

Westerduinweg 3
1755 LE Petten
Postbus 15
1755 ZG Petten

www.tno.nl

T +31 88 866 50 65

TNO-rapport

TNO 2019 R11479 | Eindrapport

Haalbaarheidsstudie Power-2-X demonstratie Roosendaal

Datum	1 oktober 2019
Auteur(s)	Y.C. van Delft, M. Saric
Aantal pagina's	31 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	1
Opdrachtgever	RVO
Projectnaam	ReFuel1
Projectnummer	TESN118051 (TNO projectnummer 060.33538)

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2019 TNO

Samenvatting

Vervanging van fossiele brandstoffen door hernieuwbare energiebronnen is uiteindelijk de belangrijkste optie om de uitstoot van broeikasgassen volledig te verminderen en vorm te geven aan een duurzame energievoorziening. Zon en wind spelen hier een grote rol naast biomassa dat momenteel het grootste deel uitmaakt van de Nederlandse duurzame energievoorziening. Elektriciteitsvoorziening uit hernieuwbare bronnen zoals wind en zon varieert echter. Integratie en maximaal gebruik van deze bronnen is een van de grootste uitdagingen voor een duurzame energievoorziening. Naast het organiseren van een optimale balans tussen vraag en aanbod door extra flexibele productie en vraag, is het opslaan van elektriciteit in andere energiedragers een oplossing.

De ReEnergy-fabriek in Roosendaal levert op dit moment 50% hernieuwbare elektriciteit van afval aan het elektriciteitsnet. Deze flexibele Waste to Energy-fabriek kan een nieuwe rol spelen om de energietransitie te faciliteren, met name in de regio Roosendaal. Het 'ReFuel' concept richt zich op deze overgang van afval via duurzame elektriciteit naar groene waterstof, transportbrandstoffen en chemische grondstoffen.

Het uiteindelijke doel van het ReFuel-concept is om tot een flexibele industriële demonstratie (8.000 uur/jaar) te komen, inclusief alle afnemers en belanghebbenden. Dit project richt zich op de haalbaarheid van het concept, waarbij de focus ligt waardenketens rond groene waterstofproductie via elektrolyzers. In het project zijn drie cases geïdentificeerd, namelijk:

1. Productie van waterstof via elektrolyse voor verkoop aan industriële klanten;
2. Productie van synthetische brandstoffen door gebruik te maken van afgevangen CO₂;
3. Productie van waterstof via elektrolyse voor mobiliteit.

De conclusie is dat van alle onderzochte waardenketens voor de productie en het gebruik van groene waterstof voor koolstofarme producten en emissievrij vervoer, de case met een 7MW elektrolyser voor de productie van groene waterstof voor industriële gebruikers en een deel voor regionaal vervoer het meest aantrekkelijk is. De studie laat zien dat de productie kosten voor groene waterstof op een geschikte locatie zoals de ReEnergy-fabriek niet veel hoger zijn dan de huidige zeer lage prijzen voor fossiel waterstof.

Voor regionaal busvervoer lijken waterstofbussen een goede optie voor het onderzochte lange afstandstraject Roosendaal-Breda, omdat door inzet van minder bussen de jaarlijkse kosten 160 k€/jaar lager zijn dan voor elektrische bussen. De gebruikerskosten (TCO) voor de waterstofbussen zijn wel iets hoger dan voor elektrische bussen. Daarentegen zijn waterstofbussen flexibeler inzetbaar wanneer bijvoorbeeld de route om welke reden dan ook zou worden gewijzigd. Hiermee kan het ReFuel-concept emissievrij regionaal vervoer bevorderen en aanvullen door groene waterstof te gebruiken voor toepassingen waarbij elektrische aandrijving nadelig is.

Voor vuilniswagens zijn hybride diesel vuilniswagens, waarbij 30% van de diesel wordt vervangen door groene waterstof, een interessante optie. Hybride diesel

vuilniswagens hebben een vergelijkbare TCO als een dieselveulniswagen en geven 30% minder CO₂ uitstoot. Bovendien kunnen deze vuilniswagens met relatief lage investeringskosten worden aangepast naar een 70/30 mengsel waterstof/diesel. Hierdoor kan een hybride dieselveulniswagen worden ingezet als opstap naar emissievrije voertuigen.

Onze aanbeveling is om de mogelijkheid voor een demonstratie fabriek met een 7 MW elektrolyser voor deze toepassingen verder uit te werken met Suez en een gasleverancier. Hierbij zal in eerste instantie vanwege de hogere waterstof prijs (vergeleken met fossiel waterstof), sprake zal zijn van een significante onrendabele top, waardoor er aanspraak gemaakt zal worden op subsidiemogelijkheden zoals de SDE++ en DEI++. Voor het regionaal busvervoer wordt aanbevolen om het potentiële voordeel van waterstofbussen voor elk specifiek traject verder te onderzoeken middels een gedetailleerd schema voor regionale bus routes.

Inhoudsopgave

	Samenvatting	2
1	Inleiding	5
1.1	Achtergrond	5
1.2	Doelstelling en werkwijze	5
2	Bijdrage aan het regionaal energiesysteem	8
3	Productie van waterstof via elektrolyse	9
3.1	Introductie	9
3.2	Belangrijkste aannames	9
3.3	Economische analyse	10
4	Productie van synthetische brandstoffen	12
4.1	Introductie	12
4.2	Productie van synthetisch aardgas voor injectie in het gasnet	12
4.3	Productie van methanol (case 2b)	13
4.4	Productie van Fischer Tropsch producten (case 2c)	14
4.5	Economische analyse	16
5	Productie van waterstof via elektrolyse voor mobiliteit	17
5.1	Introductie	17
5.2	Kleinschalige 0,75 MW elektrolyser bij ReEnergy voor waterstofproductie	18
5.3	Grootschalige 7 MW elektrolyser bij ReEnergy: waterstof voor industrieel gebruik en mobiliteit	20
6	Beschikbaarheid voor levering netdiensten	24
6.1	Levering van netdiensten	24
6.2	Impact van de elektrolyser capaciteit op de APX day-ahead prijs	25
7	Overzicht kosten van vermeden CO₂ voor de verschillende waardenketens .	26
8	Conclusies en aanbevelingen	27
9	Bijdrage aan de doelstellingen van de regeling	28
10	Ondertekening	29
	Bijlage(n)	
	A Definities KPI's en aannames	

1 Inleiding

1.1 Achtergrond

Vervanging van fossiele brandstoffen door hernieuwbare energiebronnen is uiteindelijk de belangrijkste optie om de uitstoot van broeikasgassen volledig te verminderen en vorm te geven aan een duurzame energievoorziening. Zon en wind spelen hier een grote rol naast biomassa dat momenteel het grootste deel uitmaakt van de Nederlandse duurzame energievoorziening. De elektriciteitsvoorziening uit hernieuwbare bronnen zoals wind en zon varieert echter. Integratie en maximaal gebruik van deze bronnen is een van de grootste uitdagingen voor een duurzame energievoorziening. Naast het organiseren van een optimale balans tussen vraag en aanbod door extra flexibele productie en vraag, is het opslaan van elektriciteit in andere energiedragers een oplossing.

De ReEnergy-fabriek in Roosendaal levert op dit moment 50% hernieuwbare elektriciteit van afval aan het elektriciteitsnet. Deze flexibele Waste to Energy-fabriek kan een nieuwe rol spelen om de energietransitie te faciliteren, met name in de regio Roosendaal. Het 'ReFuel' concept richt zich op deze overgang van hernieuwbaar afval via duurzame elektriciteit naar groene waterstof, transportbrandstoffen en chemische grondstoffen.

Consortium

Naam	Rol in het project
Suez	Case eigenaar, betrokken bij de evaluatie van de waardenketen, markt analyse, business case en voorbereiding van de pilot demonstratie.
Engie	Case eigenaar, betrokken bij de evaluatie van de waardenketen, markt analyse, business case en voorbereiding van de pilot demonstratie.
ECN.TNO	Techno-economische evaluatie, business case & coördinatie.
Sunfire	Technologie leverancier, betrokken bij de business case en voorbereiding van de pilot demonstratie.
Odura	Regionaal consultant, betrokken bij de markttoepassingen.

1.2 Doelstelling en werkwijze

Het uiteindelijke doel van het ReFuel-concept is om tot een flexibele industriële demonstratie (8.000 uur/jaar) te komen, inclusief alle afnemers en belanghebbenden. Eerst moet de technologie op pilotschaal worden getest en moet de haalbaarheid van het ReFuel-concept worden aangetoond.

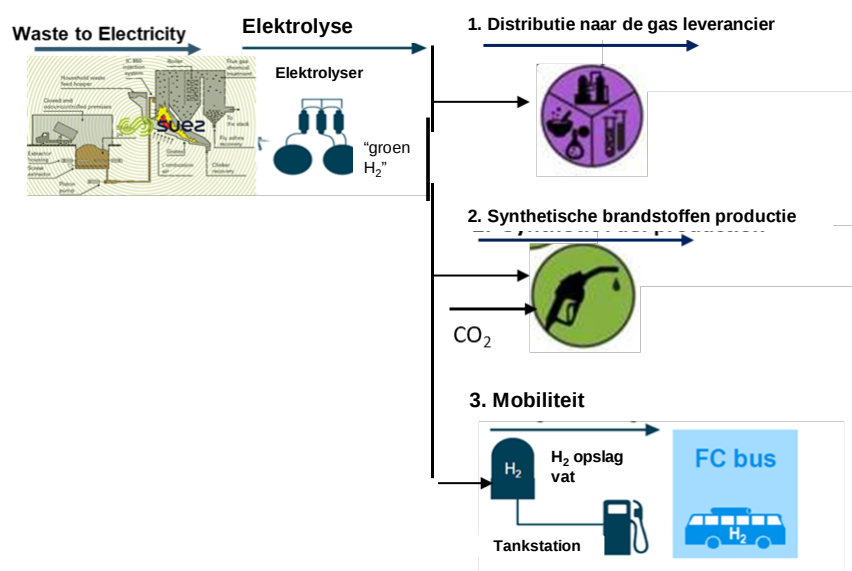
ReFuel1 richt zich op de haalbaarheid van het concept, waarbij de focus ligt waardenketens rond waterstofproductie via elektrolyzers. De haalbaarheidsstudie is gericht op:

- het identificeren van kansen (voordelen van regionaal gebruik van hernieuwbare energie inclusief CO₂ en andere producten);
- beschrijving van de waardeketen;
- een nadere uitwerking van de businesscase; en
- alternatieven beoordelen.

