die van diesel bij een actieradius van 1.000 km. Bij LSNG is dat slechts 3,5 keer. Dit zal ten koste gaan van de transportmassa en -volume (in vergelijking met dieseltrekkers), wat hoogstwaarschijnlijk leidt tot hogere transportprijzen.

Wat als Europa volgt?

Een overstap van het zware goederenverkeer naar duurzame brandstoffen zal op internationale, liefst Europees schaal moeten plaatsvinden, het zware goederenverkeer is veelal internationaal transport.

Ook als heel Europa overstapt is het technisch mogelijk om voldoende energie op te wekken in de Westelijke Sahara. Voor de productie van waterstof zijn er op dat punt geen grote haalbaarheidsproblemen te verwachten. Ook LSNG productie lijkt mogelijk op deze schaal, al kan de beschikbaarheid van CO₂ een beperkende factor zijn, aangezien de benodigde hoeveelheid CO₂ van vergelijkbare orde van grootte is als de beschikbare hoeveelheid in Europa.

De belangrijkste gevolgen

Het gebruik van diesel en LNG in deze sector gaat in dit toekomstbeeld naar nul, net als de uitstoot van broeikasgassen door het zware goederenvervoer. Het zijn andere landen dan nu die ons voorzien van brandstoffen. Er komt een nieuwe brandstofinfrastructuur, tanken zal andere verlopen en er zijn andere veiligheidsprotocollen van kracht. De transportkosten zullen stijgen, de brandstofkosten per kilometer liggen aanzienlijk hoger dan in de huidige (diesel) situatie, de voertuigkosten nemen toe en er kan minder volume per keer getransporteerd worden.





8 Bibliografie

Bikker, M., 2014. *Veilig LNG tanken (presentatie namens Rolande LCNG)*.
http://www.brandweerkennisnet.nl/publish/pages/23721/marcel_bikker_rolandelng_veilig_tanken.pdf
[Geopend 2014 december 22].

BioCat Project, 2014. [Online]
<http://biocat-project.com/>
[Geopend 21 november 2014].

Brownsort, P., 2013. *Briefing: CCS for Industrial Sources of CO₂ in Europe*.
sl: Scottish Carbon Capture & Storage (SCCS).

CBS, 2014. *Bottom-up berekening CO₂ van vrachtauto's en Trekkers*, sl: CBS.

CE Delft, TNO, ECN, 2013. *Natural gas in transport, An assesment of different routes*, Delft: CE Delft.

CE Delft, 2012. *vertrouwelijk rapport*, sl: sn

CE Delft, 2013. *Natural gas in transport - an assessment of different routes*,
Delft: CE Delft.

CE Delft, 2013. *Zero emission trucks*, Delft: CE Delft.

Chen, X., 2014. *Why long-term dry bulk investors should follow newbuild prices*.
<http://marketrealist.com/2014/04/why-long-term-dry-bulk-investors-should-follow-newbuild-prices/>
[Geopend 8 januari 2015].

DACE, 2009. *Prijzenboekje*. Doetinchem: Reed Business.

DNV KEMA, 2013. *Systems analyses Power to Gas: A technology review*,
Groningen: DNV KEMA.

Drube, T., Haukoos, B., Thompson, P. & Williams, G., 2012. *An Initial Qualitative Discussion on Safety Considerations for LNG Use in Transportation (draft)*, sl: National Petroleum Council (NPC).

EC, 2011. *Impact Assessment Accompanying the Energy Roadmap 2050*,
Brussel: Europese Commissie.

Edenhofer, O.; et al, 2012. *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*,
sl: IPCC.

EU, 2010. *ROADMAP 2050 - a practical guide to a prosperous low-carbon Europe, Volume 1: Technical and Economic Analysis*, Brussel: EU.



EVO, 2014. *Gemiddelde dieselolieprijs Nederland in € centen*.
[http://www.evo.nl/site/dieselprijs-nederland/\\$FILE/Dieselprijzen_2014_wk52.xls](http://www.evo.nl/site/dieselprijs-nederland/$FILE/Dieselprijzen_2014_wk52.xls)
[Geopend 22 december 2014].

Fraunhofer ISE, 2013. *Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies*, Freiburg: Fraunhofer ISE.
Green Car Congress, 2013. *Kawasaki Heavy to build first ocean-going liquid hydrogen tanker with demo in 2017; H2 for transport, industry, power in Japan*.
<http://www.greencarcongress.com/2013/09/20130928-khi.html>
[Geopend 8 januari 2015].

Grontmij Nederland, 2005. *Waardebepaling kleine ondergrondse infrastructuur, Vervangingswaarde van kabels en leidingen in Nederland*, Houten: Stichting Pipeline.

Hawkins, S., 2006. *Technological Characterisation of Hydrogen Storage and Distribution Technologies*, sl: PSI/UKSHEC.
Hermann, H., Emele, L. & Loreck, C., 2014. *Prüfung der klimapolitischen Konsistenz und der Kosten von Methanisierungsstrategien*, Berlijn: Öko-Institut e.V..

Hey, B., 2012. *Power-to-Gas als Möglichkeit zur Speicherung eines Energieüberangebots und als Bestandteil eines flexiblen Demand Side Managements*, Master thesis, Hamburg: Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg.

IEA, 2013. *Technology Roadmap, Carbon capture and storage 2013 edition*, Parijs: OECD/IEA.

Ingason, H. T., Ingolfsson, H. P. & Jensson, P., 2008. Optimizing site selection for hydrogen production in Iceland. *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 33, 3632-3643.

IPCC, 2005. *Carbon Dioxide Capture and Storage*, Cambridge: Cambridge University Press.

JEC, 2007. *Well-to-Wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context, WELL-TO-WHEELS Report Version 2c, Appendix 2*, sl: IET JEC.

JRC, 2003. *Hydrogen storage: state-of-the-art and future perspective*, sl: Europese Commissie.

JRC, 2009. *Liquefied Natural Gas for Europe - Some Important Issues for Consideration*, sl: Europese Commissie.

LNG24, 2014. *Wat kost LNG?*
<http://www.lng24.com/nl/rijden-op-lng/wat-kost-lng/>
[Geopend 9 december 2014].

Metz, B. & al et, 2005. *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, sl: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

Mokhatab, S., Mak, J. Y., Valappil, J. V. & Wood, D. A., 2014. *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Oxford: Elsevier.



NREL, 2008. *Longer-Term (2025) Hydrogen Production from Central Grid Electrolysis, calculatiesheet*, sl: sn.

PBL en ECN, 2013. *Uitgangspunten voor het referentiep pad bij de evaluatie van het SER-energieakkoord*, sl: PBL.

PBL, 2014. *Achtergronden van de NEV-raming Verkeer en Vervoer - Verkeer en vervoer in de Nationale Energieverkenning 2014*, Bilthoven: Planbureau voor de Leefomgeving.

Rijksoverheid, 2008. *RAPPORTAGE OVER 2007, INGEVOLGE ARTIKEL 4, EERSTE LID, VAN RICHTLIJN 2003/30/EG ter bevordering van het gebruik van biobrandstoffen of andere hernieuwbare brandstoffen in het vervoer*. <http://www.rijksoverheid.nl/bestanden/documenten-en-publicaties/kamerstukken/2008/08/14/rapportage/bijlagea.pdf> [Geopend 22 december 2012].

