



Drivers of Change



De economische realiteit achter E-methaan

BIOGAS: VAN CO₂ NAAR E-METHAAN?

RAPPORT



13 FEB
2026



Auteurs



Steef Kalsbeek

Projectmanager Duurzame koolstof
✉ s.kalsbeek@newenergycoalition.org



Dina Boer

Energieanalist
✉ d.boer@newenergycoalition.org



Salar Mahfoozi

Energieanalist
✉ s.mahfoozi@newenergycoalition.org



Ruud Paap

Projectmanager en expert Groen gas
✉ r.paap@newenergycoalition.org



Inhoudopgave

Management samenvatting 05

1. Inleiding 06

2. Wat is er nodig om e-methaan te produceren? 07

2.1. Waterstofproductie via elektrolyse 07

2.2. Methanisatie van CO₂ en H₂ 08

3. Welke eisen gelden voor duurzame e-methaan? 08

3.1. De opties voor het aantoonbaar maken van duurzame elektriciteit 08

4. Aan wie kan ik mijn e-methaan verkopen? 10

4.1. Groen gas GvO's (bijmenverplichting) 10

4.2. Transportsector (van HBE naar ERE) 10

4.3. Industriële (groot)gebruikers onder ETS-1 12

5. Wat kost het produceren van e-methaan nu? 13

5.1. Fictieve casus: Grote ONF-vergister met PEM-elektrolyse en Biomethanisatie 13

5.2. Wat zijn de investeringskosten van het systeem? 14

5.3. Wat zijn de operationele kosten van het systeem? 15

5.4. Wat zijn de uitdagingen? 15

6. Hoe kan de business case verbeterd worden? 17

6.1. Import van gecertificeerde groene waterstof komt op als toegankelijke optie 17

6.2. De kosten voor elektriciteit dalen tot 48 €/MWh 18

6.3. ERE-prijs verdubbelt 19

6.4. Verkopen van zuurstof en restwarmte 19

6.5. Benutting van lage en negatieve elektriciteitsprijzen 20

Inhoudopgave

7. Beperkingen en onzekerheden

22

8. Conclusie en aanbevelingen

23

9. Bijlagen

25

A. Factsheet - Input parameters e-methaan plant | basis scenario

25

B. Factsheet – Kosten parameters e-methaan plant | basis scenario

26

C. Factsheet - Stroomvoorziening e-methaan plant | basis scenario

26

D. Toelichting op Power Purchase Agreement

27

Management samenvatting

In dit rapport is onderzocht onder welke voorwaarden e-methaan voor biogasproducenten in Nederland economisch haalbaar kan zijn. De productie van e-methaan uit biogene CO₂ biedt biogasproducenten een potentiële mogelijkheid om meer waarde te halen uit bestaande installaties en bij te dragen aan de verduurzaming van de gasmarkt. De centrale conclusie is dat e-methaan technisch haalbaar is, maar onder huidige marktomstandigheden economisch beperkt rendabel.

Hoge energiekosten tegenover beperkte opbrengsten

De belangrijkste kostenpost in alle scenario's is elektriciteit. Door een totale ketenefficiëntie van circa 48% werkt elke euro per MWh elektriciteit direct en zwaar door in de kostprijs van e-methaan. Tegelijk zijn de opbrengsten beperkt. Met certificering ontstaan extra inkomsten, met name via de mobiliteitssector (ERE's), en in de toekomst via de bijmengverplichting voor de sectoren onder de ETS-2. Deze meerwaarde blijkt in de huidige markt echter onvoldoende om de hoge productiekosten te compenseren. Royale ondersteuning via de OWE-subsidieregeling is essentieel om tot een positieve businesscase te komen.

Structurele onderbenutting creëert hoge levelized costs voor e-methaan

De analyse is gebaseerd op een grootschalige biogasinstallatie met 10 kton biogene CO₂ per jaar, gecombineerd met PEM-elektrolyse en biologische methanisatie. Door RFNBO-eisen is de beschikbaarheid van gecertificeerde hernieuwbare elektriciteit beperkt, waardoor de installaties slechts circa 45% van hun ontwerpcapaciteit benutten. Deze structurele onderbenutting leidt tot hoge kosten per geproduceerde eenheid e-methaan.

Welke mogelijke ontwikkelingen kunnen het verschil maken?

De scenarioanalyse laat zien dat niet alle ontwikkelingen even effectief zijn. Het verkopen van restwarmte en zuurstof levert slechts een beperkte bijdrage, en uitsluitend draaien op lage en negatieve day-ahead prijzen zorgt voor onvoldoende benutting. Import van groene waterstof verlaagt weliswaar de kosten, maar leidt tot het wegvallen van subsidie, waardoor de businesscase per saldo niet gunstiger wordt. De businesscase voor e-methaan kan in de toekomst verbeteren als drie bepalende factoren (stroomprijs, marktwaarde en benutting) de juiste kant op bewegen.

Verwachtingen voor stroomprijzen bewegen in gunstige richting, maar bieden nog geen zekerheid

De vooruitzichten voor lagere PPA-prijzen zijn positief. Prognoses van KYOS laten zien dat de kosten van wind- en zonne-energie de komende jaren dalen door schaalvergroting en meer aanbod. Dit betreft vooral de theoretische marktwaarde van stroom en bieden geen garantie voor lagere totale stroomkosten.

Hogere marktwaarde niet onrealistisch maar afhankelijk van aanbod in duurzame brandstoffen

Een hogere marktwaarde via certificering is realistisch bij schaarste aan RFNBO-brandstoffen. Tegelijk is die waarde sterk afhankelijk van de mate waarin alternatieve brandstoffen (en import) beschikbaar komen. De richting kan dus gunstig zijn, maar de voorspelbaarheid van de prijs blijft onzeker. Daarnaast kan het neveneffect van een hogere aardgasprijs negatief doorwerken in de OWE-subsidie, waardoor het uiteindelijke effect in de businesscase minder gunstig wordt.

2. Wat is er nodig om e-methaan te produceren?

Het produceren van e-methaan bestaat uit de chemische omzetting van koolstofdioxide (CO_2) en waterstof (H_2) naar methaan (CH_4). Om dit te realiseren zijn er hoofdzakelijk twee systemen nodig. Een waterstof elektrolyser om water om te zetten naar waterstof en een methaansynthese technologie voor de methanisering.