Het project is gestart met een kick-off meeting, waarbij alle bij het project betrokken personen zijn geïnformeerd over de achtergrond en doelstelling van het project, de werkpakketten en de beoogde planning. Vervolgens zijn in een interactieve brainstormsessie door de consortiumleden drie cases geïdentificeerd:

1. Productie van waterstof via elektrolyse voor verkoop aan industriële klanten;
2. Productie van synthetische brandstoffen door gebruik te maken van afgevangen CO₂;
3. Productie van waterstof via elektrolyse voor mobiliteit.

Een overzicht van de in dit project onderzochte waardenketens is gegeven in Figuur 1.



Figuur 1 Overzicht onderzochte waardenketens.

Voor case 2 en 3 zijn de waardenketens meer in detail uitgewerkt met het consortium. Case 2 houdt in de conversie van waterstof met CO₂ naar brandstoffen met behulp van katalytische processen. Dit proces wordt traditioneel uitgevoerd vanuit syngas en de case is aantrekkelijk vanwege de schaalbaarheid van het proces, operationele ervaring met het proces, en de bestaande infrastructuur voor brandstoffen. In tegenstelling tot andere opties voor CO₂-gebruik, zoals het gebruik in frisdrank, is het marktpotentieel voor brandstoffen aanzienlijk in verhouding tot de huidige CO₂-emissies. CO₂-conversie naar methaan (synthetisch aardgas), methanol of hogere koolwaterstoffen is state-of-the-art en is al jarenlang onderwerp van onderzoek en ontwikkeling. In deze studie wordt de productie van de volgende synthetische brandstoffen beschouwd:

- a) productie van aardgas (SNG) voor injectie in het gasnet;

- b) methanolproductie voor gebruik als brandstof of in de chemische industrie; en
- c) productie van Fisher Tropsch diesel voor bussen en vuilniswagens.

Voor case 3 zal het waterstof specifiek worden gebruikt om regionale bussen voor lange afstanden en vuilniswagens van brandstof te voorzien. Regionale bussen voor lange afstanden op waterstof hebben in tegenstelling tot elektrische bussen voldoende opslagcapaciteit om één keer per dag rechtstreeks te worden bijgetankt op de waterstofproductielocatie bij ReEnergy. Vuilniswagens lossen het afval bij ReEnergy en kunnen ter plaatse eenvoudig worden bijgetankt alvorens aan de volgende ophaalronde te beginnen.

Van deze cases zijn gedurende het project de technische en economische randvoorwaarden verder onderzocht. Voor elke waardeketen zijn twee Key Performance Indicators (KPI's) berekend. De KPI's voor waterstofproductie (case 1) en productie van synthetische brandstoffen (case 2) zijn productprijs en kosten van vermeden CO₂. Voor Case 3 is, naast kosten van vermeden CO₂, de TCO (total costs of ownership) als KPI gebruikt. De definities van deze KPI's en een aantal algemene aannames in de kostenberekening staan in bijlage A. Als referentie zijn bussen en vuilniswagens op diesel genomen. Tot slot is de beschikbaarheid van de elektrolyser voor het leveren van bepaalde netdiensten beoordeeld.

2 Bijdrage aan het regionaal energiesysteem

SUEZ ReEnergy (SRE) valoriseert jaarlijks ca. 340 kton/jaar gemeentelijk en niet-gevaarlijk bedrijfsafval. Warmte gegenereerd door de verbrandingsoven wordt gebruikt voor het genereren van stoom dat vervolgens wordt gebruikt om een stoomturbine aan te drijven en elektriciteit te produceren. De verbrandingsinstallatie heeft een theoretische productiecapaciteit van 192.298 MWhel/jaar elektriciteit en 715.834 MWth/jaar warmte (bij 70°C). Als we deze getallen vergelijken met de getallen in Tabel 1, kan worden geconcludeerd dat SRE de vraag naar warmte en elektriciteit van de regio makkelijk kan dekken en dat het een groot potentieel biedt voor regionaal en gedecentraliseerd energiegebruik in verschillende sectoren. Aangezien het verbrande afval 50 tot 60% hernieuwbare materialen zoals hout, papier en ander bio-organisch materiaal bevat, zijn de resulterende energie- en CO₂ stromen hernieuwbaar in een vergelijkbaar of zelfs hoger aandeel. Gemiddeld komt ongeveer 200 kton/jaar CO₂ van de totale hoeveelheid van 330 kton/jaar CO₂ dat wordt uitgestoten van duurzame, hernieuwbare bronnen.

De geschatte vraag naar warmte en elektriciteit en het aantal gebruikte auto's in de regio Roosendaal zijn weergegeven in Tabel 1. Rekening houdend met deze cijfers zou SRE theoretisch de totale warmtevraag van de regio Roosendaal kunnen bedienen, waarbij nog ca. 300.000 MWh warmte/jaar beschikbaar is voor andere toepassingen. Daarnaast kan SRE aan de volledige elektriciteitsvraag van de regio voldoen met nog een overschot van ca. 90.000 MWhel/jaar.

Tabel 1 Overzicht van het energiegebruik in de regio Roosendaal. ^{1,2}

Energiedrager/gebruik	Waarde
Aardgas [MWh/jaar]	419.715
Elektriciteit [MWh/jaar]	104.958
Aantal auto's	38.840

Dit toont aan dat het gebruik van SRE's warmte bijvoorbeeld in stadsverwarming of andere toepassingen gestimuleerd moet worden. Daarnaast zou een toename van het regionale gebruik van SRE's elektriciteit de energietransitie kunnen ondersteunen door het aandeel hernieuwbare elektriciteit te vergroten. Wanneer de elektriciteitsproductie uit wind- en zonne-energie toeneemt, kan door een deel van de geproduceerde elektriciteit op te slaan toch gebruik worden gemaakt van de fluctuerende wind- en zonne-energie ondanks een beperkte netcapaciteit. Hoewel een verscheidenheid aan technologieën zal worden gebruikt om aan de opslagbehoefte te voldoen, zal waterstof een essentiële rol spelen in de toeleverings- en distributieketen voor hernieuwbare energie. De opslag van duurzame elektriciteit in waterstof of waterstof gerelateerde energiedragers (Power to X-technologieën) kan de energietransitie ondersteunen en een belangrijke rol spelen bij CO₂-reductie op korte termijn. Vanwege de hoge investeringen voor elektrolyzers, is SRE als 'must run' fabriek met meer dan 8.000 bedrijfsuren per jaar, door de hoge beschikbaarheid een optimale locatie voor de productie van waterstof. Daarnaast kan ervaren personeel (24/7) worden gebruikt en zijn er mogelijk nog andere proces synergiën.

¹ <https://allecijfers.nl/gemeente/roosendaal/>, 12.01.2019.

² <https://www.cbs.nl/nl-nl/nieuws/2017/41/forse-groei-autokilometers>, 12.01.2019.

3 Productie van waterstof via elektrolyse

3.1 Introductie

In deze studie is de toepassing van alkaline en vaste oxide water elektrolyse (SOE) voor de productie van waterstof onderzocht. PEM-elektrolyse is niet overwogen vanwege de huidige hogere kosten in vergelijking met alkaline elektrolyzers (1860 - 2320 versus 1000-1200 €/kW). De voordelen van PEM-elektrolyzers, zoals een hogere flexibiliteit (snel op- en afschakelen) en een kleinere benodigde ruimte, zijn niet relevant in de voorziene toepassing, omdat de elektrolyser 8.000 uur per jaar op nominale capaciteit moet werken om de laagste waterstofproductiekosten te behalen. De elektrolyser gebruikt duurzame elektriciteit van ReEnergy. Alleen wanneer er een grote vermogensbehoefte van het net wordt gevraagd, kan de elektrolyser uitgezet worden, waardoor er extra vermogen van ReEnergy aan het net geleverd kan worden (positieve netdienst).

SOE-elektrolyzers hebben een hogere efficiëntie vergeleken met alkaline of PEM (3,7 kWh/Nm³ vs. 4,2 - 6,6 kWh/Nm³ H₂). Andere voordelen zijn de mogelijkheid voor warmte-integratie met de vuilverbrandingsinstallatie en mogelijk toekomstige toepassing in co-elektrolyse waarbij direct vanuit CO₂ (en water), syngas (H₂, CO) als grondstof voor synthetische brandstoffen kan worden geproduceerd. Deze technologie bevindt zich momenteel echter op een lager TRL-niveau en de kapitaalkosten zijn nog steeds aanzienlijk.

3.2 Belangrijkste aannames

Gegevens over de systeemkosten, de efficiëntie van de elektrolyser en het waterverbruik van elektrolyzers zijn verkregen van verschillende leveranciers van elektrolyzers. Voor de alkaline elektrolyser is onderscheid gemaakt tussen een klein systeem van 0,75 MW en een groot systeem van 7 - 8 MW. De huidige capaciteit van de door Sunfire ontwikkelde SOE-elektrolyser is 0,75 MW (Sunfire HyLink 200) en de techno-economische evaluatie voor deze capaciteit zal eveneens worden gepresenteerd. Op dit moment worden er SOE-elektrolyzers met 1 MW capaciteit ontwikkeld. Op basis van projecties voor 2022 zijn de kosten- en prestatiegegevens voor een systeem van 6,5 MW gebruikt.