Roads2HyCom, 2009a. *European Hydrogen Infrastructure and Production*. www.ika.rwth-aachen.de/r2h/index.php/European_Hydrogen_Infrastructure_and_Production [Geopend 22 december 2014].

Roads2HyCom, 2009a. *Well to Tank Technology Pathways and carbon balance*, sl: sn.

Roads2HyCom, 2009b. *Analysis of the Current Hydrogen Cost Structure*, sl: sn.

Rob Willems, H. M.-i. ' V. (. N. L. (., 2014. *Bottom-up berekening CO₂ van vrachtauto's en trekkers*, Den Haag: CBS.

Rooijers, F., Croezen, H., Cherif, S. & Schouten, H., 2014. *CCS bittere noodzaak bij stringent klimaatbeleid - de economische impact van Carbon Capture Storage*, Delft: CE Delft.

SBC Energy Institute, 2014. *Hydrogen-Based Energy Conversion FactBook*, sl: Schlumberger SBC Energy Institute.

Smolinka, T., Günther, M. & Garcke, J., 2011. *NOW-Studie 'Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien'*, sl: Fraunhofer ISE en FCBAT.

Songhurst, B., 2014. *LNG Plant Cost Escalation*, Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies/University of Oxford.

Total, 2014. *Proficiency in all cryogenic processes*. <http://www.total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/strategic-sectors/lng/expertise/liquefaction> [Geopend 28 november 2014].

UnitedConsumers, sd *Opbouw brandstofprijzen*. <https://www.unitedconsumers.com/tanken/informatie/opbouw-brandstofprijzen.asp> [Geopend 9 januari 2015].

Weinert, J., 2005. *A Near-Term Economic Analysis of Hydrogen Fueling Stations*, Davis, California: MSc Thesis, University of California.





Bijlage A Elektrolyse en methanisatie

A.1 Elektrolyse: van elektriciteit naar waterstof

Bij elektrolyse wordt zuiver water gesplitst in waterstof en zuurstof onder invloed van een elektrische stroom, die een proces van ionentransport in gang zet. Hiervoor is zuiver water nodig, daarom moet water eerst gedeïoniseerd worden, en in het geval van zeewater ook nog eerst ontzilt worden. Er zijn een aantal verschillende technologieën voor elektrolyse, de belangrijkste zijn Alkaline Elektrolyse (AEL) en Proton Exchange Membrane Elektrolyse (PEMEL).

Een andere methode, Solid Oxide Elektrolyse (SOEL), zit nog in een vroeg R&D-fase. Hierdoor is er te weinig betrouwbare informatie beschikbaar om deze technologie in deze studie mee te nemen. Wel biedt deze technologie interessante kansen, omdat het de mogelijkheid biedt voor een efficiënte combinatie met chemische mechanisatie en elektrolyse in één proces.

Een elektrolyse-installatie bestaat naast de elektrolyser modules ook nog uit randapparatuur: waterbehandeling, compressoren, droging en zuivering van het waterstofgas.

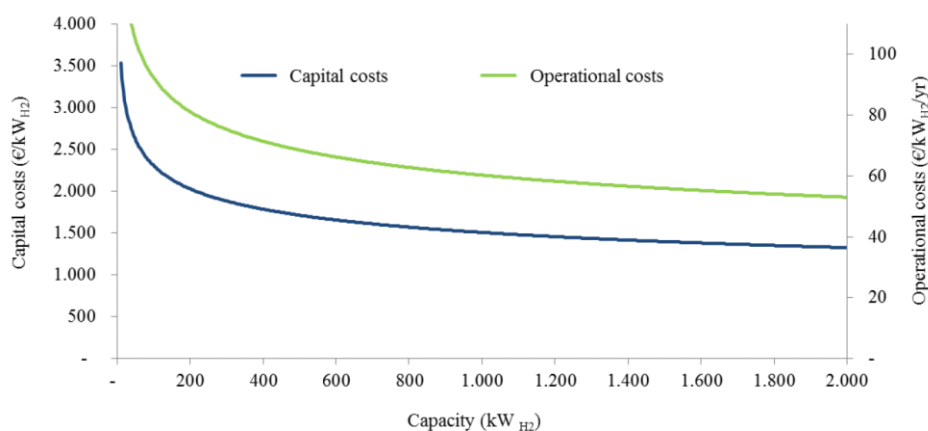
In dit rapport wordt uitgegaan van elektrolyse op basis van PEMEL, omdat de investeringskosten hiervoor lager zijn, de technologie op deellast kan draaien en omdat het rendement van PEMEL hoger is dan AEL. Dit zal in de volgende twee paragrafen verder worden toegelicht.

AEL

Dit type elektrolyser is een commercieel volwassen technologie. Het bestaat uit elektrodes in een vloeibaar corrosief elektrolyt die gescheiden worden door een selectief diafragma.

De kosten van een AEL zijn relatief hoog en de levensduur is relatief lang, maar het rendement is lager dan PEMEL. Het is geschikt voor grootschalige waterstofproductie, maar is niet goed in staat om te produceren in deellast of onder variabele belasting. Een vergelijking van AEL met PEMEL is weergegeven in Tabel 10. Figuur 15 toont de kostencurves van AEL.

Figuur 15 Kostencurves van AEL



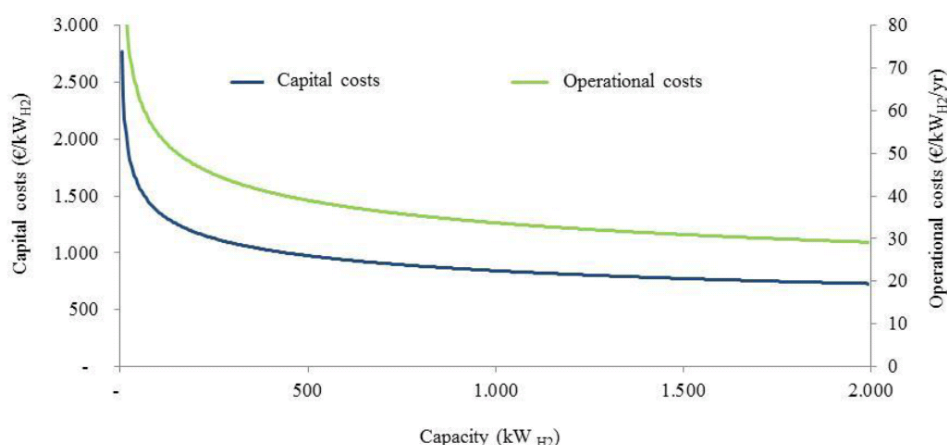
Bron: (DNV KEMA, 2013).

PEMEL

Dit type elektrolyser is in een vroeg commercieel stadium. In plaats van een elektrolyt met een diafragma, wordt er in deze technologie gebruik gemaakt van een Proton Exchange Membrane. Dat is een polymeer die het ionen-transport tussen de twee gescheiden elektrodes mogelijk maakt. Deze technologie wordt gekenmerkt door haar flexibiliteit (koude starttijd, reactietijd en mogelijkheid om op deellast te draaien). Dit maakt deze elektrolyser geschikt om gekoppeld te worden aan een intermitterende elektriciteitsbron als windenergie.