De schaal waarop e-methaan geproduceerd zal worden heeft invloed op de keuze voor de meest geschikte technologieën. Omdat elektrolyse en methanisatie kapitaalintensieve technologieën zijn, worden deze pas interessant bij een bepaalde schaalgrootte. In deze studie beschouwen we een afvalverwerkingsbedrijf met een grote vergistingsinstallatie, welke op jaarbasis 10 kton CO_2 beschikbaar heeft. Om genoeg waterstof te kunnen produceren voor volledige omzetting van deze hoeveelheid CO_2 is een elektrolyser nodig met een vermogen van 11.8 MW. Bij 8,000 draaiuren kan dit 4.6 miljoen Nm^3 e-methaan opleveren. Naast een industriële biogasbron zou deze technologie mogelijk ook interessant kunnen zijn voor een vergistingsinstallatie van een cluster veehouders. Voor een groot cluster met ca. 10,000 koeien correspondeert dit met een elektrolyser vermogen van 4.2 MW. Voor individuele veehouders of kleinschaligere clusters is de verwachting dat deze technologie minder interessant is vanwege de substantiële investerings- en operationele kosten.

Tabel 1: Vergelijking vergisters schaalgrootte waterstof vermogen en CO_2 hoeveelheid.

Grootte equivalent	CO_2 beschikbaar per jaar	Elektrolyser vermogen (63% rendement)
Afvalverwerker	10 kton	11.8 MW
10.000 koeien	3.8 kton	4.2 MW
1.000 koeien	376 ton	0.42 MW
100 koeien	37.6 ton	42 kW

2.1. Waterstofproductie via elektrolyse

Waterstof is een van de bouwstenen voor e-methaan. Traditioneel wordt waterstof veelal gemaakt uit aardgas, waarbij CO_2 vrijkomt. Deze waterstof staat bekend als grijze waterstof. Waterstof kan ook geproduceerd worden via elektrolyse van water. Wanneer hiervoor hernieuwbare elektriciteit gebruikt wordt is dit een CO_2 -neutraal proces en wordt gesproken van groene waterstof.

De twee meest gebruikte elektrolysetechnieken zijn alkaline elektrolyse en PEM-elektrolyse.

- ⊕ Alkaline-elektrolyse is een bewezen, relatief goedkope technologie die goed werkt bij stabiele bedrijfsvoering en grootschalige productie.
- ⊕ Proton Exchange Membrane (PEM)-elektrolyse is momenteel duurder, maar biedt een hogere mate van flexibiliteit en is daardoor beter geschikt voor elektriciteit uit fluctuerende hernieuwbare bronnen zoals zon en wind. Bovendien produceert PEM-elektrolyse waterstof met een hogere zuiverheid en al onder druk (typisch ca. 30 bar), wat latere stappen in het methanisatie proces eenvoudiger kan maken.

De keuze tussen beide technologieën is afhankelijk van de schaal van de installatie en de bron en beschikbaarheid van de elektriciteit. Voor kleinere en middelgrote installaties of systemen met een variabel aanbod van hernieuwbare elektriciteit biedt PEM-elektrolyse doorgaans voordelen, terwijl alkalische elektrolyse aantrekkelijker is bij grootschalige en continu opererende installaties.



Omdat in deze studie wordt uitgegaan van een elektrolyser vermogen van ca. 12 MW en elektriciteit afkomstig van fluctuerende onshore windenergie, is een PEM-elektrolyser de meest geschikte keuze vanwege de flexibiliteit en het vermogen om wisselende stroom efficiënt te verwerken.

2.2. Methanisatie van CO₂ en H₂

CO₂ en waterstof kunnen omgezet worden naar methaan via chemische of biologische methanisatie. Elk van deze technologieën heeft zijn voor- en nadelen, en welke technologie het meest geschikt is hangt af van de specifieke situatie.

- ⊕ Chemische methanisatie gebruikt een katalysator (meestal op basis van nikkel) en werkt bij hoge temperatuur en druk (typisch 300-400°C en 5-30 bar). Het proces is efficiënt, maar energie-intensief en vereist een zuivere CO₂-stroom. Daardoor zijn extra stappen voor reiniging en scheiding van biogas noodzakelijk. Dit maakt het proces vooral interessant voor grote industriële toepassingen waar restwarmte kan worden benut.
- ⊕ Biologische methanisatie gebruikt micro-organismen (zogenoeten archaea) die CO₂ en H₂ omzetten naar methaan bij lage temperatuur en druk (typisch 60-70°C en 1-10 bar). Hierdoor is het energieverbruik laag en is het proces eenvoudiger uit te voeren. De micro-organismen zijn minder gevoelig voor verontreinigingen, waardoor het biogas vaak direct uit de vergister kan worden gebruikt zonder uitgebreide zuivering. Een nadeel is dat het proces trager verloopt dan chemische methanisatie vanwege de beperkte oplosbaarheid van waterstof in water. Dit kan worden verbeterd door bijvoorbeeld roeren, drukverhoging of het gebruik van andere reactortypen zoals een trickle-bed reactor of een solid-state reactor. Deze aanpassingen brengen wel extra kosten met zich mee.

Voor de middelgrote schaal die in deze studie wordt beschouwd is biologische methanisatie het meest geschikt. Dit komt omdat het proces eenvoudiger is, beter om kan gaan met verontreinigingen en robuuster is bij fluctuaties in het aanbod van waterstof en CO₂. In deze studie wordt aangenomen dat biologische methanisatie plaatsvindt in een solid-state reactor, die het CO₂ na een voorbehandeling ontvangt vanuit een bestaande vergister.

3. Welke eisen gelden voor duurzame e-methaan?

Wanneer je als biogasproducent e-methaan wilt produceren, dan doe je dit waarschijnlijk om het als duurzame en hernieuwbare brandstof te kunnen inzetten. Het voordeel dat je als biogasproducent hebt, is dat je al beschikt over één van de twee grondstoffen voor duurzame e-methaan, namelijk biogene CO₂ uit de vergister. Om het eindproduct ook daadwerkelijk als hernieuwbaar te laten kwalificeren gelden er strikte voorwaarden aan de tweede grondstof, namelijk waterstof. Deze eisen staan beschreven in de EU Delegated act (C(2023)1087)¹ en de bijbehorende uitstoot-methodiek (C(2023)1185)². In dit onderdeel gaan we in op de drie opties om aan deze eisen te voldoen.

3.1 De opties voor het aantoonbaar maken van duurzame elektriciteit

Route 1: Waterstofproductie met directe koppeling aan hernieuwbare bron

De meest rechttoe-rechtaan optie is om de elektrolyser direct aan te sluiten op een lokale duurzame bron, bijvoorbeeld een zonnepark of windturbine op eigen terrein. Daarbij gelden heldere spelregels: (1) De elektriciteit moet volledig en aantoonbaar uit hernieuwbare bronnen komen. (2) Heb je naast directe koppeling ook nog een netaansluiting, dan moet je kunnen bewijzen dat de elektrolyser alleen de duurzame stroom uit de directe verbinding gebruikt. (3) De hernieuwbare bron moet nieuw zijn (maximaal 36 maanden vóór de start van de elektrolyser in gebruik zijn genomen).

Kortom: Zolang je elektrolyser draait op (eigen) lokaal opgewekte groene stroom, zit je goed.