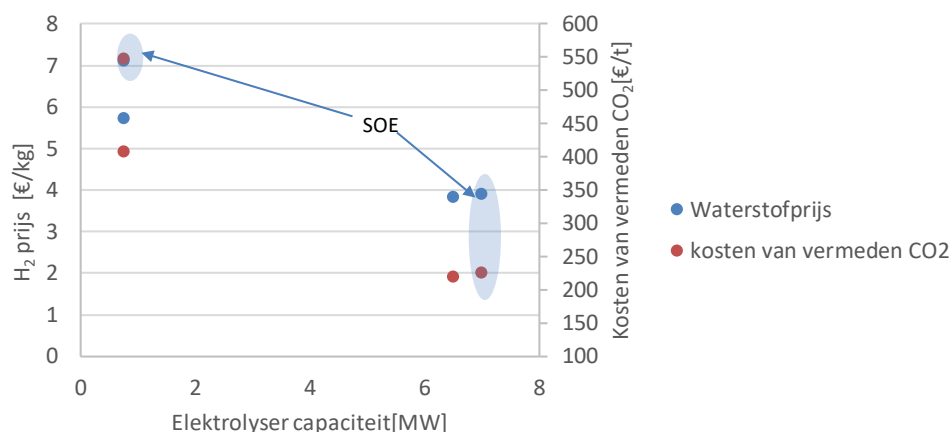
Bij alle berekeningen is aangenomen dat de elektrolyser 8000 uur per jaar op basislast zal werken. De veronderstelde levensduur van een alkaline stack is 80.000 en voor SOE 40.000 uur. Voor alkaline elektrolyzers is dit een aannemelijke aanname gezien de lange ervaring met deze technologie. Echter voor SOE wordt een kortere levensduur gerapporteerd voor de huidige stacks (minder dan 10.000 uur) en het perspectief voor 2020 varieert van 6000-15000 uur (academische experts) tot 50.000 - 100.000 uur (experts uit de sector).

Bij de berekeningen is aangenomen dat de investeringskosten van de stack 50% van de totale kosten van het elektrolyse-systeem vertegenwoordigen. Waterstof wordt geproduceerd bij een druk van 1-30 bar, afhankelijk van de leverancier van de technologie en daarna gecompriëerd tot 200 bar.

De kosten van vermeden CO₂ zijn berekend met als referentie grijze waterstof geproduceerd middels stoom reforming van aardgas met een CO₂-uitstoot van 10 ton CO₂/ton geproduceerd H₂.

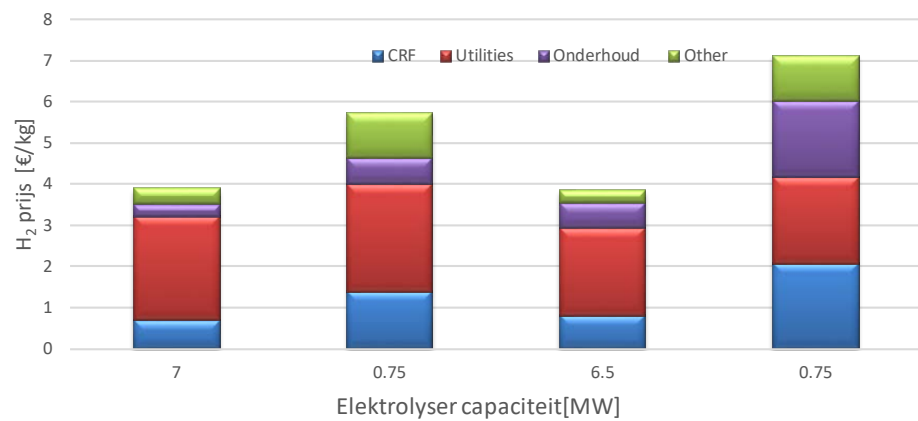
3.3 Economische analyse

Figuur 2 laat de berekende waterstofprijzen en kosten van vermeden CO₂ voor de onderzochte elektrolyzers zien en illustreert duidelijk het effect van schaalvoordelen voor de technologieën die in deze studie zijn beschouwd. De waterstofprijzen dalen van ongeveer 6 €/kg waterstof naar minder dan 4 €/kg waterstof voor alkaline elektrolyzers bij een verhoging van de capaciteit van 0,75 naar 7 MW. In het geval van de SOE elektrolyser daalt de waterstofprijs van ongeveer 7 €/kg waterstof naar minder dan 4 €/kg waterstof voor respectievelijke SOE capaciteit van 0,75 en 6,5 MW.



Figuur 2 Waterstofprijs [€/kg] en kosten voor vermeden CO₂ [€/t CO₂].

De bijdrage van verschillende kosten wordt geïllustreerd in Figuur 3. Voor de kleinschalige elektrolyzers levert de kapitaalrendementsfactor (CRF) een belangrijke bijdrage aan de waterstofprijs. Voor SOE zijn de onderhoudskosten hoger in vergelijking met alkaline elektrolyzers met dezelfde capaciteit vanwege het vaker vervangen van stacks. De economische gegevens die voor SOE worden gebruikt, zijn echter gebaseerd op toekomstige projecties en hebben een hogere onzekerheid vergeleken met de gegevens voor alkaline elektrolyzers die gebaseerd zijn op aanbiedingen van verschillende leveranciers.



Figuur 3 Opbouw waterstofprijs. Other = arbeidskosten en verzekeringskosten.

De kosten van vermeden CO₂ nemen ook af van 400 - 530 €/ton CO₂ voor de 0,75 MW elektrolyser, tot 220 €/ton CO₂ voor de 6,5 en 7 MW elektrolyzers. Hoewel de grootschalige SOE- en alkaline elektrolyzers vergelijkbare waterstofprijzen laten zien, is, vanwege de hoge onzekerheid in de kostenramingen van de SOE-elektrolyzers voor 2022, besloten om in de verdere berekeningen een alkaline elektrolyser te gebruiken. Dit is in lijn met de scope van de studie, die zich richt op realisatiemogelijkheden op korte termijn (binnen maximaal 2 jaar).

4 Productie van synthetische brandstoffen

4.1 Introductie

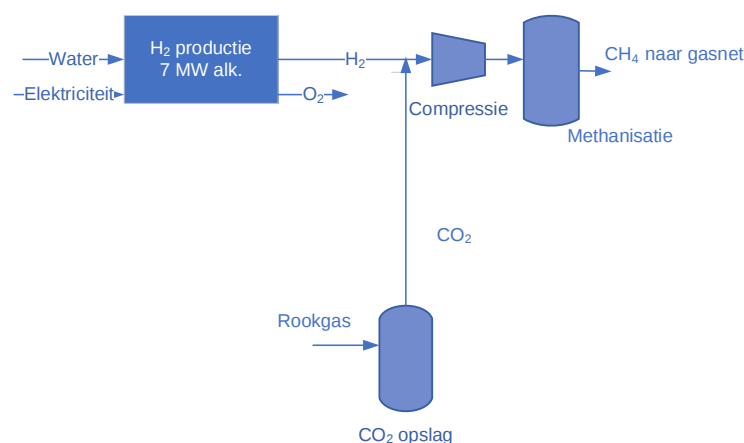
Bij de productie van synthetische brandstoffen worden waterstof van de elektrolyser en CO₂ met behulp van katalytische processen omgezet. Deze processen worden traditioneel uitgevoerd vanuit syngas. CO₂-conversie naar methaan (synthetisch aardgas), methanol of hogere koolwaterstoffen is state-of-the-art en is al jarenlang onderwerp van onderzoek en ontwikkeling. In deze studie wordt de productie van de volgende synthetische brandstoffen onderzocht:

- productie van aardgas (SNG) voor injectie in het gasnet;
- methanolproductie voor gebruik als brandstof of in de chemische industrie; en
- productie van Fisher Tropsch diesel voor bussen en vuilniswagens.

Voor de meeste routes zijn de berekeningen uitgevoerd met gegevens van een 7 MW alkaline elektrolyser, omdat met deze elektrolyser waterstof met de laagste waterstofprijs geproduceerd kan worden. Een uitzondering hierop is de productie van Fischer Tropsch diesel, waar waterstof wordt geproduceerd met een SOE elektrolyser, zoals in 2014 door Sunfire, EDF en Total is gedemonstreerd in Dresden³.

4.2 Productie van synthetisch aardgas voor injectie in het gasnet

Voor de productie van synthetisch aardgas (SNG) is gekeken naar twee CO₂ bronnen cq. productielocaties, namelijk CO₂ uit de rookgas van de ReEnergy afvalcentrale (case 2a1) en CO₂ van een naburige vergister (case 2a2). De twee SNG productie processen zijn vereenvoudigd weergegeven in Figuur 4 en Figuur 5.

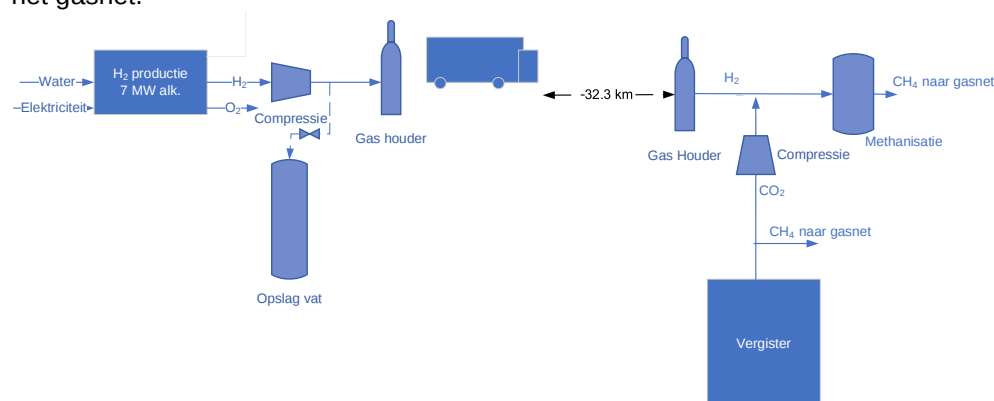


Figuur 4 Schema voor SNG productie bij ReEnergy.

In beide gevallen wordt waterstof met een 7 MW alkaline elektrolyser bij ReEnergy geproduceerd. De CO₂ wordt uit de rookgas van de afvalcentrale gehaald middels amine scrubbing, waarbij de warmte die nodig is voor regeneratie van de amine van de ReEnergy afvalcentrale komt. Vervolgens wordt, middels biomethanisering bij

³ <https://energypost.eu/worlds-first-power-liquids-production-plant-opened-dresden/>

lage temperatuur (40-50°C) en druk, SNG geproduceerd. Het SNG wordt op de druk gebracht, die nodig is voor het hoge druk gasnet (60 bar) en geïnjecteerd in het gasnet.