Hoewel de levensduur van PEMEL korter is, is het potentiële rendement aanzienlijk hoger dan AEL. Een vergelijking van AEL met PEMEL is weergegeven in Tabel 10. Figuur 16 toont de kostencurves van PEMEL.

Figuur 16 Kostencurves PEMEL (kosten na 2020)



Bron: (DNV KEMA, 2013).

Tabel 10 Vergelijking tussen AEL en PEMEL voor de stand in 2020-2030

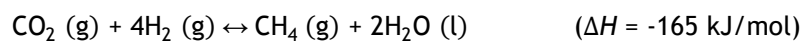
Specificatie	AEL	PEMEL
Celtemperatuur	60-90 °C	60-90 °C
Celdruk	< 60 bar	< 100 bar
Stroomdichtheid	< 0,8 A/cm ²	1,5-3,0 A/cm ²
Rendement (elektrisch, HHV)	67% (range 67-87%)	82% (range 82-93%)
Waterstofproductie per systeem	< 1.500 Nm ³ /uur	< 500 Nm ³ /uur
Deellast ondergrens	10-20 %	0-5 %
Levensduur systeem (incl. revisie)	-30 jaar	-30 jaar
Koude starttijd	minuten tot uren	minuten
Reactietijd	seconden tot minuten	seconden
Investeringskosten (CAPEX)	750 €/kW H ₂	1.300 €/kW H ₂
Operationele kosten (excl. elektriciteit)	4%	4%
Deïonisatie en nabehandeling van het waterstof	18% van jaarlijkse kosten elektrolyser (NREL, 2008)	
Ontziltling (Westelijke Sahara)	3 €/m ³ (DACE, 2009)	

Voordelen AEL	Nadelen AEL	Voordelen PEMEL	Nadelen PEMEL
Commercieel volwassen			Vroeg commercieel stadium
	Trage reactietijd en koude starttijd	Snelle reactietijd ook vanaf koude start	
	Relatief laag rendement	Relatief hoog rendement	
	Relatief hoge kosten	Relatief lage kosten en groot potentieel voor kostenreductie	
	Niet in lage deellast te gebruiken	Kan op zeer lage deellast opereren	
Langere levensduur			Kortere levensduur
Grote productiecapaciteit			Beperkte productiecapaciteit

Bron: (DNV KEMA, 2013; Smolinka, et al., 2011), tenzij anders vermeldt.

A.2 Methanisatie: van waterstof naar aardgas

Om tot LNG als eindproduct te komen, moet het waterstof dat via elektrolyse is verkregen geconverteerd worden naar aardgas. In dit zogenaamde methanisatieproces treedt (netto) de Sabatierreactie op (DNV KEMA, 2013):



Dit is een sterk exotherme reactie van waterstof met koolstofdioxide waarbij methaan (de belangrijkste component van LNG) en water worden gevormd. Voor de vorming van LNG is een CO₂-bron dus noodzakelijk, hierdoor is de hoeveelheid produceerbare LNG sterk gerelateerd aan de hoeveelheid CO₂ dat tegen acceptabele kosten (geld, energie en milieu) te winnen is. Methanisatie kan plaatsvinden via twee fundamenteel verschillende principes, via (1) chemische katalyse of via (2) een biologisch proces. In de achterliggende analyses van dit rapport is gekozen voor chemische methanisatie, omdat dit een ontwikkelde technologie is waarbij opschaling goed mogelijk is.

Chemische methanisatie

Bij chemische methanisatie vindt de Sabatierreactie plaats aan het oppervlak van een katalysator (meestal nikkel) (DNV KEMA, 2013). Omdat dit een exotherme reactie is, moet de reactor gekoeld worden tot een temperatuur van ongeveer 300°C voor optimale productie (SBC Energy Institute, 2014). Hierdoor zijn de verliezen van het systeem voor een belangrijk deel toe te schrijven aan koeling. Het rendement zonder warmteterugwinning is ongeveer 60% (SBC Energy Institute, 2014).

Hoewel grootschalige installaties commercieel beschikbaar zijn (DNV KEMA, 2013), is de toepassing voor Power-to-Gas nog in een demonstratie fase (SBC Energy Institute, 2014). Chemische methanisatie is niet in staat om snel te reageren op een variabele input en heeft een ongeveer een uur nodig voor een koude start van 0-90% (SBC Energy Institute, 2014).



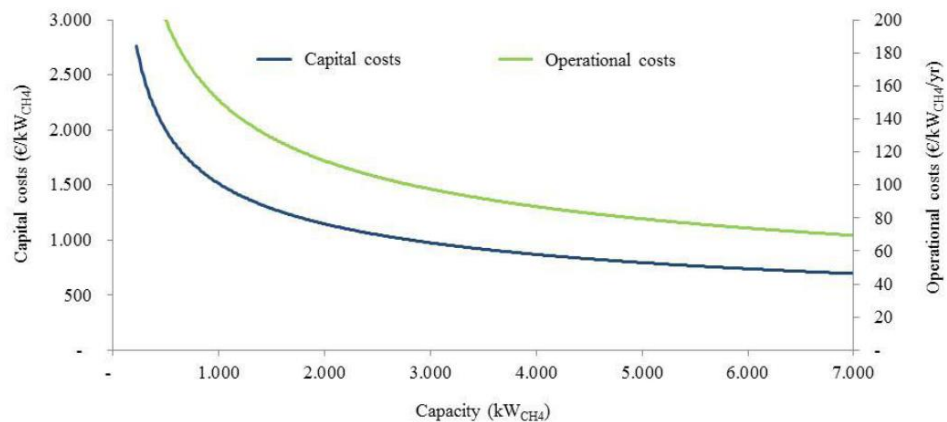
Tabel 11 Voor- en nadelen van chemische methanisatie in vergelijking met biologische methanisatie

Voordelen	Nadelen
Ontwikkelde technologie	Iets lager rendement (~60% excl. WTW, ~80% incl. WTW)
Goed te beheersen	Gebruik van zeldzame metalen in katalysator
Hoge doorstroming en goed opschaalbaar	Hoge temperatuur (~300°C) en relatief hoge druk (1-100 bar)
	Niet flexibel
	Hoge zuiverheid waterstof en CO ₂ nodig

Bron: (SBC Energy Institute, 2014).

Figuur 17 geeft een overzicht van de verwachte investerings- en operationele kosten van biologische methanisatie (DNV KEMA, 2013).

Figuur 17 Investeringskosten en operationele kosten van chemische methanisatie



Opmerking: Een indicatie van de kosten. De zullen in de toekomst waarschijnlijk lager uitvallen omdat momenteel kleine installatie custom-build zijn. Verwachting: 300- 500 €/kW. Bron: (DNV KEMA, 2013).

Biologische methanisatie

Bepaalde bacteriën zijn ook in staat om de Sabatierreactie uit te voeren.