Route 2: Gebruik van netstroom met aanvullende voorwaarden

In veel gevallen is een directe koppeling niet mogelijk of toereikend. Dan kan je alsnog duurzame waterstof produceren met netstroom, mits je voldoet aan extra voorwaarden uit de RFNBO-regeling. Hier zijn twee situaties mogelijk:

Optie A: Minimaal 90% hernieuwbare elektriciteit in biedzone of lage CO₂ uitstoot

Als minstens 90% van de stroom op het elektriciteitsnet duurzaam is, mag de elektrolyser net zoveel uren draaien als dat percentage aangeeft om uitsluitend RFNBO-waterstof te maken (dus bij 90% hernieuwbaar maximaal 90% van de tijd). Dit is in Nederland momenteel nog geen optie, aangezien duurzaam opgewekte elektriciteit momenteel nog maar zo'n 50%³ uitmaakt van het totaal. Je mag ook netstroom gebruiken als de gemiddelde CO₂-uitstoot van het net lager is dan 18 g CO₂ per MJ. Dat betekent dat het net vrijwel fossielvrij moet zijn. Op dit moment is dat in Nederland ook nog niet het geval.

Optie B: Minder dan 90% hernieuwbare elektriciteit in biedzone

Je mag netstroom ook gebruiken onder voorwaarde dat je een Power Purchase Agreement (PPA) contract afsluit met een nieuwe duurzame energie-installatie (bijvoorbeeld een windpark of zonnepark). Daarbij gelden drie belangrijke voorwaarden: **Additionaliteit:** de installatie mag maximaal drie jaar ouder zijn dan jouw elektrolyser. **Tijdsrelatie:** Tot en met 2029 mag de stroom in dezelfde maand zijn opgewekt als waarin je hem gebruikt. Vanaf 2030 is tijdsrelatie op uurbasis vereist. **Locatierelatie:** De opwek en elektrolyser moeten in dezelfde biedzone liggen. Concreet betekent dit dat de stroomproductie Nederlands moet zijn.

Kortom: met een goed opgesteld PPA-contract kun je met een netaansluiting toch aantonen dat je 100% duurzame stroom gebruik, mits de energiebron nieuw genoeg is en de timing van opwek/productie klopt.

Route 3: Gebruik van overtollige hernieuwbare stroom (curtailment)

Een derde manier om duurzame waterstof te produceren is door de elektrolyser te laten draaien in uren waarin er een overschot aan hernieuwbare elektriciteit is. Dit gebeurt vooral wanneer er veel zon- of windproductie is en de elektriciteitsprijzen laag of zelfs negatief worden. In zulke uren is het risico klein dat extra elektriciteitsvraag leidt tot extra fossiele opwek.

De Europese regelgeving biedt in deze situaties ruimte om elektriciteit uit de markt te gebruiken voor de productie van RFNBO-waterstof. Daarbij wordt gekeken naar het elektriciteitsprijsniveau in de day-ahead markt. Wanneer de stroomprijs lager is dan een drempel (36%) die is gekoppeld aan de CO₂-prijs in het Europese emissiehandelssysteem, wordt aangenomen dat fossiele elektriciteitsproductie economisch niet kan meedraaien. Bij een ETS-prijs van ongeveer €87 per ton CO₂ komt deze drempel uit op circa €30 per MWh. Deze grens beweegt dus mee met de ETS-prijs.

Lage of negatieve elektriciteitsprijzen zijn daarmee een indicatie van momenten waarop elektriciteit zowel goedkoop als grotendeels hernieuwbaar beschikbaar is. In 2024 waren er in Nederland al 458 uren met negatieve stroomprijzen, en in 2025 lag dit aantal in augustus al hoger (463 uren)⁴. Dat betekent dat de momenten waarop elektrolyzers goedkoop en duurzaam kunnen draaien toenemen.

In de praktijk is deze productieroute vooral geschikt voor installaties die flexibel kunnen opereren. De elektrolyser moet snel kunnen op- en afschakelen, omdat deze gunstige uren onregelmatig voorkomen. Een belangrijk nadeel is dat de benuttingsgraad laag blijft wanneer uitsluitend in deze uren wordt geproduceerd. Hierdoor is het verdienmodel vooral aantrekkelijk bij relatief lage investeringskosten en bij toegang tot flexibele elektriciteitscontracten of lagere netkosten. In Sectie 6.5 wordt hier verder op ingegaan.

Kortom: Deze optie kan interessant zijn als de installatie zich bevindt in een gebied met veel wind- of zonne-energie en regelmatig negatieve stroomprijzen.

³ CBS (2025), helft elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen ([link](#)).

⁴ ANWB (2025), nu al meer uren met negatieve stroomprijs dan in 2024 ([link](#)).

4. Aan wie kan ik mijn e-methaan verkopen?

In principe is de afzetmarkt voor e-methaan zeer groot. Het gas is chemisch identiek aan aardgas en kan, mits het aan de kwaliteitseisen van aardgas voldoet, worden geïnjecteerd in het gasnet. Daarmee kan e-methaan fysiek worden geleverd aan alle bestaande markten die nu aardgas gebruiken, zoals de gebouwde omgeving, de industrie en, na omzetting tot CNG of LNG, ook de mobiliteitssector. Wanneer deze route wordt gekozen en het gas als reguliere aardgasstroom wordt verkocht, ontvang je enkel de kale gasprijs die gelijk is aan het TTF-niveau⁵.

De werkelijke meerwaarde van e-methaan ligt nou juist in de duurzame herkomst. Die komt pas tot zijn recht wanneer de CO₂-reductie ten opzichte van fossiel aardgas aantoonbaar kan worden gemaakt. Certificering is daarbij het sleutelwoord. Zonder een geldig certificerings- of garantiesysteem blijft het gas administratief fossiel en kan er geen duurzaamheidswaarde worden toegekend.

Er bestaan verschillende routes om e-methaan te certificeren, afhankelijk van de toepassing. De certificeringskaders voor e-methaan zijn nog volop in ontwikkeling en de praktische toepassing verschilt per afzetmarkt. In de volgende paragrafen worden de beschikbare routes toegelicht en wordt uiteengezet onder welke voorwaarden e-methaan daadwerkelijk als duurzaam kan worden erkend en dus in aanmerking komt voor een bijbehorende bonus op de marktwaarde.

4.1 Groen gas GvO's (bijmengverplichting)

Gasleveranciers die onder het Europese emissiehandelssysteem ETS-2 vallen, zoals in de gebouwde omgeving en de kleine industrie, vormen een belangrijke potentiële afzetmarkt voor e-methaan. Vanaf 2027 treedt de bijmengverplichting voor groen gas in werking. Leveranciers moeten dan aantonen dat een toenemend deel van hun gasleveringen groen is. Deze verplichting loopt op tot meer dan 0.8 miljard m³ groen gas per jaar in 2031.