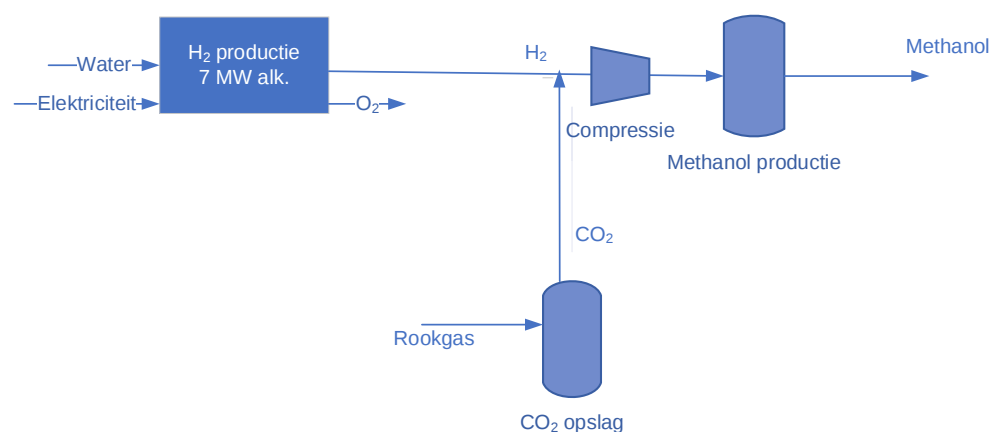


Figuur 5 Schema voor SNG productie bij een regionale vergister.

Bij de productie van synthetisch aardgas bij een naburige vergister wordt de geproduceerde waterstof eerst gecompriëerd tot 300 bar en met tube trailers getransporteerd van de ReEnergy afvalcentrale naar de locatie van de vergister. De SNG wordt middels chemische methanisatie geproduceerd met hoge druk waterstof en CO₂ uit het bio-vergistingsproductgas. Vervolgens wordt de SNG gecompriëerd tot 60 bar en in het hoge druk aardgasnet geïnjecteerd.

4.3 Productie van methanol (case 2b)

De productie van methanol is vergelijkbaar met de productie van SNG bij ReEnergy. Waterstof wordt geproduceerd met een 7 MW alkaline elektrolyser en gecompriëerd tot de voor methanol productie vereiste druk van 80 bar. De CO₂ wordt uit de rookgas van de afvalcentrale gehaald middels amine scrubbing en wordt ook gecompriëerd tot 80 bar. Het schema voor een methanolproductie bij ReEnergy is weergegeven in Figuur 6.



Figuur 6 Schema voor methanolproductie bij ReEnergy.

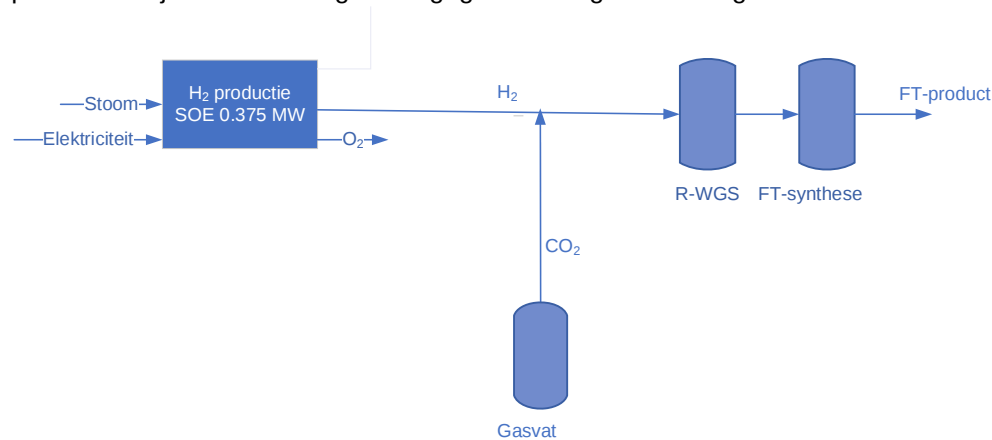
4.4 Productie van Fischer Tropsch producten (case 2c)

De Fischer Tropsch (FT) synthese met waterstof van de SOE-elektrolyser en afgevangen CO₂ levert drie productfracties: een vaste was, een vloeibare dieselfractie en een vloeibare lichte fractie die geschikt is voor bijvoorbeeld de productie van vliegtuigbrandstof. Aangezien de productiecapaciteit bij alle cases zeer klein is, is aangenomen dat alle FT-producten worden geleverd aan een raffinaderij voor verdere verwerking. De dieselfractie (ca. 1/3 van de productstroom) kan ook rechtstreeks in de ReEnergy fabriek worden gebruikt.

Voor de Fisher Tropsch-synthese zijn gegevens van een bestaande proeffabriek van Sunfire gebruikt. In deze proeffabriek wordt waterstof geproduceerd met behulp van een SOE-elektrolyser van 0,375 MW. De kosten voor de overdracht van de proeffabriek van Dresden naar Roosendaal zijn geschat. Om een betere vergelijking met de productie van andere synthetische brandstoffen te hebben, is daarnaast ook een FT-productie op basis van een 7 MW alkaline elektrolyser bekeken.

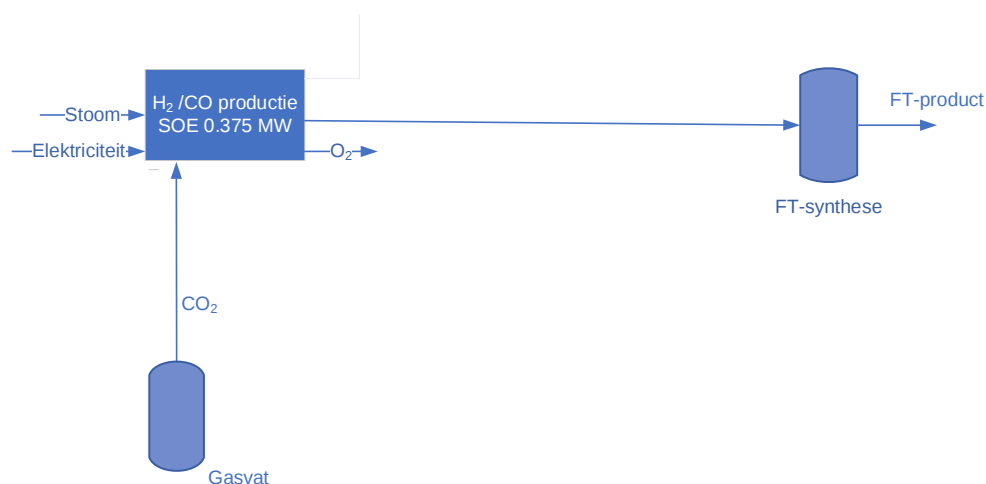
4.4.1 Kleinschalige Fischer Tropsch synthese

Voor de kleinschalige productie van Fischer Tropsch producten is gekeken naar twee verschillende productieroutes, namelijk de indirecte route via waterstof productie middels elektrolyse gevolgd door de omgekeerde watergasshift reactie en de directe route via co-elektrolyse. De twee kleinschalige Fischer Tropsch productie processen zijn vereenvoudigd weergegeven in Figuur 7 en Figuur 8.



Figuur 7 Schema voor FT synthese bij ReEnergy, indirecte route.

Bij de indirecte route wordt waterstof geproduceerd in een elektrolyser van 0,375 MW, gemengd met CO₂ en naar de reactor voor omgekeerde watergasshift (R-WGS) gestuurd, waarin syngas wordt geproduceerd: $\text{CO}_2 + \text{H}_2 \Rightarrow \text{CO} + \text{H}_2\text{O}$. Het gedroogde syngas wordt naar de FT-reactor gestuurd waar FT-vloeistof wordt geproduceerd. CO₂ wordt geleverd middels gasflessen vanwege de kleine schaal. In het geval van de 7 MW alkaline elektrolyser is het processchema vergelijkbaar met dat in Figuur 8. Het belangrijkste verschil is dat CO₂ uit de rookgassen van de ReEnergy afvalcentrale wordt gehaald middels amine scrubbing.

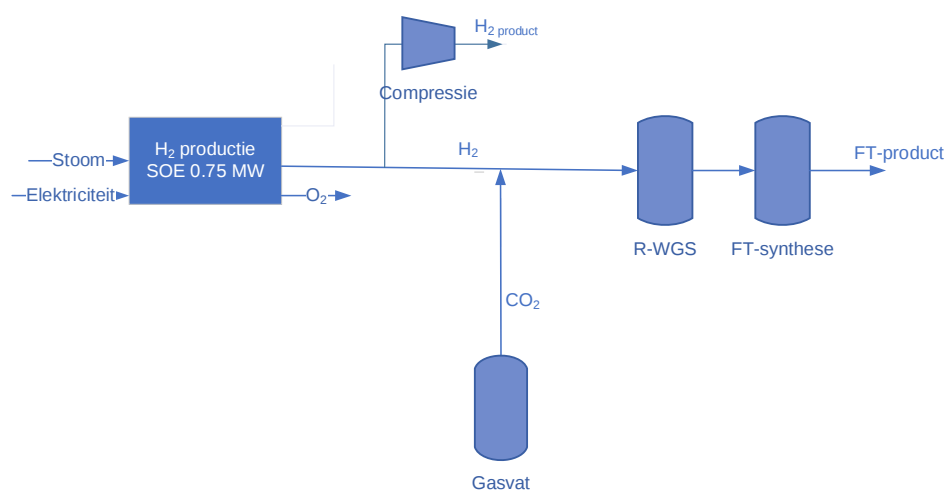


Figuur 8 Schema voor FT synthese bij ReEnergy middels co-elektrolyse, directe route.

Bij de directe route (Figuur 8) wordt middels co-elektrolyse syngas geproduceerd. CO₂ en water worden rechtstreeks in een co-elektrolyser gevoerd, waarin gelijktijdig waterstof en CO wordt geproduceerd. Het syngas geproduceerd in de co-elektrolyser kan direct naar de FT-reactor worden gestuurd, waarin FT-brandstof wordt gesynthetiseerd.

4.4.2 Kleinschalige productie van waterstof en Fischer Tropsch producten

De reden om deze case te introduceren, is om te evalueren of de verkoop van dure waterstof voor mobiliteit de kans vergroot om een kleine FT-proefinstallatie te realiseren. Het belangrijkste verschil met de eerdere case is dat de SOE elektrolyser een capaciteit heeft van 0,75 MW. Er wordt van uitgegaan dat het overschot aan H₂ kan worden verkocht tegen de prijs van 8 €/kg. Het processchema is weergegeven in Figuur 9.