In de literatuur komen hiervoor twee opties naar voren (Hey, 2012):

(1) eencellige anaërobe methanogene archaeobacteriën in een speciale methanisatiereactor en (2) het toevoegen van waterstof aan biogasinstallaties waar door de aanwezige of toegevoegde bacteriën de methaanopbrengst verhoogd wordt.

De methanogene archaeobacteriën nemen waterstof en koolstofdioxide op en stoten methaan uit. Daarnaast gebruiken ze een deel van de chemische energie om te groeien, hierdoor is de energie-efficiëntie (zonder warmte terugwinning) ongeveer ~63%. (SBC Energy Institute, 2014). Daar staat tegenover dat de warmteproductie en verliezen ten opzichte van chemische methanisatie aanzienlijk minder zijn. De archaeobacteriën worden namelijk gehouden bij een reactortemperatuur van 60-70 °C en bij omgevingsdruk (SBC Energy Institute, 2014). De gasstroom die de reactor wordt ingeleid hoeft niet zuiver te zijn, maar mag geen zuurstof bevatten omdat dit de bacteriën doodt. Deze condities brengen een aantal voor- en nadelen ten opzichte van chemische methanisatie met zich mee, zie Tabel 12.



Toepassing van methanogene bacteriën direct in een biogasinstallatie met toevoeging van waterstof, maakt het mogelijk om direct gebruik te maken van de overtollige biogene koolstofdioxide in deze installaties (ongeveer 35% van het biogas) (Hey, 2012).

Biologische methanisatie is echter nog in een ontwikkelingsfase. Het bedrijf Electrochaea werkt met partners aan een eerste demonstratie op commerciële schaal (1 MW elektrische input Power-to-Gas-installatie). Dit project wordt naar verwachting eind 2015 afgerond. (BioCat Project, 2014)

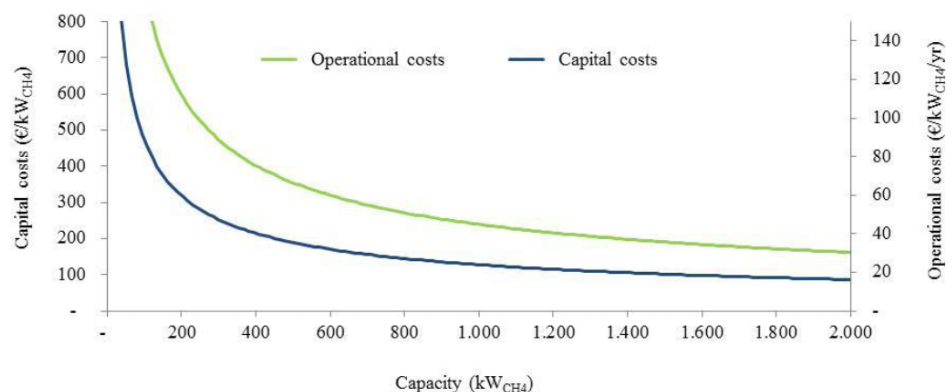
Tabel 12 Voor- en nadelen van biologische methanisatie in vergelijking met chemische methanisatie

Voordelen	Nadelen
Simpel design leidt tot 25% minder investeringskosten en lagere operationele kosten	Technologie nog in ontwikkeling, nog geen demonstratie op commerciële schaal
Lage druk en temperatuur brengen minder risico's met zich mee	Vraagt om relatief grote installaties
Hoge zuiverheid tot 99%	Strikt anaeroob
Flexibel. Een koude start van 0-90% is mogelijk in minder dan een minuut	
Invoergas hoeft niet puur te zijn (wel vrij van zuurstof), dit maakt een besparing van 25% mogelijk op de elektrolyser omdat drogen van het waterstofgas niet noodzakelijk is. Bovendien kunnen afvalstromen CO ₂ direct gebruikt worden.	
Efficiënte combinatie met een biogasinstallatie is mogelijk	
Iets energie-efficiënter (-63% excl. warmteterugwinning, 82% incl.)	

Bron: (SBC Energy Institute, 2014; Hey, 2012).

Figuur 18 geeft een overzicht van de verwachte investerings- en operationele kosten van biologische methanisatie (DNV KEMA, 2013).

Figuur 18 Investerings- en operationele kosten biologische methanisatie (2011 Euro's)



Bron: (DNV KEMA, 2013).



A.3 Beschikbaarheid en kosten van CO₂

Staalproductie:

Bij staalproductie kan bij de huidige productiecapaciteit en productietechnologie maximaal circa 180 Mton/jaar aan CO₂ worden afgevangen. Hierbij wordt ongeveer de helft van de geproduceerde CO₂ geïsoleerd uit hoogovensgas en wordt de andere helft afgevangen bij gebruik van het resterende hoogovensgas in fornuizen en boilers. De afvangkosten bedragen circa € 40 tot 50 per ton CO₂. De concentratie in hoogovensgas en in rookgassen bij ondervuring met CO₂-arm hoogovensgas zijn vergelijkbaar hoog (30-40%).

De locaties van de hoogovens in de EU is gegeven in Figuur 19.

Cementproductie:

Bij productie van cementklinker kan bij de huidige productiecapaciteit en productietechnologie maximaal circa 100 Mton CO₂/jaar worden afgevangen, ongeveer 90% van de totale emissies uit ontleding van kalksteen en brandstofgebruik. De afvangkosten bij maximale afvang bedragen bij de huidige stand der techniek voor afvangtechnologie circa € 60/ton CO₂, inclusief kosten voor elektriciteitsconsumptie bij CO₂-compressie.

Als alternatief kunnen ook enkel de CO₂-emissies bij ontleding van kalksteen worden afgevangen, ongeveer 50% van de totale emissies per ton cementklinker. De afvangkosten voor deze meer geconcentreerde deelstroom bedragen € 25-35 per ton CO₂.

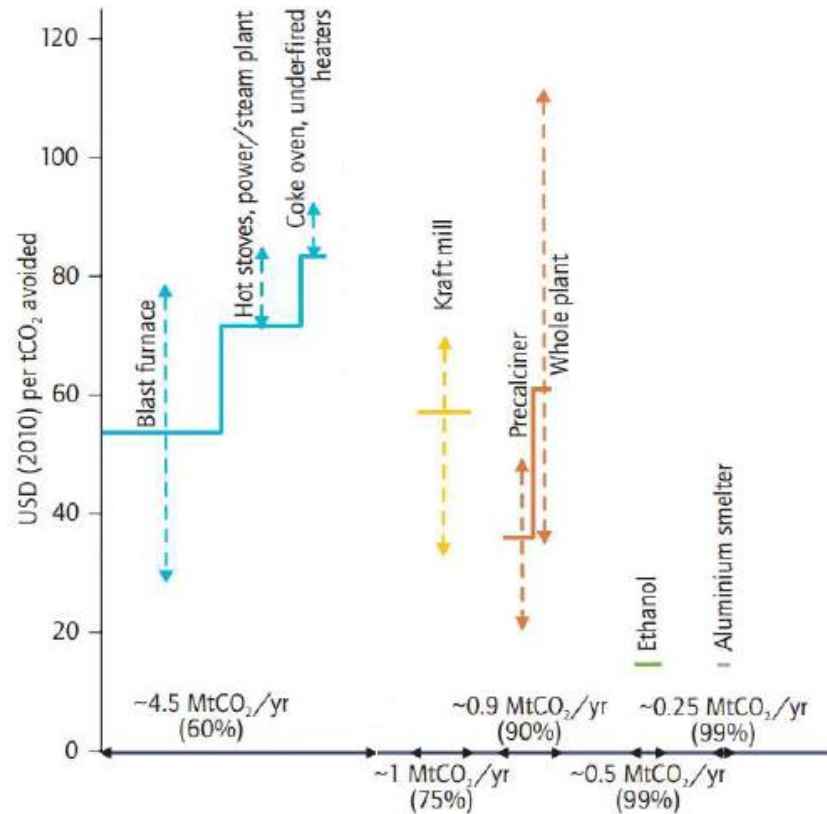
Figuur 19 Locaties van hoogovencomplexen in de EU



Bron: (Brownsort, 2013).