E-methaan uit biogene CO₂ uit vergisting en duurzame waterstof (RFNBO) kan onder deze verplichting worden afgezet als groen gas. De extra waarde komt uit de groen gas-premie, een opslag boven op de reguliere gasprijs. Deze premie is gekoppeld aan de vermeden CO₂-uitstoot per m³ gas en kent een duidelijk prijsplafond door de vaste buy-out van €450 per ton CO₂.

Hoewel e-methaan niet direct via vergisting wordt geproduceerd, wordt de 'groenheid' binnen deze methodiek bepaald door de herkomst van de koolstof. Voor e-methaan op basis van biogene reststromen zal de CO₂-reductie ergens tussen 2 en 3 kg CO₂ per m³ uitkomen. Dit resulteert volgens CE Delft⁶ in een groen gas-premie van circa €0.40 tot €1.35 per Nm³, boven op de reguliere gasprijs. Het is voornamelijk onzeker wat de daadwerkelijke groen gas-premie voor e-methaan zal zijn, aangezien dit sterk zal afhangen van de vraag naar en beschikbaarheid van groen gas. Naarmate de bijmengverplichting oploopt en groen gas productie achterblijft en dus schaarser wordt, zal de premie zich naar verwachting richting het prijsplafond bewegen.

Kortom: Door de bijmengverplichting vormen de sectoren onder de ETS-2, zoals de gebouwde omgeving en kleine industrie een grote potentiële markt die vanaf 2027 beschikbaar komt. De verplichting zal naar verwachting zo'n 0.40 – 1.35 per Nm³ extra waarde opleveren.

4.2 Transportsector (van HBE naar ERE)

De transportsector biedt op dit moment de meest concrete mogelijkheid voor de afzet van e-methaan. Tot en met 2025 viel deze markt onder het HBE-systeem (Hernieuwbare Brandstofeenheden), waarin leveranciers van benzine, diesel en LNG wettelijk verplicht waren jaarlijks een aandeel hernieuwbare energie in hun brandstofmix aan te tonen. E-methaan kon binnen dit systeem meetellen als hernieuwbare brandstof, zodra het voldeed aan de EU-criteria voor RFNBO's, zoals eerder in hoofdstuk drie toegelicht. Daarnaast kregen RFNBO brandstoffen een dubbele waarde (multiplier van 2), zodat elke hernieuwbare brandstof eenheid twee keer meetelde.



Nieuwe systematiek voor brandstofverplichtingen

Vanaf 2026 voert Nederland echter de Brandstoftransitieverplichting⁷ in, waarmee het HBE-systeem wordt vervangen door het ERE-systeem (Emission Reductie Eenheden). Eén ERE staat voor één kilogram CO₂-equivalent emissiereductie ten opzichte van fossiele referentiebrandstof. De waarde wordt dus niet langer bepaald door de hoeveelheid hernieuwbare energie, maar door de emissiebesparing van de brandstof. De eerdere genoemde multiplier vervalt en in plaats daarvan ontvangen producenten automatisch meer ERE's naarmate de geproduceerde brandstof een lagere carbon intensity (CI) heeft.

De extra waarde voor 1 Nm³ e-methaan wordt in het nieuwe systeem bepaald door te kijken hoeveel CO₂-uitstoot je ermee bespaart ten opzichte van fossiel gas (referentiewaarde is 94 g CO₂e/MJ)⁸, en welke prijs (ERE-prijs) daarvoor wordt betaald. Wanneer je bijvoorbeeld e-methaan met een lage CO₂-intensiteit (bijv. 10 g CO₂e/MJ) produceert, bespaar je omgerekend⁹ 2.7 kg CO₂ per Nm³. ERE-prijzen worden ingeschat op € 0.03 – 1.03 per kg CO₂e¹⁰.

Dit levert een potentiële meerwaarde op van circa. € 0.08 – 2.80 per Nm³ e-methaan. Daarbij is het wel goed om in het achterhoofd te houden dat de ERE-prijs sterk afhankelijk is van de marktomstandigheden, de categorie waarin het product wordt ingezet en de gerealiseerde CO₂-reductie. Indicaties voor de RFNBO-categorie liggen aan de hogere kant van de range (ca. € 0.5 – 1.0 per kg CO₂e).

De brandstoftransitieverplichting breidt daarnaast het toepassingsgebied aanzienlijk uit ten opzichte van het HBE-systeem. De doelstellingen en context van deze sectoren zijn te vinden in onderstaande tabel.

Tabel 2: Sectoren die onder de brandstoftransitieverplichting vallen.

Sector	Indicatief doel 2030	Bijzonderheden
Wegverkeer	16% emissiereductie t.o.v. 2020	Grootste marktvolume, RFNBO's krijgen specifiek subdoel van 1.2%
Binnenvaart	8-10% reductie	Wordt voor het eerst volledig meegenomen in de verplichting
Zeevaart	6-8% reductie	Aansluiting bij FuelEU Maritime, RFNBO's leveren extra ERE-waarde
Luchtvaart	5% RFNBO/Synfuels	Vooraf relevant voor brandstoffen zoals e-kerosine

Binnenvaart en zeevaart hebben een beperkt aanbod aan hernieuwbare brandstoffen. Hierdoor zal de ERE-prijs in deze sectoren waarschijnlijk het hoogst liggen¹¹. Binnen de zeevaart kan bovendien worden geprofiteerd van de koppeling met FuelEU Maritime regelgeving, dat dezelfde RFNBO-criteria hanteert en de CO₂-intensiteit verplicht verlaagt.

Kortom: De transportsector biedt een operationele markt met duurzaamheidsbonus voor e-methaan. Afhankelijk van de ERE-prijs kan dit oplopen tot € 0.08–2.80 per Nm³ e-methaan aan extra waarde.

⁷ Ministerie EZK (2024), voortgangsbrief implementatie RED-III ([link](#))

⁸ EU Delegated Regulation 2023/1185 ([link](#))

⁹ Berekening: 94 g CO₂e/MJ – 10 g CO₂e/MJ = 0.084 kg/MJ × 31.7 MJ/Nm³ = 2.7 kg CO₂/m³

¹⁰ CE Delft (2025), Prijs effecten ERE-systeem ([link](#))

¹¹ Ibid.





4.3. Industriële (groot)gebruikers onder ETS-1

In de industrie ligt het gebruik van e-methaan iets anders dan bij huishoudens. Grote industriële uitstoters vallen onder het Europese systeem voor CO₂-uitstoot (ETS-1). Dat betekent dat zij voor elke ton CO₂ die ze uitstoten een emissierecht moeten kopen. Dit maakt fossiele brandstoffen automatisch duurder.