Figuur 9 Schema voor FT synthese bij ReEnergy met waterstof als bijproduct.

4.5 Economische analyse

Een overzicht van de berekende productprijzen voor de beschouwde synthetische brandstoffen wordt gegeven in Tabel 2. Bij alle cases wordt waterstof geproduceerd met een alkaline elektrolyser van 7 MW. De prijs voor SNG, geproduceerd bij ReEnergy (WtE SNG), is bijna 10 keer zo hoog als de referentieprijs voor fossiel aardgas. Voor Case2a2, waar waterstof voor verdere omzetting naar SNG wordt getransporteerd naar een naburige vergister, is de prijs zelfs hoger dan in het geval van SNG productie bij ReEnergy. Dit komt door de extra kosten die nodig zijn voor het transport van waterstof naar een bio-vergistingsinstallatie. In het geval van de productie van FT-producten is fossiele diesel ongeveer 4 keer goedkoper (exclusief accijnzen en belastingen). Als er in tegenstelling tot diesel geen accijns en belasting zou worden gevraagd voor het FT-product, zou het nog steeds 2,5 keer duurder zijn. De prijs van WtE-methanol ligt ongeveer 3 keer hoger dan de huidige prijzen voor fossiele methanol.

Tabel 2 Overzicht WtE-productprijzen versus referentieprijs van fossiele producten. Bij alle cases wordt een 7 MW alkaline elektrolyser voor de H₂-productie gebruikt.

Case	Product	WtE prijs	Referentie prijs fossiel	Eenheid
Case 2a1	SNG	17.97	2.16	cent/kWh
Case 2a2	SNG	21.22	2.16	cent/kWh
Case 2b	MeOH	1132	400	€/t
Case 2c	FT	3	0.67	€/l

Een overzicht van de kosten van vermeden CO₂ voor de verschillende synthetische brandstoffen staat in Tabel 3. Methanol heeft met 338 €/ton CO₂ de laagste kosten van vermeden CO₂ in vergelijking met de andere synthetische brandstoffen.

Tabel 3 Overzicht van berekende kosten voor vermeden CO₂. Bij alle cases wordt een 7MW alkaline elektrolyser voor de H₂-productie gebruikt.

Case	Product	Kosten voor vermeden CO ₂	Eenheid
Case 2a1	SNG	800	€/t CO ₂
Case 2a2	SNG	964	€/t CO ₂
Case 2b	MeOH	338	€/t CO ₂
Case 2c	FT	741	€/t CO ₂

Uit Tabel 4 blijkt dat bij kleinschalige productie van FT-producten de prijs van duurzaam FT-product bijna 8 keer hoger is dan de prijs van fossiel FT-product (0,67 €/l). Dit komt vooral door het gebruik van dure waterstof geproduceerd in een kleine SOE-elektrolyser en een kleine demofabriek met een zeer lage capaciteit.

Tabel 4 Overzicht van de berekende productprijs en kosten van vermeden CO₂ voor de pilot FT-synthese met SOE-elektrolyser.

Case	Elektrolyser capaciteit	F-T product price [€/l]	H ₂ bijproduct [€/kg]	Kosten van vermeden CO ₂ [€/ton]
Indirecte route	0.375	5.09	0	1407
Co-elektrolyse	0.375	5.64	0	2584
FT-product + H ₂	0.75	4.6	8	1252

5 Productie van waterstof via elektrolyse voor mobiliteit

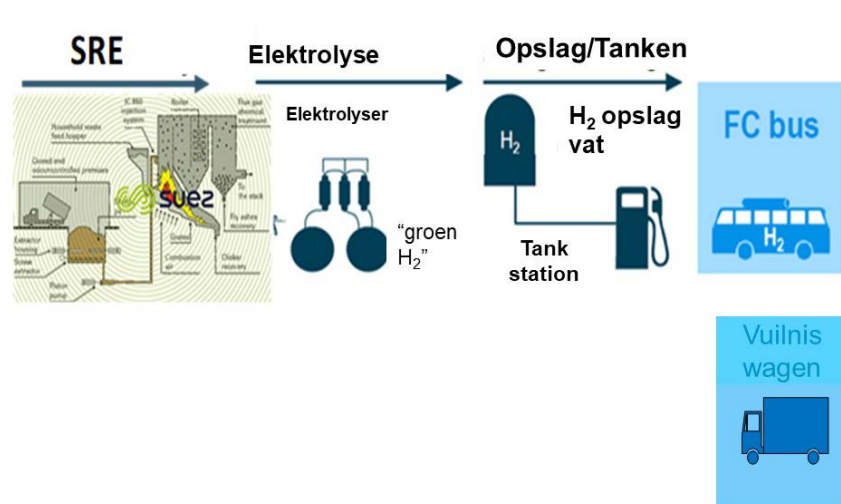
5.1 Introductie

Voor mobiliteit zijn twee toepassingen geselecteerd:

1. Hybride vuilniswagens
2. Regionale bussen

Voor deze twee toepassingen zijn twee waterstofproductie scenario's onderzocht, namelijk:

- Waterstofproductie middels een 0,75 MW-elektrolyser bij ReEnergy.
- Waterstofproductie middels een 7 MW-elektrolyse-inrichting voor zowel levering van groene waterstof aan industriële afnemers als kleine hoeveelheden voor regionaal vervoer met de mogelijkheid om in de toekomst te groeien. Op deze manier zou het regionaal vervoer kunnen profiteren van een lage waterstofprijs.



Figuur 10 Overzicht onderzochte mobiliteitstoepassingen.

Hybride vuilniswagens

Vuilniswagens komen regelmatig op de ReEnergy-site. In deze studie is het potentieel van elektrische vuilniswagens met waterstof als range extender (hybride elektrische vuilniswagen) onderzocht. Hiervoor zijn de vuilniswagenkosten van een leverancier gebruikt. Deze hybride elektrisch vuilniswagen is vergeleken met een vuilniswagen op diesel en een hybride diesel, waarvan 30% van de diesel vervangen wordt door waterstof. Bij de hybride diesel wordt het waterstof in een conventionele dieselmotor geïnjecteerd. Hybride diesel vuilniswagens zijn goedkoper dan hybride elektrische vuilniswagens, vanwege een beperkte aanpassing van de motor voor waterstof injectie. Bovendien is de inschatting dat verdere vervanging van diesel (bijvoorbeeld naar 70% waterstof injectie) geen significante additionele investeringen vereist.

Elektrische vuilniswagens zijn niet meegenomen in deze studie, omdat de regionale afvalinzameling heeft aangegeven dat deze onvoldoende actieradius hebben om de dagelijkse werkzaamheden uit te voeren. Momenteel is het namelijk niet duidelijk of voor het opladen van de vuilniswagens tijdens het lossen bij ReEnergy snellaadtechnologie beschikbaar is.

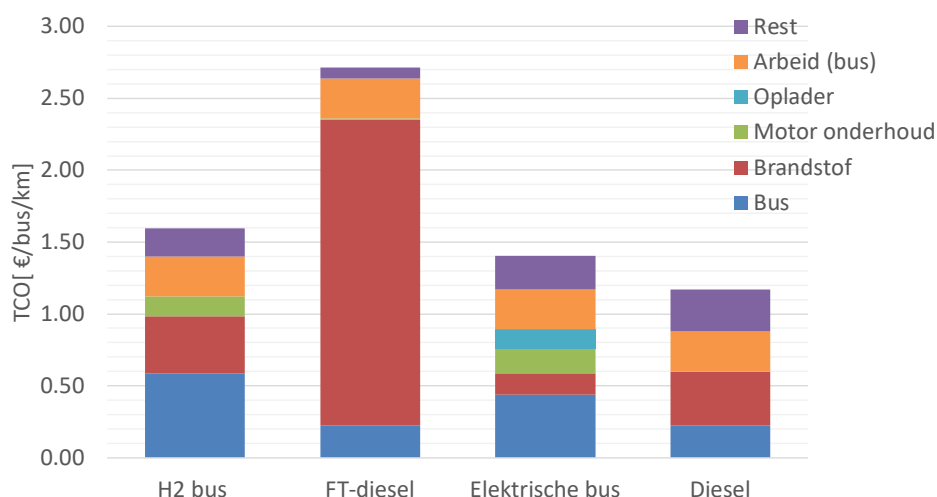
Regionale bussen

Er zijn verschillende buslijnen in de regio van Roosendaal, Bergen op Zoom en Breda. De gemiddelde afstand die deze bussen per dag rijden is 423 km, met een maximale afstand tussen het begin en het eindpunt van 30 tot 40 km. In deze studie worden de regionale waterstofbussen vergeleken met regionale elektrische bussen.

5.2 Kleinschalige 0,75 MW elektrolyser bij ReEnergy voor waterstofproductie

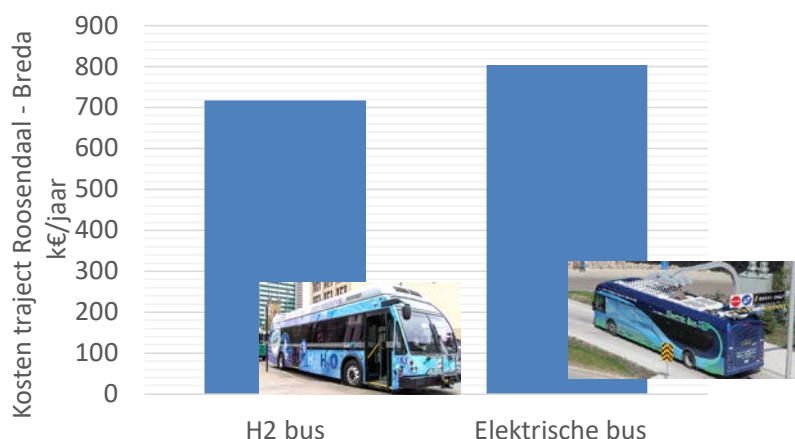
Bij deze case is aangenomen dat een elektrolyser van 0,75 MW bij ReEnergy is geïnstalleerd. Waterstof geproduceerd middels een 0,75 MW elektrolyser levert voldoende brandstof om jaarlijks 12 regionale bussen of 42 hybride elektrische vuilniswagens te laten rijden. De berekende waterstof prijs is voor deze case 6,47 €/kg.