Mogelijk dat ook vergisting en fermentatie van biomassa voor bijvoorbeeld ethanolproductie relevante bronnen zijn. Het potentiële aanbod zal afhangen van de mate waarin in beleid wordt ingezet op gebruik van ethanol in wegvervoer en op vergisting van biomassa voor de productie van groen gas. Een indicatie van de kosten voor afvang bij ethanolproductie zijn gegeven in Figuur 20.

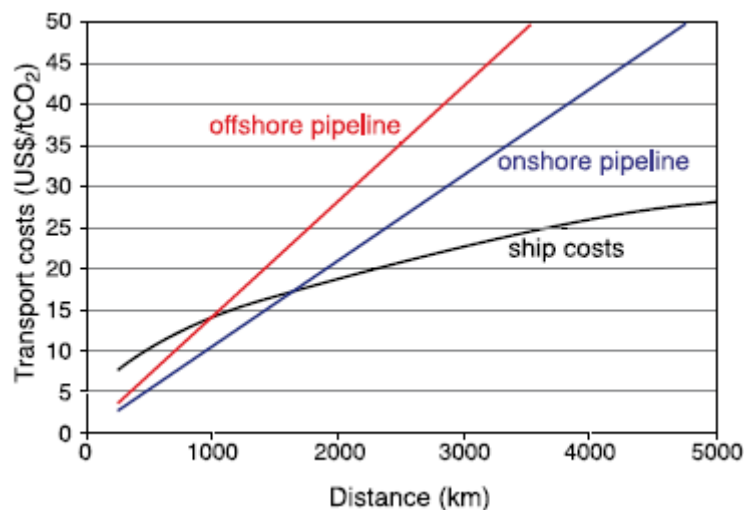
Figuur 20 Indicatie van afvangkosten en potentiële jaarvrucht voor CO₂-afvang bij verschillende typen industriële installaties



Bron: (IEA, 2013).

Transport van CO₂ zal bij productie van CH₄ op basis van stranded duurzame energie per schip moeten plaatsvinden. Een indicatie van de transportkosten als functie van de afstand zijn gegeven in Figuur 21. De kosten hebben betrekking op een schip met 20 kton laadvermogen.

Figuur 21 Kosten voor CO₂-transport (superkritisch) als functie van modaliteit en afstand



Bron: (IPCC, 2005).





Bijlage B Achtergrondinformatie transportroutes en berekeningen

B.1 Verantwoording en opbouw kostenberekeningen

De prijzen die in dit rapport zijn gegeven zijn berekend op basis van de aannames en literatuurwaarden zoals die in deze bijlage zijn opgenomen. De kosten zijn indicaties van investeringskosten (CAPEX) en de bijbehorende geschatte operationele kosten. Niet expliciet meegenomen zijn havenkosten of kosten voor uitbreiding van de haveninfrastructuur (deze is als aanwezig verondersteld), arbeid, kosten voor grond, tankstations, belastingen, accijns, winstmarges, etc.

Voor zover mogelijk is gebruik gemaakt van kostprijzen en rendementen voor de periode 2025-2050, wanneer deze niet beschikbaar waren zijn huidige of historische waarden gebruikt. De volgende kostenposten zijn meegenomen (indien van toepassing voor de betreffende transportroute):

- productie elektriciteit via CSP;
- (tap)water, ontzilting van (zee)water en deïonisatie van water;
- PEM-elektrolyse;
- CO₂ en CO₂-transport naar methanisatielocatie;
- chemische methanisatie;
- verdiensten hergebruik restwarmte indien methanisatie in Nederland;
- nabehandeling van waterstof;
- liquefactie waterstof/methaan;
- compressie van waterstof;
- opslag waterstof, methaan of LSNG ter grootte van 1 dag productie;
- transport per schip;
- transport per tankwagen;
- HVDC-zeekabel;
- HVAC-landkabels;
- gasleiding;
- opslag waterstof of LNG bij het tankstation ter grootte van 1 dag.

De elektriciteitskosten maken in alle gevallen het grootste deel van de kosten uit, afhankelijk van de brandstof en de transport route tussen de 60 en 80%.

Vanwege bovenstaande beperkingen moet er rekening worden gehouden met een ruime onzekerheidsmarge. De kostprijzen en rendementen van de verschillende transportroutes in het hoofdrapport dienen dan ook om de onderlinge verhoudingen van de transportroutes aan te geven en zijn niet bedoelt als zelfstandige feiten.

B.2 Parameters gebruikt bij de (kosten)berekeningen

In Tabel 13 is een overzicht gegeven van de parameters die gebruikt zijn bij de kostenberekeningen.



Tabel 13 Overzicht van de gebruikte parameters

Parameter	Waarde	Bron of toelichting
Elektriciteitsprijs o.b.v. Concentrating Solar Power (CSP)	90 €/MWh	(Fraunhofer ISE, 2013)
Kostprijs tapwater	1 €/m ³	(DACE, 2009)
Ontzilt water Westelijke Sahara	3 €/m ³	(DACE, 2009)
Kostprijs CO ₂ uit de industrie	45 €/ton CO ₂	Gemiddelde van kosten CO ₂ -afvang staalindustrie (45 €/ton) en cementindustrie (30-60 €/ton), zoals genoemd in Paragraaf 2.2
CO ₂ -transportkosten per schip (over 1.500 km afstand)	14 €/ton CO ₂	(IPCC, 2005)
Verkoopprijs warmte	0,01 €/MJ	Op basis van de G-gasprijs in 2030 (0,33 €/m ³ , (PBL en ECN, 2013)) vermenigvuldigt met een boiler efficiency van 90%. Alleen meegenomen bij methanisatie in Nederland, omdat warmte in de Westelijke Sahara niet afgezet kan worden.
Draaiuren	8640 uur/jaar	Gelijk aan 360 dagen per jaar
Annual capital cost	12 %	10 jaar afschrijfperiode (JEC, 2007)
Operationele kosten	2 % van investeringskosten	Veronderstelde operationele kosten (excl. elektriciteit), tenzij anders vermeldt
<i>Energieverbruik per vehicle km</i> - FCHEV (brandstofcel) - LNG (motor, gelijk aan diesel) - ICE DI (dieselmotor)	10 MJ/vkm 12,4 MJ/vkm 12,4 MJ/vkm	(CE Delft, TNO, ECN, 2013)
Dieselprijs Nederland	1,24 €/L (incl. accijns) 0,76 €/L (excl. accijns)	Gemiddelde in de periode 2012 t/m 2014, excl. BTW (EVO, 2014) In 2014 was de accijns op diesel 0,47776 €/L (UnitedConsumers, sd)

B.3 De elementen van de transportroutes nader bekeken

In deze paragraaf worden de elementen van de transportketens, zoals deze in de vorige paragraaf zijn besproken, nader besproken. De afwegingen in die geleid hebben tot de uitkomsten van de vorige paragraaf zullen worden toegelicht.