Sinds 2024 is de Europese regelgeving aangepast¹². Daardoor mogen bedrijven een uitstootwaarde van nul toepassen voor duurzame brandstoffen, waaronder e-methaan, maar alleen als duidelijk kan worden aangetoond dat dit gas volledig met hernieuwbare energie is gemaakt. In dat geval wordt e-methaan gezien als een duurzame brandstof, waardoor de industriële uitstoter geen CO₂-rechten hoeft in te leveren wanneer het gas wordt verbrand. Dit levert een financieel voordeel op. Bij een ETS-prijs van ongeveer €80 per ton CO₂ scheelt dit circa €0.16 per m³ e-methaan¹³ ten opzichte van aardgas.

In de praktijk gebeurt dit nog weinig. De belangrijkste reden is dat bedrijven veel administratie moeten bijhouden om te bewijzen dat hun e-methaan aan alle Europese eisen voldoet. De certificering van deze nieuwe duurzame brandstoffen staat nog in de kinderschoenen en veel bedrijven moeten hun systemen daarop nog aanpassen. Naarmate de CO₂-prijs verder oploopt en de administratieve regels eenvoudiger worden, wordt het voor bedrijven aantrekkelijker om over te stappen op duurzame alternatieven zoals e-methaan.

Kortom: In de industrie is e-methaan technisch direct inzetbaar en kan het, mits juist gecertificeerd, leiden tot een vrijstelling van ETS-kosten wat circa 0.16 per m³ e-methaan aan extra waarde op kan leveren bij de huidige ETS-prijs. Toch blijft de praktische toepassing voorlopig beperkt, vooral door administratieve drempels. Daarnaast is de meerwaarde voorlopig minder gunstig in vergelijking met andere markten.



¹² Europese Unie, Uitvoeringsverordening (EU) 2018/2066, 2018) ([link](#)).

¹³ Berekening gebaseerd op een emissiefactor van 1.96 kg CO₂/Nm³ aardgas ([EU MRR 2018/2066](#); [RVO Emissiefactorenlijst 2024](#)). en een ETS-prijs van € 80 per ton CO₂, wat resulteert in een vermeden kost van ongeveer € 0.16 per m³ e-methaan.

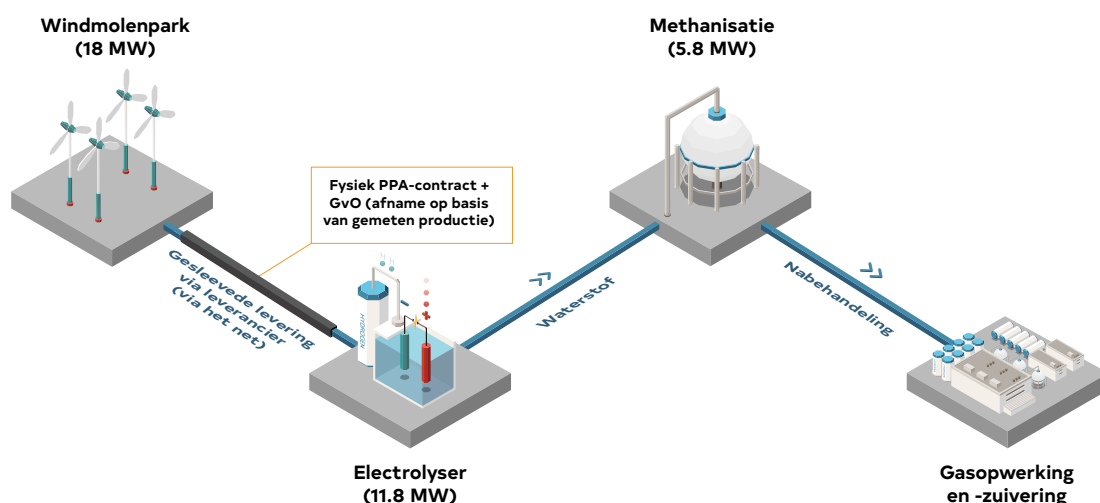


5. Wat kost het produceren van e-methaan nu?

Of e-methaan een interessante investering is, wordt bepaald door de productiekosten te vergelijken met de marktprijs. Voor dit onderdeel van het rapport hebben we een fictieve casus uitgewerkt die representatief is voor grootschalige biogasinstallaties. In de volgende sectie lichten we de gekozen configuratie toe.

5.1 Fictieve casus: Grote ONF-vergister met PEM-elektrolyse en Biomethanisatie

Deze businesscase is gebaseerd op een fictieve grootschalige vergistingsinstallatie voor organische natte fracties (ONF) in Nederland. De installatie produceert biogas en beschikt over bestaande infrastructuur voor gasopwerking en gasnetaansluiting. Op deze schaal komt jaarlijks 10 kiloton biogene CO₂ beschikbaar, die in deze casus wordt ingezet als grondstof voor de productie van e-methaan. Dit volume is gebruikt om de schaal voor de elektrolyser en methanisatie-installatie te bepalen.



Figuur 1: Schematische weergave van gekozen e-methaan casus.

De scope van de businesscase omvat de volledige keten van hernieuwbare elektriciteit tot en met de afzet van e-methaan. De onderdelen van de business case worden hieronder verder toegelicht.

1. Stroomvoorziening

Elektriciteit vormt de primaire energie-input van het systeem en bepaalt in belangrijke mate wanneer de installatie kan draaien. Voor de stroomvoorziening wordt in de casus gebruik gemaakt van een fysieke Power Purchase Agreement¹⁴ (PPA) met een nabijgelegen 18MW windpark op land. Het gebruik van een langjarig contract zorgt voor duidelijkheid over de herkomst van elektriciteit en maakt het mogelijk om de geproduceerde waterstof en het daaropvolgende e-methaan als RFNBO te certificeren.

De jaarlijkse productie van het windpark correspondeert in het basisscenario met 2800 vollasturen, wat neerkomt op een capaciteitsfactor van ca. 32%. Het windpark is met 18 MW bewust groter (een factor 1.5) gedimensioneerd dan de elektrolyser, die een vermogen heeft van 11.8 MW. Door deze keuze is er vaker genoeg stroom beschikbaar om de elektrolyser te laten draaien. Dit resulteert in ca. 3,400 equivalente vollasturen voor de elektrolyser. Hoewel dit aantal vollasturen relatief laag kan lijken, is dit een logisch gevolg van de variabiliteit van windenergie. Op basis van de jaarlijkse windproductie zou in theorie ca. 4,000 equivalente vollasturen beschikbaar kunnen zijn¹⁵. In de praktijk wordt dit maximum echter niet bereikt, doordat de windproductie fluctueert en het elektrolyse vermogen beperkt is.

De PPA zal worden afgesloten tegen een vaste prijs van 85 €/MWh in het basisscenario. Hoewel dit aan de hoge kant is, valt het nog steeds binnen de bandbreedte van recente Nederlandse PPA's voor nieuwgebouwde onshore wind- en zonneprojecten.

¹⁴ Zie bijlage D voor meer details over Power Purchase Agreements (PPA's).