Figuur 11 laat zien dat de totale gebruikerskosten (Total Cost of Ownership, TCO) voor één lange-afstandsbus op waterstof hoger is dan voor één elektrische bus, als gevolg van hogere investerings- en brandstofkosten. Andere kosten, die betrekking hebben op de aansluiting op het elektriciteitsnet en algemeen onderhoud, zijn hoger voor elektrische bussen. Daarnaast dragen laders 10% bij aan de totale TCO voor elektrische bussen. De berekende TCO voor een waterstofbus is 1,6 €/km/bus en voor een elektrische bus 1,4 €/km/bus. Vanwege de hoge waterstofkosten van een kleinschalige SOE-elektrolyser en demofabriek, is de TCO voor een dieselbus met FT-diesel 2,71 €/km/bus en dus veel duurder in vergelijking met de andere bussen.



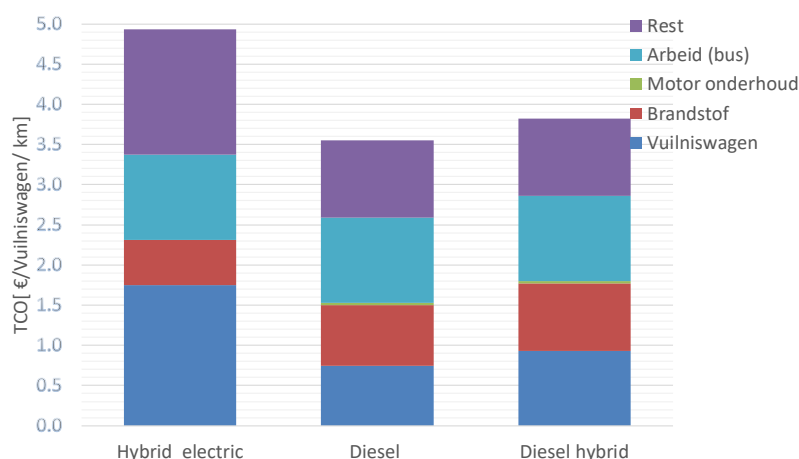
Figuur 11 Total cost of ownership voor regionale bussen voor waterstof geproduceerd met een 0,75MW elektrolyser

Om het aantal benodigde laders en elektrische bussen in te schatten, is de afstand van 28,8 km tussen Roosendaal en Breda als voorbeeld gebruikt. De totale duur van de reis is 61 minuten en de bussen vertrekken elke 30 minuten vanaf station Roosendaal. Een elektrische bus met een batterij van 150 kWh en een verbruik van 1,3 kWh/km moet elke 90 km worden opgeladen (3 keer de afstand Roosendaal-Breda). Om het aantal laadmomenten tijdens de reis te beperken en de totale reistijd te minimaliseren, zijn laders aan het begin en het einde van het traject vereist. Als het huidige schema met de huidige frequentie wordt gehandhaafd, is berekend dat er voor dit traject vier elektrische bussen nodig zijn ten opzichte van drie waterstof- of dieselmotoren. De extra elektrische bus is nodig om tussentijds te kunnen laden binnen het huidige busschema. Een laadperiode van ongeveer 15 minuten zorgt in totaal voor 70 minuten laadtijd per bus per dag. Dit betekent dat één bus wordt opgeladen, terwijl er drie operationeel zijn. Voor dit traject resulteert dit in lagere kosten voor drie waterstofbussen ten opzichte van de kosten voor vier elektrische bussen (717 k€/jaar voor drie waterstofbussen versus 803 k€/jaar voor vier elektrische bussen, zie Figuur 11). Het is belangrijk om op te merken dat er een gedetailleerd schema voor regionale bus routes moet worden gemaakt om het potentiële voordeel van waterstofbussen in elk specifiek geval verder te onderzoeken.



Figuur 12 Kosten waterstof vs. elektrische bus voor het traject Roosendaal- Breda. Waterstof is geproduceerd met een 0,75 MW elektrolyser.

De TCO voor een elektrische vuilniswagen met waterstof als range extender (hybride elektrische vuilniswagen) is ongeveer 1,3 keer hoger dan de TCO van de dieselvuilniswagen, zie Figuur 13. Dit komt door de hoge investeringskosten voor het voertuig en het gebruik van dure waterstof uit de kleinschalige elektrolyser als brandstof. De totale TCO voor deze hybride elektrische vuilniswagen is 4,9 €/km/vuilniswagen. In het geval van een hybride dieselvuilniswagen die 30% waterstof gebruikt, is de TCO iets hoger dan de TCO voor een traditionele dieselvuilniswagen respectievelijk 3,78 versus 3,55 €/km/vuilniswagen. Het gebruik van hybride dieselvuilniswagens kan de CO₂-uitstoot met 30% verminderen.



Figuur 13 Totale gebruikerskosten (TCO) voor vuilniswagens hybride elektrisch, diesel of hybride diesel. Waterstof is geproduceerd met een 0,75 MW elektrolyser.

De kosten van vermeden CO₂ voor de verschillende cases zijn weergegeven in Tabel 5. Uit de tabel blijkt dat waterstofbussen de laagste kosten van vermeden CO₂ hebben (de gepresenteerde waarde is voor drie waterstofbussen). Voor hybride dieselvuilniswagens zijn de kosten van vermeden CO₂ 539 €/t CO₂, en dus twee keer lager dan voor elektrische vuilniswagens met waterstof als range extender (hybride elektrische vuilniswagens). Met een reductie van 30% op de CO₂ emissies en een vergelijkbare TCO met een dieselvuilniswagen kan een hybride dieselvuilniswagen worden ingezet als eerste stap naar emissievrije voertuigen.

Tabel 5 Overzicht berekende kosten van vermeden CO₂. Alle cases gebruiken 7MW alkaline elektrolyser voor H₂ productie.

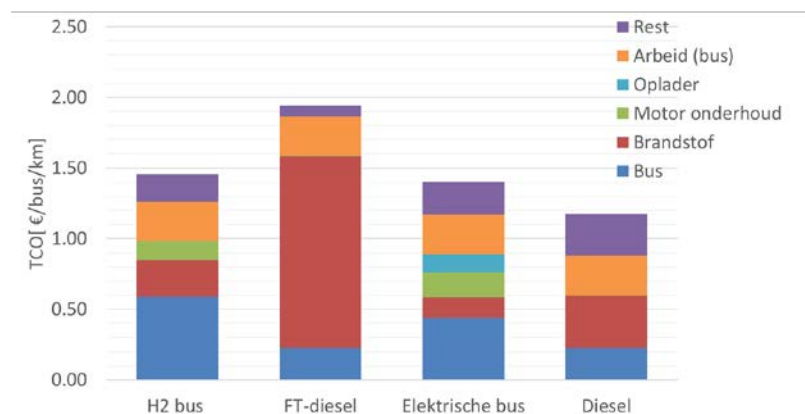
Voertuig	Kosten van vermeden CO ₂	Eenheid
Waterstof bus*	612	€/t CO ₂
FT diesel bus	1893	€/t CO ₂
Elektrische bus*	860	€/t CO ₂
Elektrische vuilniswagen met range extender	825	€/t CO ₂
Hybride diesel vuilniswagen	539	€/t CO ₂

*Deze kosten zijn berekend voor een traject dus drie waterstofbussen of vier elektrische bussen.

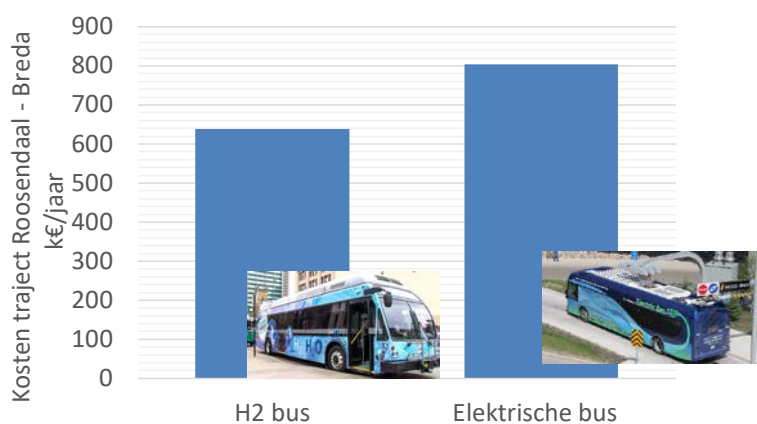
5.3 Grootschalige 7 MW elektrolyser bij ReEnergy: waterstof voor industrieel gebruik en mobiliteit

In dit scenario wordt de productie van waterstof middels een 7 MW-elektrolyser bij Suez ReEnergy onderzocht, waarbij het waterstof wordt geleverd aan industriële toepassingen en een klein aandeel voor regionale vervoer. Wanneer het geproduceerde waterstof alleen gebruikt zou worden voor regionaal vervoer, zou dit genoeg zijn voor 128 bussen of 448 vuilniswagens. Dit is echter te veel voor regionaal vervoer, dus een deel van de waterstof zou ook gebruikt kunnen worden voor personenwagens. De waterstofprijs kan door grootschalige productie bij ReEnergy worden verlaagd van 6,47 €/kg (0,75 MW) naar 3,93 €/kg (7 MW). Deze lage prijs voor groene waterstof kan emissievrij regionaal vervoer bevorderen en biedt kansen voor toekomstige groei. Figuur 14 laat namelijk zien dat deze

goedkope waterstof de TCO van de waterstofbus verlaagt van 1,6 €/km (met een 0,75 MW elektrolyser) naar 1,46 €/km. Dit ligt in de buurt van de TCO van een elektrische bus van 1,4 €/km. Met deze goedkope groene waterstof van een 7 MW elektrolyser daalt ook de TCO voor bussen met FT-diesel, namelijk van 2,71 €/km naar 1,9 €/km.