B.3.1 Elektriciteitstransport: HVAC en HVDC

Voor elektriciteitstransport door kabels zijn er twee gebruikelijke opties, elektriciteit transporteren als wisselspanning via een hoogspanningskabel (HVAC) of elektriciteit transporteren als gelijkspanning via een hoogspanningskabel (HVDC). De eerste optie is het meest gebruikelijk, maar de tweede optie levert minder verliezen op als het transport plaats vindt over lange afstanden. Bij gelijkspanning ontbreken immers verliezen als gevolg van reactief (blind) vermogen, die net als weerstandsverliezen toenemen met de afstand. De kosten voor convertorstations en regelapparatuur zijn hoger voor HVDC-transport, maar de kosten per km zijn lager, waardoor over lange afstanden HVDC-transport goedkoper is.

Een belangrijk nadeel van HVDC-transport is echter dat vertakkingen van de kabels technisch lastig zijn te realiseren. Daarom wordt het vaak toegepast om twee punten of om (niet)synchroon gekoppelde AC-netten te verbinden. In Tabel 14 is een overzicht opgenomen van de verliezen bij elektriciteits-transport en de investeringskosten per type kabel.



Voor het elektriciteitstransport van de Westelijke Sahara naar Rotterdam zal een nieuwe HVDC-kabel moeten worden aangelegd. Voor het deel van de binnenlandse distributie over het HVAC-net hoeft wellicht niet voor het volledige traject nieuwe kabels te worden aangelegd. Dat is in dit rapport echter wel aangenomen omdat het een grote hoeveelheid extra vermogen betreft (tussen de 3 en 7 GW, afhankelijk van de transportroute en het eindproduct), zodat extra investeringen in het elektriciteitsnet wel te verwachten zijn.

Hoewel (bovengrondse) hoogspanningskabels over land goedkoper zijn om aan te leggen, leidt de aanleg regelmatig tot maatschappelijke weerstand. Hier komt bij dat de kabels door verschillende landen gelegd moet worden. Ook bij zee-kabels is dit het geval, maar grote maatschappelijke weerstand is hier niet te verwachten. Daarom is in dit rapport gekozen om HVDC-kabels zoveel als mogelijk over de zeebodem te leggen. HVAC-kabels zullen wel over land getrokken worden, omdat deze kabels in dit rapport alleen worden gebruikt voor binnenlands transport en zo dus gekoppeld kunnen worden aan het bestaande HVAC-netwerk. Vanwege de lagere transportverliezen is in dit rapport gekozen voor HVDC-kabels voor het intercontinentale elektriciteitstransport.

Tabel 14 Kenmerken elektriciteitstransport via HVAC en HVDC

	HVAC (wisselspanning)	HVDC (gelijkspanning)	Bron
Transportverliezen per km	8% (per 1.000 km, 750 kV-lijn, 5.000 MVA vermogen)	3,5% (per 1.000 km voor HVDC-verbindingen van 5 GW of meer)	Desertec (2006), conservatieve schatting t.o.v. andere bronnen
Vaste verliezen	0,3% (totaal o.b.v. van de gemiddelde verliezen per eindstation)	1,5% (totaal o.b.v. van de gemiddelde verliezen per eindstation)	(CE Delft, 2012)
Vaste investeringskosten	€160 miljoen voor de eindstations van een 5.000 MVA-verbinding	€ 600 miljoen voor de eindstations van een 5.000 MW-verbinding	Desertec (2006)
Investeringskosten per km - Zee	4.500 M€/1.000 km (o.b.v. 5.000 MVA vermogen)	2.200 M€/1.000 km (o.b.v. 5.000 MW vermogen)	(CE Delft, 2012)
Investeringskosten per km - Land	1.500 M€/1.000 km (lijn, o.b.v. 5.000 MVA vermogen)	1.000 M€/1.000 km (o.b.v. 5.000 MW vermogen)	(CE Delft, 2012)

B.3.2 Waterstoftransport

Waterstof kan zowel vloeibaar als in gasvormige toestand getransporteerd worden. Afhankelijk van de transportafstand en de beschikbaarheid van specifieke transportopties, kan er gekozen worden voor transport per schip, leiding of tankwagens. Een overzicht van de eigenschappen, energie-efficiënties en de kosten per transportmethode is weergegeven in Tabel 15.

Het transporteren van waterstof over een lange afstand is goedkoop via een waterstofleiding, maar vergt zeer grote initiële investeringen. Omdat deze infrastructuur nog volledig ontbreekt wordt het gekenmerkt door het 'kip-en-ei-probleem' (eerst vraag naar waterstof en dan aanleg van leidingen of vice versa). Bij andere alternatieven kan er aan worden gehaakt op bestaande infrastructuur, zodat deze gemakkelijker te realiseren zijn. Om deze reden is er in dit rapport geen transportroute opgenomen waarin waterstof via een leiding wordt getransporteerd.

Tabel 15 Vergelijking van de verschillende transportopties van waterstof

Compressed tank trailer (gasvormig waterstof)		Toelichting en referentie
Energie-efficiëntie	~10 % per 100 km (afstand)	Conservatief o.b.v. 60 km afstand (120 km round trip), verliezen door brandstofgebruik, vullen en laden van de tank, excl. compressieverliezen (SBC Energy Institute, 2014) en o.b.v. 50 km afstand (100 km round trip) en jaar 2030 (Roads2HyCom, 2009a)
Kosten	0,016 €/km(afstand)/kg H ₂	O.b.v. 50 km afstand en jaar 2030, totale kosten hoog aandeel arbeid, € 2000 (Roads2HyCom, 2009a)
Druk	450 bar (tussen 200 en 700 bar)	Druk in tankwagens, bij het vulpunt moet opslag dus op een aanzienlijk hogere druk plaatsvinden om de tankwagens te kunnen vullen. (Roads2HyCom, 2009a; SBC Energy Institute, 2014)
Ideaal gebruik	Kleine afstanden (max. 300 km), kleine hoeveelheden (400-650 kg per truck)	(SBC Energy Institute, 2014; Roads2HyCom, 2009a)
Voordelen	Flexibel (kan overall leveren), gemakkelijk en volwassen optie	(SBC Energy Institute, 2014; Roads2HyCom, 2009a)