¹⁵ Zie bijlage D voor toelichting op de berekening van vollasturen (FLH).



2. Productie van waterstof: 11.8 MW PEM-electrolyser

In de casus wordt waterstof geproduceerd met een 11.8 MW PEM-elektrolyser, waarbij hernieuwbare elektriciteit direct wordt omgezet in waterstof. Er is gekozen voor PEM-technologie zodat de elektrolyser flexibel kan opereren en snel kan reageren op veranderingen in het aanbod van elektriciteit. Dit sluit goed aan bij het variërende aanbod van windstroom. De geproduceerde waterstof wordt in deze opzet direct ingezet in de vervolgstap van het proces. Er wordt hierbij geen gebruik gemaakt van waterstofopslag. Naast waterstof ontstaat bij elektrolyse ook zuurstof als bijproduct. In het basisscenario van deze businesscase is geen economische waarde toegekend aan deze zuurstof. In hoofdstuk 6 wordt een apart scenario besproken waar wel waarde wordt toegekend aan de geproduceerde zuurstof. De belangrijkste technische parameters en aannames met betrekking tot de elektrolyser (waaronder capaciteit, efficiëntie, levensduur en vervangingscomponenten) zijn samengevat in factsheet A en B.

3. Productie van e-methaan: 5.8 MW Solid-State Bioreactor

Het geproduceerde waterstof en de beschikbare CO₂ worden via een biologische methanisatiestap omgezet naar methaan. De keuze voor biologische methanisatie is gebaseerd op de goede aansluiting bij de operationele omstandigheden van de casus. De gekozen technologie kan omgaan met variabele productie en sluit aan bij de schaal van bedrijfsvoering. De methanisatie-installatie draait uitsluitend wanneer waterstof beschikbaar is. De benutting van de methanisatiestap volgt daarmee de operationele beschikbaarheid van de elektrolyser. De belangrijkste technische kenmerken en aannames met betrekking tot de methanisatiestap zijn opgenomen in factsheet A en B.

4. Afzetstrategie voor e-methaan: Inkomsten via verkoop als RFNBO-brandstof

Het geproduceerde e-methaan wordt opgewaardeerd, geïnjecteerd in het regionale aardgasnet en gecertificeerd als RFNBO-brandstof, waardoor het kan worden afgezet in de mobiliteit sector. De e-methaan wordt dus verkocht aan brandstofleveranciers waarmee een ERE-prijs wordt verkregen. We gaan hierbij uit van een meerwaarde binnen het ERE-systeem van €1.50 per m³.

5. Kostenopbouw en rekenlogica

De kosten in deze businesscase zijn berekend op basis van een levelized cost-benadering, waarbij alle relevante kosten over de volledige projectlevensduur worden meegenomen en omgerekend naar kosten per eenheid e-methaan (LCOE in MWh). De kosten bestaan uit vier hoofdcomponenten:

1. Investeringskosten (CAPEX)
2. Vaste operationele kosten
3. Variabele operationele kosten
4. Periodieke vervangingskosten

Voor de opbrengsten (levelized revenues) is er naast marktinkomsten in de businesscase rekening gehouden met de OWE-subsidie regeling¹⁶. Deze subsidie is geen onderdeel van de marktprijs van e-methaan, maar een exploitatieregeling die zich richt op het compenseren van het verschil tussen de kostprijs van hernieuwbare waterstof en de marktwaarde.

De OWE-subsidie regeling vergoedt een groot deel (80%) van de investeringskosten voor de waterstofinstallatie en biedt daarnaast ondersteuning voor de exploitatie (OPEX). Deze OPEX-subsidie wordt uitgekeerd als een vergoeding per geproduceerde kilogram waterstof en is gebaseerd op het kostenverschil tussen hernieuwbare waterstof en fossiele waterstof productie (SMR uit aardgas). De maximale vergoeding bedraagt €9,- per kilogram waterstof.

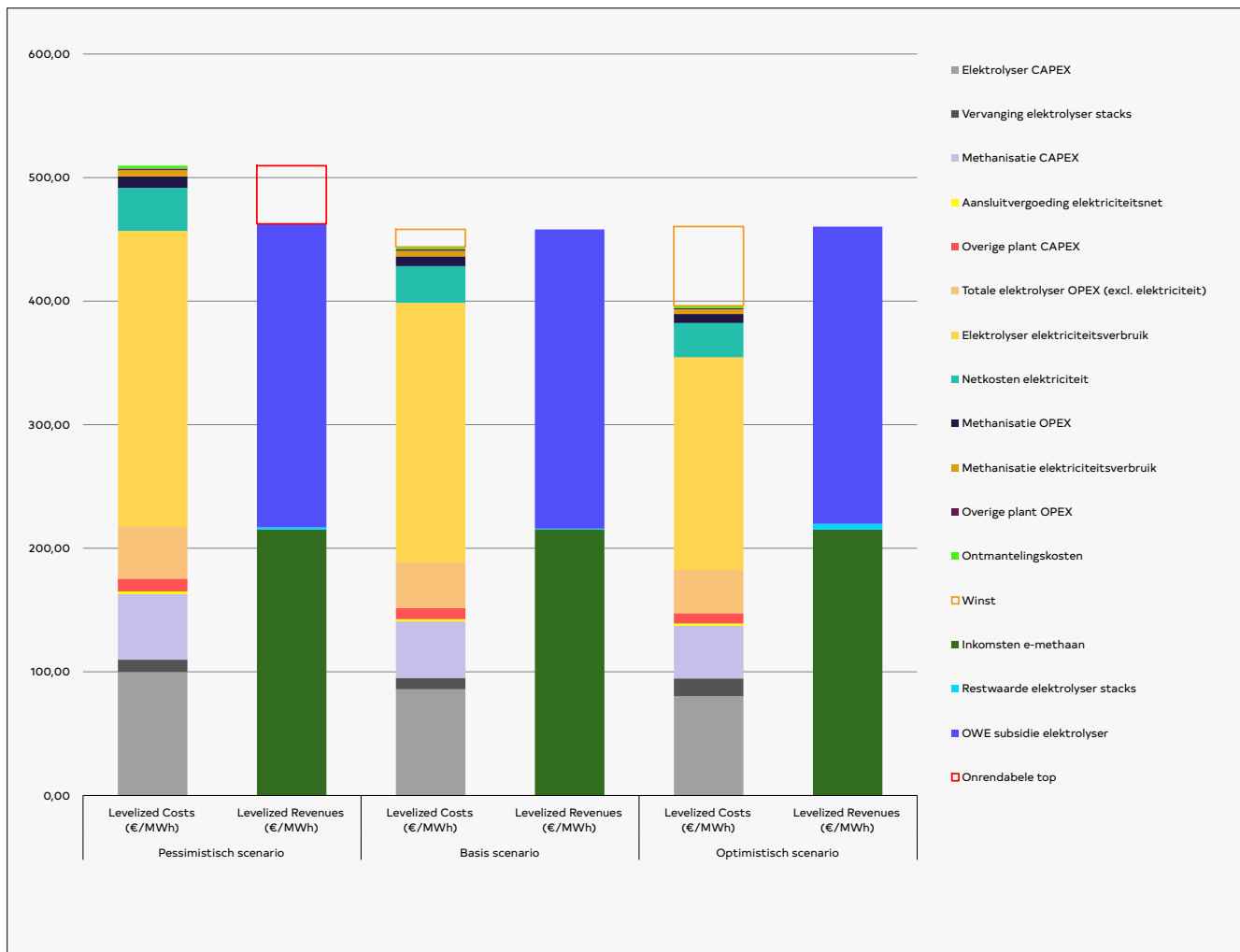
5.2 Wat zijn de investeringskosten van het systeem?