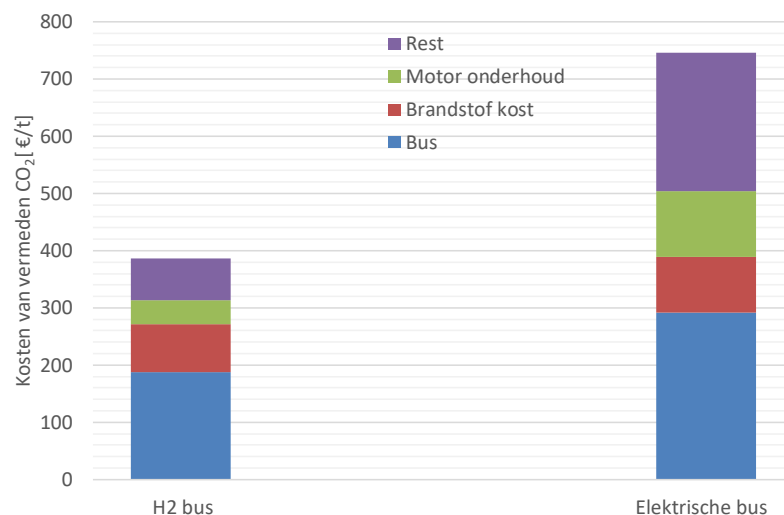


Figuur 14 Totale gebruikerskosten (TCO) voor regionale bussen. Waterstof geproduceerd met 7MW elektrolyser.



Figuur 15 Kosten voor het traject Roosendaal- Breda waterstof vs. elektrische bus. Waterstof geproduceerd met 7 MW elektrolyser.

De totale kosten voor een waterstofbuslijn dalen naar 638 k€/jaar en zijn daarmee lager dan een buslijn met elektrische bussen van 803 k€/jaar (zie Figuur 15). Dit verschil komt ook duidelijk naar voren in de kosten voor vermeden CO₂ voor één buslijn in Figuur 15. De kosten van vermeden CO₂ voor één buslijn met drie waterstofbussen zijn 386 €/t CO₂ en voor vier elektrische bussen 746 €/t CO₂.



Figuur 16 Kosten van vermeden CO₂ (€/t) voor een traject met drie waterstofbussen, of vier elektrische bussen vergeleken met drie dieselbussen.

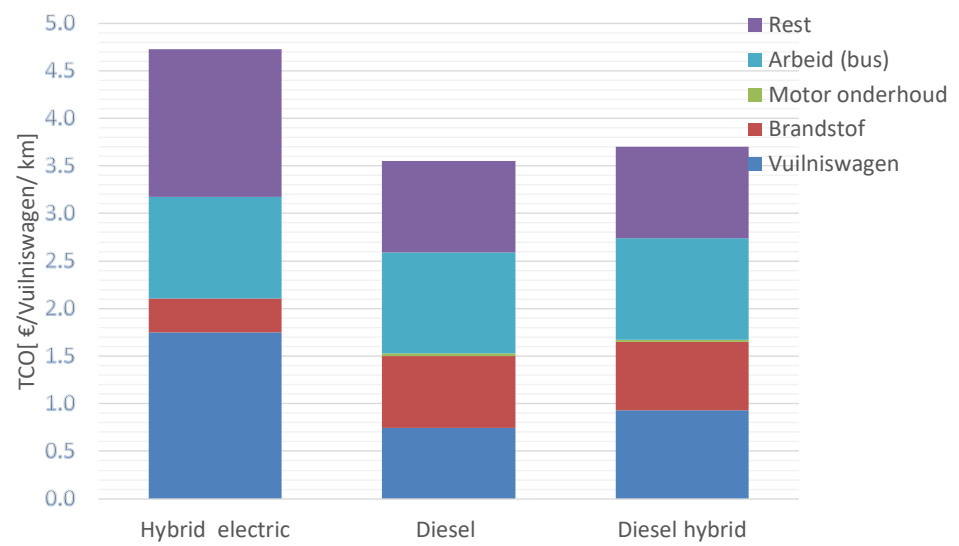
In de literatuur⁴ zijn elektrische en waterstofbussen op kwalitatieve basis met elkaar vergeleken. De resultaten zijn weergegeven in Tabel 6. Waterstofbussen bieden volledige routeflexibiliteit, omdat ze geen infrastructuur langs de route vereisen. Aan de andere kant vereist het laden van elektrische bussen een oplaadinfrastructuur die de routeflexibiliteit beperkt. De tijd voor het tanken van waterstofbussen is minder dan 10 minuten. Dit is aanzienlijk korter dan het laden van elektrische bussen, waar meerdere keren per dag opgeladen moet worden met elke keer 15 minuten per oplaadbeurt. Als gevolg hiervan bieden waterstofbussen, met name voor langere afstanden, een verhoogde productiviteit, wat betekent dat de bussen langer inzetbaar zijn voor passagiersvervoer. Dit is niet het geval voor elektrische bussen, vanwege het frequente opladen.

Tabel 6 Kwalitatieve vergelijking van de operationele prestaties van emissievrije bussen.

Voertuig	Dagelijkse actieradius	Route flexibiliteit	Tank/oplaadtijd	Productiviteit
Elektrische bus	+	-	-	-
Waterstofbus	+	+	+	+

Bij vuilniswagens daalt de TCO van 4,9 naar 4,7 €/vuilniswagen/km, wanneer waterstof van een 7 MW elektrolyser wordt gebruikt. De TCO van een hybride dieselvuilniswagen is 3,7 €/vuilniswagen/km. De kosten van vermeden CO₂ voor een elektrische hybride vuilniswagen bedragen 704 €/t CO₂ en voor een hybride diesel 295 €/t CO₂.

⁴ Fuel Cell Electric Buses – Potential for Sustainable Public Transport in Europe, 2015



Figuur 17 Totale gebruikerskosten (TCO) voor vuilniswagens hybride elektrisch, diesel of hybride diesel. Waterstof is geproduceerd met een 7 MW elektrolyser.

6 Beschikbaarheid voor levering netdiensten

6.1 Levering van netdiensten

De flexibiliteit van de elektrolyser en de bijbehorende waterstofopslag kan als ondersteunende dienst worden aangeboden aan Tennet, de transmissienetbeheerder (TSO). Met behulp van een interne Tractebel-tool voor optimalisatie van de elektrolyser- en waterstofopslagcapaciteit tegen minimale kosten van het systeem (CAPEX / OPEX) als functie van het waterstofvraagprofiel en de elektriciteitsprijs (APX day-ahead-prijs), is de beschikbaarheid van de elektrolyser voor het leveren van netdiensten beoordeeld.

We onderscheiden drie soorten diensten:

- R1 - Primaire reserves
- R2 - Secundaire reserves
- R3 - Tertiaire reserves

Op dit moment levert de afvalenergiecentrale ReEnergy R3 down services, dat gecombineerd kan worden met R1 en R3 down voor de elektrolyser. Deze dienst kan echter niet worden gecombineerd met R2 of R3 up, omdat de afvalenergiecentrale ReEnergy en de elektrolyser op dezelfde netaansluiting worden aangesloten.

Primaire reserves (R1) worden automatisch en bijna continu (omhoog of omlaag) geactiveerd om de frequentieafwijkingen te stabiliseren. Dit reserve-product wordt als eerste geactiveerd bij een onbalans op het net. In Nederland mag een producent alleen R1-diensten aanbieden als deze niet op volledige of bijna volledige capaciteit draait, omdat down-regeling altijd mogelijk moet zijn. Daarom moet de elektrolyser, om een hoge beschikbaarheid voor R1 te hebben, bij voorkeur worden gebruikt bij een basisbelasting van minder dan 100% (bijvoorbeeld continu bedrijf tussen 1-6 MW voor een 7 MW elektrolyser, waarbij 1 MW beschikbaar blijft voor activatie van R1 (zowel up/down). Gezien deze beperking, is voor alle waterstofvraagscenario's de R1-beschikbaarheid van de elektrolyser over het algemeen laag of zelfs niet aanwezig.

De markt voor de secundaire reserves (R2) wordt bijna continu geactiveerd (gedurende perioden van 15 minuten) om de frequentie te herstellen en de vermogensonbalans te beheersen. Ten minste 4 MW moet worden aangeboden als secundaire reserve, wat hoog is in vergelijking met de beoogde elektrolyser capaciteit van 7 MW. R2 kan echter niet worden gecombineerd met R3 op dezelfde netaansluiting en de huidige R3 vergoeding voor de ReEnergy plant is hoger dan de potentiële inkomsten voor R2, waardoor deze dienst niet interessant is voor de elektrolyser.

Noodstroom (R3) wordt zelden geactiveerd, omdat deze reserves alleen nodig zijn tijdens incidenten en langdurige stroomtekorten of overschotten. Ten minste 20 MW (gedurende ten minste 1 uur) moet worden aangeboden en moet beschikbaar worden gehouden om te worden geactiveerd. Zowel de capaciteit als de energie (indien geactiveerd) worden vergoed.

R3 is een asymmetrisch product en slechts één richting (hier: neerwaartse regulering) kan worden aangeboden op een enkel netwerkaansluiting. Daarom kan de elektrolyser alleen R3-down bieden. In de verschillende waterstofvraagscenario's heeft de elektrolyser een zekere beschikbaarheid voor R3-down. De beschikbaarheid neemt echter af naarmate de waterstofvraag toeneemt, wat resulteert in een hogere bezettingsgraad van de elektrolyser; of minder mogelijkheden om de output van de elektrolyser verder te verhogen. Daarom zal tijdens het maximaliseren van de waterstofproductie output de beschikbaarheid voor R3-down regeling afnemen. Dus afhankelijk van het uiteindelijke waterstofvraagprofiel (afnemers) moet verder worden beoordeeld of de elektrolyser mee kan worden genomen in de bestaande reservecapaciteit van 20 MW of als extra reserve (boven de bestaande hoeveelheid) op de R3-markt kan worden aangeboden, waarbij ook rekening moet worden gehouden met de beschikbaarheid van de ReEnergy afvalenergiecentrale.

6.2 Impact van de elektrolyser capaciteit op de APX day-ahead prijs

De ReEnergy afvalenergiecentrale verkoopt een groot deel van de geproduceerde elektriciteit op de markt. Daarom is een evaluatie uitgevoerd van de elektrolyser/opslagcapaciteit rekening houdend met minimale elektriciteitskosten (of maximale elektriciteitsopbrengsten) en de invloed op de beschikbaarheid voor ondersteunende netdiensten.