Cryogenic tank trailer (vloeibaar waterstof)		Toelichting en referentie
Energie-efficiëntie	~1,3 % per 100 km (afstand)	Conservatief o.b.v. 150 km afstand met een trailer met 4.000 kg H ₂ transportcapaciteit en jaar 2030, incl. 0,3% boil off en transportenergie, excl. liquefactie en compressie (Roads2HyCom, 2009a). Voor een 30-ton truck (2.100 kg H ₂ transport) over een afstand van 100 km (200 km round trip) geeft (Hawkins, 2006) een energie-efficiëntie van 99%.
Kosten	0,0043 €/km(afstand)/kg H ₂	O.b.v. 150 km afstand en jaar 2030, totale kosten incl. een hoog aandeel arbeid, € ₂₀₀₀ (Roads2HyCom, 2009a)
Temperatuur	< -253 °C bij omgevingsdruk	(SBC Energy Institute, 2014; Roads2HyCom, 2009a)
Ideaal gebruik	Grote afstanden mogelijk door lage transportkosten, grote hoeveelheden (4.000 kg per truck) noodzakelijk door hoge liquefactie kosten en energieverliezen	(SBC Energy Institute, 2014; Roads2HyCom, 2009a)
Voordelen	Hoge zuiverheid mogelijk, lage transportkosten, grote volumes, kan overall leveren	(SBC Energy Institute, 2014; Roads2HyCom, 2009a)

Schip (vloeibaar waterstof)		Toelichting en referentie
Energie-efficiëntie	0,2 % verlies per 1.000 km	(CE Delft, 2012)
Kosten	25 €/kWh/1.000 km	(CE Delft, 2012)
Temperatuur	< -253 °C, vloeibaar	
Ideaal gebruik	Grote afstanden, grote volumes; internationaal	
Voordelen	Relatief flexibel, maar alleen point-to-point, daarna nog ander transport nodig.	



Er zijn nu nog geen waterstofscheperen, sinds eind jaren negentig wordt er onder andere door het Japanse Kawasaki al onderzoek gedaan naar deze schepen. Eind 2013 heeft dit bedrijf aangekondigd in 2017 ook daadwerkelijk met twee pilot schepen te komen (capaciteit van ieders 2.500 m³ vloeibaar waterstof). In 2025 moet er dan een demonstratietanker zijn met een opslagcapaciteit van 160.000 m³ vloeibaar waterstof (Green Car Congress, 2013). Met de huidige ontwikkelingstrend (en rekening houdend met de bouwduur van ten minste twee jaar voor de bouw van zo'n schip (Chen, 2014) zal het er dus om spannen of er in 2030 waterstofscheperen commercieel beschikbaar zijn.

Omdat waterstoftankers grote vergelijkenissen tonen met LNG-tankers, is in het bovenstaande de kosten en energie-efficiënte van bestaande LNG-tankers.

B.3.3 Compressie en liquefactie van waterstof

Compressie van waterstof vindt plaats voor transport en/of voor opslag in gasvorm. Of compressie plaatsvindt, hangt er ook van af of in de voorgaande stap een hogere of een lagere druk heerste. Compressie zal gedurende de transportketen alleen plaatsvinden als het waterstofgas uiteindelijk in gasvorm wordt getankt (700 bar tankdruk). In alle andere gevallen zal liquefactie plaatsvinden.

De specificaties van een compressor voor waterstofcompressie zijn weergegeven in Tabel 16.

Tabel 16 Specificaties compressor voor waterstofcompressie

		Toelichting en referentie
Energie-efficiëntie	88 % bij compressie naar 700 bar	Elektriciteitsverbruik grofweg tussen 5-16 % van de energie-inhoud van waterstof (HHV) (Roads2HyCom, 2009b)
Investeringskosten	1,26 €/kg (excl. energie, kleine compressor -20 Nm ³ /hr, 300 bar, 10 jaar levensduur, 12u/dag, 360 dagen/jaar) 50 €/kW (installatie van 200.000 H ₂ kg/dag)	(Roads2HyCom, 2009b) (CE Delft, 2012)
Operationele kosten	4 %/jaar van de investeringskosten	(DNV KEMA, 2013)

Om waterstof vloeibaar te maken moet het afgekoeld worden tot cryogene temperaturen (-253°C). Een liquefactiefabriek vergt hoge investeringskosten, bovendien gaat liquefactie gepaard met een hoog energieverbruik (25-40% van de chemische energie-inhoud van waterstof (SBC Energy Institute, 2014)). Toch kan liquefactie bij grote hoeveelheden waterstof de voorkeur hebben door schaalvoordelen in de kosten ('economies of scale'). Liquefactie zal dus vooral centraal plaatsvinden. Daarnaast is het voordeel van vloeibaar waterstof dat het erg zuiver is en het waterstofcompressie bij het vulstation overbodig maakt. (SBC Energy Institute, 2014)
De specificaties van liquefactie van waterstof zijn weergegeven in Tabel 17.

Decentrale kleinschalig liquefactie van aardgas naar LNG wordt tegenwoordig ook al toegepast. Het was niet mogelijk om het rendement en de kostprijs hiervan te achterhalen, daarom zijn deze waarden gelijk gehouden aan de



waarden voor centrale liquefactie. Deze liquefactie-installaties zijn compact en vergen minder investeringen dan grote centrale installaties, maar profiteren daarnaast niet van de ‘economies of scale’. Omdat liquefactie maar een klein deel vormt van de kosten in de keten, heeft een andere prijs weinig effect. Als de kosten 20 tot 300% hoger liggen neemt de prijs per MJ met slechts een eurocent toe, lagere kosten hebben zelfs geen enkel effect.

Tabel 17 Specificaties van liquefactie van waterstof

		Toelichting en referentie
Energie-efficiëntie	70%	Conservatieve schatting o.b.v. verliezen: 25-40% van de chemische energie-inhoud van waterstof (SBC Energy Institute, 2014); 30% van de energie-inhoud van waterstof (excl. boil off) (Roads2HyCom, 2009a)
Kosten	260 €/kWe	(CE Delft, 2012)

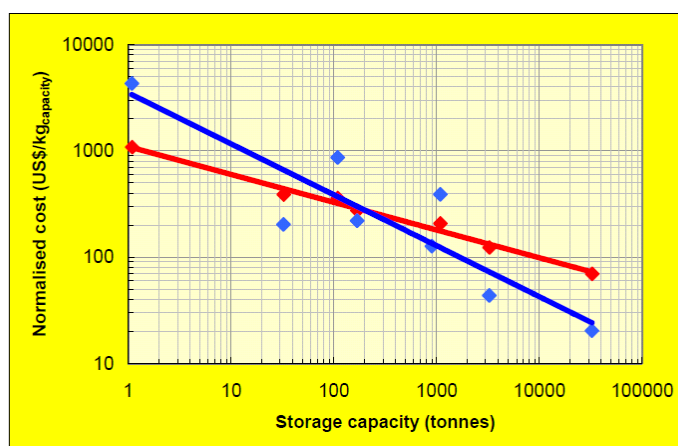
B.3.4 Opslag van waterstof: centraal en decentraal

Gedurende de transportketen zal waterstof op één of meerdere momenten in de keten opgeslagen worden, omdat het niet direct doorgevoerd kan worden.