Er zijn drie scenario's opgesteld om voor het systeem een pessimistische, een basis- en een optimistische analyse uit te voeren. Tussen deze scenario's zijn alle waarden gelijk gebleven behalve het aantal draaiuren en de elektriciteitsprijs. Het pessimistische scenario maakt gebruik van een onshore windprofiel waarbij het windpark 2,540 draaiuren maakt. Hier wordt ook een conservatieve inschatting gebruikt voor de elektriciteitsprijs van 96 €/MWh. Voor onshore wind in Nederland gaat men meestal uit van 2,600-3,000 draaiuren. Voor het basis scenario gebruiken we daarom 2,800 draaiuren, gecombineerd met een iets lagere elektriciteitsprijs van 85 €/MWh. Het optimistische scenario gaat uit van 3,000 draaiuren, met een elektriciteitsprijs van 70 €/MWh.

Op de volgende pagina toont Figuur 2 de opbouw van de levelized costs en levelized revenues voor de drie scenario's.

¹⁶ Subsidieregeling grootschalige productie volledig hernieuwbare waterstof via elektrolyse (OWE) ([link](#)).





Figuur 2: Levelized costs- en revenues voor de drie scenario's.

De investeringskosten voor het systeem bestaan voornamelijk uit de kosten voor de elektrolyser en methanisatie installatie inclusief alle ondersteunende componenten en systemen. Als laatste zijn er overige plant investeringskosten, zoals civiele infrastructuur, nutsvoorzieningen en gebouwen. In totaal komt dit neer op een investering van €32.3 miljoen.

Voor de elektrolyser is daarnaast een investering nodig voor nieuwe elektrochemische cellen wanneer deze 40.000 draaiuren hebben gemaakt. Hiervoor zal het basis scenario in jaar 11 opnieuw een investering nodig zijn van ca. €4.9 miljoen.

5.3 Wat zijn de operationele kosten van het systeem?

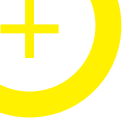
De elektriciteitskosten van de elektrolyser maken verreweg het grootste deel uit van de totale operationele kosten. Daarnaast zijn alle andere operationele kosten van de elektrolyser, zoals onderhoud, verzekeringen, personeel en watergebruik, ook een grote kostenpost. De operationele kosten voor de methanisatie plant en de overige kosten rondom de plant maken slechts een klein deel uit van de totale kosten. Ook het energieverbruik van de methanisatie plant ligt erg laag. In totaal komt dit uit op operationele kosten van ca. €5.8 miljoen per jaar¹⁷ voor het basis scenario.

5.4 Wat zijn de uitdagingen?

Uit Figuur 2 blijkt dat in alle scenario's het elektriciteitsverbruik van de elektrolyser het grootste aandeel vormt van de totale levelized costs. Dit komt omdat de productie van e-methaan uit CO₂ en elektriciteit (via waterstof) een zeer energie-intensief proces is. De efficiëntie van de omzetting van elektriciteit naar waterstof voor de hele plant is ongeveer 59%, terwijl de omzetting van waterstof naar e-methaan een efficiëntie van 82% heeft. Hierdoor is de totale efficiëntie van het proces van elektriciteit naar e-methaan ongeveer 48%. Met andere woorden, van 1 MWh aan elektriciteit die het proces in gaat, wordt uiteindelijk slechts ca. 0.48 MWh aan e-methaan gevormd. De rest van de energie gaat verloren in het proces, met name in de vorm van warmte bij de elektrolyser.

¹⁷ Voor het eerste jaar. In de daaropvolgende jaren worden de kosten aangepast volgens het geldende inflatiecijfer.

¹⁸ Het windpark heeft een capaciteit van ca. 1.5 keer de capaciteit van de elektrolyser. Dit is een vaak gebruikte aanname om de benuttingsgraad van de elektrolyser te vergroten.