Het vooruitzicht van lagere gemiddelde elektriciteitsprijzen als gevolg van de flexibiliteit om waterstof te produceren in periodes van lagere elektriciteitskosten leidt tot een grotere optimale elektrolyser- en waterstofopslagcapaciteit. Gemiddeld zijn de totale elektriciteitskosten van de elektrolyser ~ 12% goedkoper dan voor een gemiddelde elektriciteitsprijs (APX day-ahead) van ~ 52,5 € / MWh⁵. Naarmate de waterstofvraag echter toeneemt, kan deze impact afnemen voor een vaste elektrolysecapaciteit.

⁵ APX-prijsprofiel van 2018

7 Overzicht kosten van vermeden CO₂ voor de verschillende waardenketens

Tabel 7 geeft een overzicht van de kosten van vermeden CO₂ voor bestudeerde waardenketens. Voor alle cases is aangenomen dat waterstof wordt geproduceerd met een 7 MW alkalische elektrolyser. Daarnaast wordt informatie over de kosten van vermeden CO₂-emissies voor stadsverwarming weergegeven. Uit de tabel blijkt dat stadsverwarming vanwege de lage extra investeringen de laagste kosten van vermeden CO₂ heeft. Van alle cases met groene waterstofproductie, zijn de laagste kosten van vermeden CO₂ voor de grootschalige waterstofproductie middels een 7MW elektrolyser (225 €/t CO₂). Deze kosten zijn 1,5 keer hoger dan de kosten voor stadsverwarming. Voor regionaal emissievrij vervoer zijn de waterstofbus en de hybride dieselvuilniswagen veelbelovend vanwege hun lage kosten voor vermeden CO₂ van respectievelijk 386 €/t CO₂/traject en 295 €/t CO₂/vuilniswagen. Daarom is de geselecteerde case voor de volgende fase van het project de installatie van een 7 MW elektrolyser voor levering van groene waterstof aan industriële afnemers, met een klein deel voor de ondersteuning van emissievrij regionaal vervoer.

Tabel 7 Kosten van vermeden CO₂ voor de verschillende waardenketens.

Case	Kosten van vermeden CO ₂	Eenheden
Stadsverwarming	150	€/t CO ₂
P2H ₂ Alkaline elektrolyser	225	€/t CO ₂
Waterstofbus	386	€/t CO ₂ /traject
Hybride diesel vuilniswagen	295	€/t CO ₂ /vuilniswagen
Elektrische bus	746	€/t CO ₂ /traject
Case 2b (MeOH)	338	€/t CO ₂
Case 2a1 (SNG)	800	€/t CO ₂
Case 2a2 (SNG)	964	€/t CO ₂
Case 2c (F-T)	719	€/t CO ₂
FT diesel bus	946	€/t CO ₂ /bus
Elektrische hybride vuilniswagen	704	€/t CO ₂ /vuilniswagen

8 Conclusies en aanbevelingen

Groene waterstof zal een belangrijke rol spelen bij de decentralisatie van de energievoorziening en zal ons in staat stellen om de flexibiliteit en veerkracht van systemen voor duurzame energievoorziening te vergroten. Door direct gebruik te maken van hernieuwbare elektriciteit van 'must run' fabrieken (in plaats van in het elektriciteitsnetwerk te voeren), bijvoorbeeld voor de productie van waterstof, kunnen regionale oplossingen voor koolstofarme producten en emissievrij vervoer worden ingezet. Tegelijkertijd kan er tijdens overcapaciteit meer intermitterend vermogen van zon en wind op het net en kunnen ondersteunende netdiensten worden aangeboden door de 'must-run' fabriek.

De conclusie is dat van alle onderzochte waardenketens voor de productie en het gebruik van waterstof voor koolstofarme producten en emissievrij vervoer, de case met een 7MW elektrolyser voor de productie van groene waterstof voor de markt en een deel voor regionaal busvervoer en vuilniswagens het meest aantrekkelijk is. Onze aanbeveling is om de mogelijkheid voor een demoplant met een 7 MW elektrolyser voor deze toepassingen verder uit te werken met Suez en een gasleverancier. Hierbij zal in eerste instantie vanwege de hogere waterstof prijs (vergeleken met fossiele waterstof), sprake zal zijn van een significante onrendabele top, waardoor er aanspraak gemaakt zal worden op subsidiemogelijkheden zoals de SDE++ en DEI++.

Voor regionaal busvervoer lijken waterstofbussen een goede optie voor het onderzochte traject Roosendaal Breda, omdat door inzet van minder bussen de jaarlijkse kosten 160 k€/jaar lager zijn dan voor elektrische bussen. De gebruikerskosten (TCO) voor de waterstofbussen zijn wel iets hoger dan voor elektrische bussen. Daarentegen zijn waterstofbussen flexibeler inzetbaar wanneer bijvoorbeeld de route om welke reden dan ook zou worden gewijzigd. Onze aanbeveling is om het potentiële voordeel van waterstofbussen voor elk specifiek traject middels een gedetailleerde schema voor regionale bus routes verder te onderzoeken.

Voor vuilniswagens zijn hybride diesel vuilniswagens met 30% waterstof een interessante optie. Hybride diesel vuilniswagens hebben een vergelijkbare TCO als een dieselveuilniswagen en geven 30% minder CO₂-uitstoot. Bovendien kunnen deze vuilniswagens met relatief lage investeringskosten worden aangepast naar een 70/30 mengsel waterstof/diesel. Hierdoor kan een hybride dieselveuilniswagen worden ingezet als opstap naar emissievrije voertuigen.

9 Bijdrage aan de doelstellingen van de regeling

Dit project heeft bij gedragen aan de doelstellingen van de Topsector Energiestudies met name de programmalijnen waterstof (onderdeel van de TKI Nieuw Gas) doordat er gekeken is naar het gebruiken van bestaande assets voor de energietransitie in combinatie met nieuwe toepassingen en processen gebaseerd op groene waterstof.

Ook was voorzien om een bijdrage te leveren aan het programma systeemintegratie door de elektriciteit van de afval energie centrale ReEnergy te gebruiken voor de productie van groen waterstof, waardoor er tijdens overcapaciteit netcapaciteit vrijkomt voor elektriciteit van zon en wind. Daarnaast kunnen stabiliserende netdiensten worden aangeboden door de afval energie centrale en de elektrolyser.

Als spin-off zien we met name mogelijkheden voor een demoplant bij ReEnergy met een 7 MW elektrolyser voor de productie van groene waterstof voor de markt en een deel voor regionaal busvervoer en vuilniswagens. Deze optie willen we verder uitwerken in met Suez en een gasleverancier. Het uiteindelijke doel zal zijn om een Power-2-X demonstratie op industriële schaal bij ReEnergy in Roosendaal te ontwikkelen. Ook de inzet van waterstofvuilniswagens in Helmond zien we als een spin-off van dit project⁶.

Naast dit publiek rapport zijn er publicaties van het project te vinden op de VoltaChem website (<https://www.voltachem.com/news/refuel-establishing-the-potential-of-hydrogen-production-for-waste-incineration-plants>).

⁶ <https://www.suez.nl/nl-nl/nieuws/persberichten/vuilniswagens-op-waterstof-duurzame-inzameling-in-regio-helmond>

10 Ondertekening

Petten, 1 oktober 2019

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'M.H.F. Overwijk', with a long horizontal stroke extending to the right.

M.H.F. Overwijk
Research Manager

TNO

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'Y.C. van Delft', with a long horizontal stroke extending to the right.

Y.C. van Delft, M. Saric
Auteurs

A Definities KPI's en aannames

De productprijs is berekend met de volgende vergelijking:

$$Product\ prijs \left[\frac{\text{€}}{\text{eenheid}} \right] = \frac{CRF + OPEX}{Product\ capaciteit \left[\frac{\text{eenheid}}{\text{jaar}} \right]}$$

waarin:

CRF – Capital return factor = kapitaalkostenpercentage * CAPEX. 20 jaar afschrijving. Kapitaalkostenpercentage van 10%, inclusief alle kapitaalkosten zoals overhead, administratie, verzekeringen en marge.

De kosten van vermeden CO₂ worden met de volgende vergelijking berekend:

$$\begin{aligned} & \text{Kosten van vermeden CO}_2 \left[\frac{\text{€}}{\text{tCO}_2} \right] \\ &= \frac{Product\ prijs \left[\frac{\text{€}}{\text{eenheid}} \right] - Product\ prijs_{referentie} \left[\frac{\text{€}}{\text{eenheid}} \right]}{co_2\ emissie \left[\frac{\text{tCO}_2}{\text{eenheid}} \right] - co_2\ emissie_{ref} \left[\frac{\text{tCO}_2}{\text{eenheid}} \right]} \end{aligned}$$

Eenheid: voor H₂ = kg, voor SNG = kWh, voor methanol= ton en Fisher-Tropsch diesel product = liter. Bij mobiliteit zijn in plaats van de productprijs de totale kosten gebruikt.

Total Cost of Ownership (TCO):

$$TCO \left[\frac{\text{€}}{\text{voertuig} \cdot \text{km}} \right] = \frac{CRF + brandstofkosten + Onderhoud}{\# \text{ voertuigen} \cdot kilometers \left[\frac{\text{km}}{\text{jaar}} \right]}$$

Waarin:

CRF – Capital return factor = kapitaalkostenpercentage * CAPEX. Levensduur voor de voertuigen is 12 jaar. Een kapitaalkostenpercentage van 14% is gebruikt.

Table A.1 Eigenschappen van verschillende producten

Component	Molgewicht weigh [g/mol]	LHV [kWh/kg]	Totale CO ₂ emissies [productie+ verbranding] [tCO ₂ /MWh]
H ₂	2	33.33	0.270
CH ₄	16	13.9	0.198
Diesel		11.8	0.313
MeOH		5.6	0.38

Table A.2 Aannames

Parameter	Eenheid	Waarde
Levens/projectduur	jaar	20
Beschikbaarheid	Uur/jaar	8000
Rente	%	10%
Onderhoud	%	3%
Elektriciteit	€/MWh	45
Aardgas	cent/kWh	2.16
Water	€/m ³	1
Producten		
Diesel zonder accijns	€/l	0.678
Diesel met accijns	€/l	1.17
Diesel incl belasting	€/l	1.42
MeOH	€/t	410

Bij alle cases is aangenomen dat het bijproduct zuurstof geen marktwaarde heeft.