In de regel vindt voor het internationale transport opslag plaats in de vorm van een buffer (de distributieketen kan het waterstof niet (altijd) direct accommoderen), bij het vulpunt (voorraadopslag) en tot slot in de vrachtwagen. Er is verondersteld dat het voldoende is om een buffer ter grootte van één dag productie aan te houden. De voorraadopslag bij het vulpunt is een twintigste van de vraag naar de desbetreffende brandstof in Nederland (aangezien er twintig vulstations zijn).

Er zijn diverse opties om waterstof op te slaan, welke optie het meest geschikt is hangt af van de tijdsduur van opslag, de beschikbare ruimte en de hoeveelheid en de snelheid waarmee de opslag moet worden gevuld of geleegd. Een overzicht van de verschillende opties is weergegeven in Tabel 18. De kosten voor vloeibare en gasvormige opslag zijn gegeven in Figuur 22, dit zijn ook de twee opties die in de berekeningen van dit rapport zijn meegenomen. Vloeibaar waterstof wordt vloeibaar opgeslagen en waterstofgas wordt onder druk opgeslagen.

Figuur 22 Investeringskosten van waterstofopslag



Legenda: Investeringskosten (CAPEX) voor gecompriëerde opslag (rode lijn) en vloeibare opslag (blauwe lijn). Bron: (JRC, 2003).

Tabel 18 Vergelijking van verschillende opslagmethoden van waterstof

	Gas tanks (200-700 bar)	Ondergrondse opslag (zoutcaverne/ oud gasveld)	Vloeibare opslag	Metaal hydrides (gebonden vaste opslag)
(Ont)laadsnelheid	minuten	laag	uren	uren
Capaciteit	0.1-10 MWh	1 GWh--TWh	0.1-100 GWh	0.2 kWh-25 MWh
Opslagduur	lang	lang	kort (zelfontlading)	lang
Rendement (incl. compressie en/of liquefactie)	90% bij 700 bar (85-91% afhankelijk van druk)	90-95%	70% (55-75%)	80-98%
Verlies, boil off	0,1% per dag	-	0,5% per dag	Gelijk verondersteld aan opslag vloeibaar H ₂
Veiligheids- en maatschappelijke aspecten	explosierisico	maatschappelijke weerstand	vuur- en explosiegevaar	-
Volumetrische dichtheid (systeem)	670-1.300 kWh _{ch} /m ³	65 kWh _{ch} /m ³ (bij 20 bar)	1.400-1.600 kWh _{ch} /m ³	4.200 kWh _{ch} /m ³ (MgH ₂ hydrides)
Opmerkingen		locatiespecifiek en beperkte geschikte locaties		R&D/demonstratiefase

Bron: (SBC Energy Institute, 2014).

Voor de opslag van LSNG is gerekend met de gegevens van vloeibaar waterstofopslag. Waar nodig is dit gecorrigeerd met de verhouding van de dichtheden van waterstof en LSNG.

B.3.5 Liquefactie van methaan

Liquefactie van methaan naar LSNG is erg vergelijkbaar met de liquefactie van waterstof. Terwijl waterstof naar -253 °C afgekoeld wordt, wordt (S)LNG slechts tot -162 °C afgekoeld. Dit uit zich in een aanzienlijk hoger rendement van 90%. Een overzicht van het rendement en de investeringskosten voor liquefactie van methaan naar LSNG is gegeven in Tabel 19.

Tabel 19 Specificaties van (S)LNG liquefactie

(S)LNG liquefactie		Toelichting en referentie
Energie-efficiëntie	90 %	Conservatieve schatting. Volgens Total (Total, 2014) is de energieconsumptie van een liquefactie-installatie in de orde van 8-10% van het feed gas. Volgens (Mokhatab, et al., 2014, p. 229) is dit ongeveer 8%.
Investeringskosten	1.700 €/ton LNG capaciteit per jaar	Voor fabrieken gepland rond 2015, uitgaande van volledige gebruik van volledige capaciteit per jaar (Songhurst, 2014).



B.3.6 LSNG-transport per schip, leiding of tankwag en

LSNG wordt vanwege de lage temperatuur getransporteerd door sterk geïsoleerde LNG-schepen en vrachtwagens. In tegenstelling tot het transport van waterstof per schip, bestaan er al LNG-schepen en vindt ook LNG-transport per tankwag en al plaats.

In de LSNG-routes komt alleen transport per pijpleiding voor in de vorm van methaantransport in gasleidingen voordat liquefactie heeft plaatsgevonden. Hiervoor kan, afhankelijk van de begin en eindlocatie, gebruik worden gemaakt van bestaande gasleidingen. In dit rapport zijn de kosten voor het aanleggen van een leiding wel meegenomen.

Na liquefactie zal het LSNG eerst per schip en daarna per tankwag en naar de twintig veronderstelde vulpunten zal binnen Nederland plaatsvinden, het grootste deel van het binnenlandse distributie zal echter via binnenvaartschip plaatsvinden. Zodoende kan voorkomen worden dat het wegennet overbelast wordt met gevaarlijk transport, waardoor de veiligheidsnormen overschreden worden (CE Delft, TNO, ECN, 2013).

Tabel 20 Specificaties van LSNG-transportopties

Pijpleiding (gasvormig methaan)		Toelichting en referentie
Energie-efficiëntie	90 %	(JRC, 2009)
Kosten	1.130.000 €/km	O.b.v. een pijpleiding van 36 cm doorsnede (Grontmij Nederland, 2005)
Druk	-60 bar	De kosten voor compressie voor transport worden verwaarloosd, omdat wordt aangenomen dat de elektrolyser en methanisator in staat zijn om op druk te produceren.
Voordelen	Mogelijkheid om gebruik te maken van bestaande infrastructuur	(SBC Energy Institute, 2014; Roads2HyCom, 2009a)

Transport per tankwag en

Dit is gelijk verondersteld aan transport van vloeibaar waterstof per tankwag en, zie Tabel 15, gecorrigeerd met de dichtheidsverhouding van LNG en waterstof.

LNG schip		Toelichting en referentie
Energie-efficiëntie	0,2 % verlies per 1.000 km	(CE Delft, 2012)
Kosten	25,2 €/kW/1.000 km	(CE Delft, 2012)
Temperatuur	< -162 °C, vloeibaar	

B.3.1 Het voertuig: de laatste stap in de WTW-keten

In de transportketen wordt in principe alleen gerekend met de WTT-route. De eigenschappen van het voertuig zit in de TTW-route en worden alleen meegenomen in de WTW-ketenefficiëntie.

Naast een brandstofcel zit er in een waterstofvoertuig ook een opslagtank en elektromotor, de rendementen van deze componenten zijn weergegeven in Tabel 21.



Het rendement van een LSNG-motor is gelijk verondersteld als die van een dieselmotor: 39%. Ook dit is weergegeven in Tabel 21.

Tabel 21 TTW-efficiëntie en de efficiëntie van de individuele componenten in de TTW-keten

Component	Waterstofgas, 700 bar	Vloeibaar waterstof	LSNG
Brandstofcel	50 %	50 %	-
Elektromotor	90 %	90 %	-
LSNG-motor	-	-	39 %
Totale WTW-efficiëntie	45 %	45 %	39 %

Bron: (SBC Energy Institute, 2014; CE Delft, 2013).