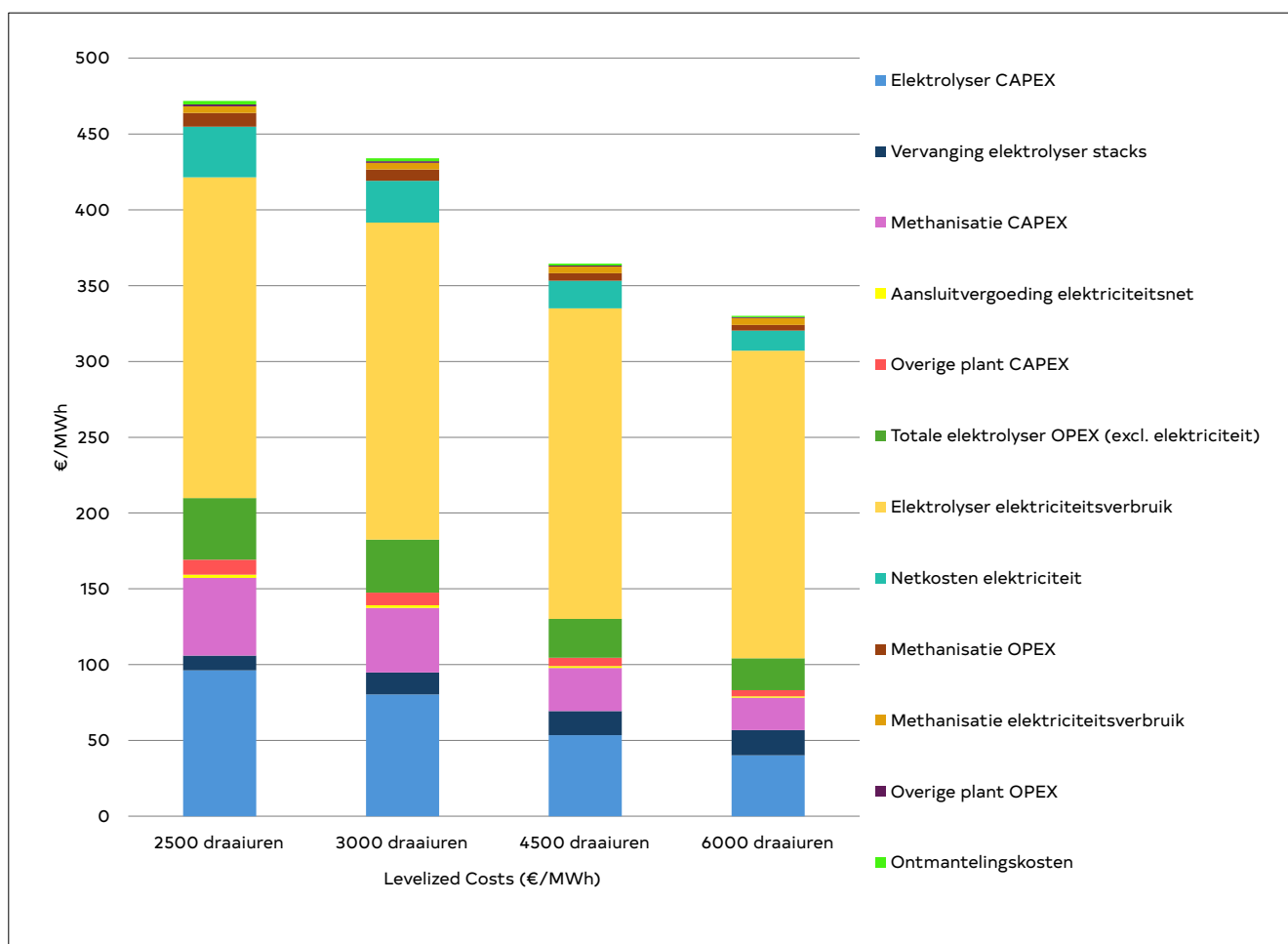
Tegelijkertijd zijn de opbrengsten van het verkopen van e-methaan redelijk laag. Dit komt onder andere omdat windenergie niet altijd beschikbaar is. Daardoor zijn het aantal vollasturen van alle assets (windpark: 2,800, elektrolyser: 3,937, methanisatie: 3,937 vollasturen in het basis scenario¹⁸) lager dan ideaal. Dit betekent dat de assets een aanzienlijk deel van het jaar stil staan vanwege het gebrek aan hernieuwbare energie die voldoet aan de eisen om de waterstof te certificeren als RFNBO. De totale hoeveelheid e-methaan die geproduceerd kan worden per jaar ligt daarom ook een stuk lager dan het theoretische maximum op basis van de geïnstalleerde capaciteit, en dit heeft een grote impact op de opbrengsten van e-methaan.

In het basisscenario is de business case positief en kan een winst van ca. 14 €/MWh worden gerealiseerd. Een groot deel van de inkomsten is echter afhankelijk van het verkrijgen van een OWE-subsidie. In het rekenvoorbeeld is gebruik gemaakt van de maximale subsidiebijdrage van 9 €/kgH₂ die volgens deze regeling kan worden toegekend¹⁹. Bij een subsidie van 8.42 €/kgH₂ is de businesscase exact kostendekkend en is de levelized profit nul. Zonder deze subsidie is de onrendabele top voor het basis scenario ca. 228 €/MWh. Dit laat duidelijk zien dat deze subsidie essentieel is om een positieve business case te realiseren.

Andere factoren die een sterke invloed hebben op de levelized costs zijn de investeringskosten voor de elektrolyser en methanisatie installatie. Dit zijn beide relatief nieuwe technologieën, en het is aannemelijk dat de investeringskosten hiervan omlaag zullen gaan wanneer deze zich verder ontwikkelen.

Impact van het aantal draaiuren

Zoals eerder besproken is het aantal vollasturen van de assets in alle scenario's lager dan optimaal. Figuur 3 toont de impact van het aantal vollasturen op de levelized costs van e-methaan. Hieruit blijkt dat een hoger aantal vollasturen leidt tot een sterke daling van de levelized costs. Dit komt omdat de investeringskosten constant blijven, terwijl er meer e-methaan geproduceerd kan worden.



Figuur 3: Levelized costs voor het basis scenario onder verschillende benuttingsgraden. Het aantal draaiuren dat in de Figuur vermeld wordt is het aantal draaiuren van het windpark, dit correspondeert met 3,515, 4,218, 6,327 en 8,436 draaiuren voor de elektrolyser en methanisatie plant.



6. Hoe kan de business case verbeterd worden?

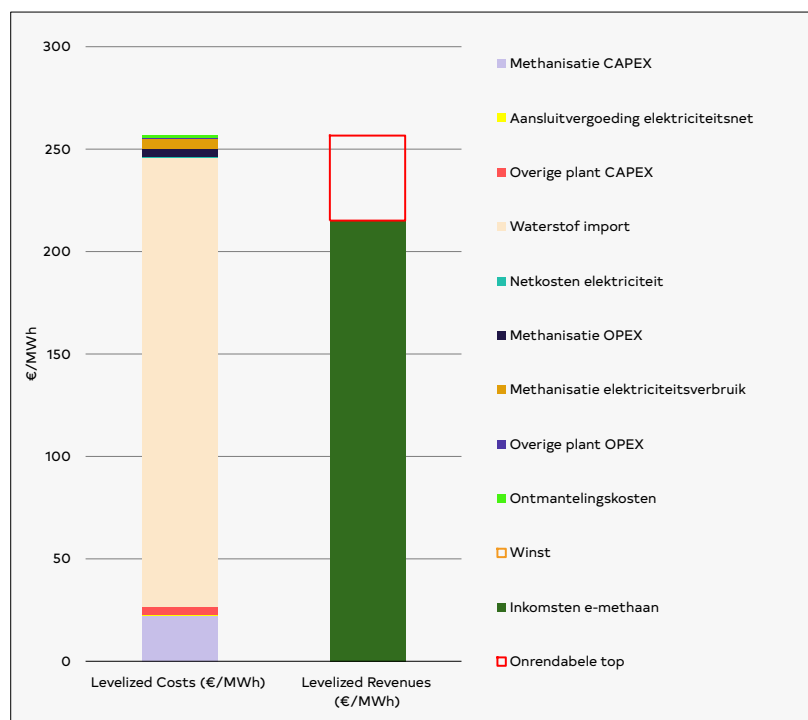
In het vorige hoofdstuk concludeerden we dat de businesscase voor e-methaan nu vaak nog ongunstig is. De grootste kostenpost is waterstof, en vooral de elektriciteit die nodig is om die waterstof te maken. Tegelijk verandert er veel: beleid, markt, economie en technologie bewegen snel. Daarom kijken we in dit hoofdstuk vooruit. We schetsen mogelijke ontwikkelingen en bespreken hoe die de businesscase kunnen beïnvloeden.

6.1. Import van gecertificeerde groene waterstof komt op als toegankelijke optie

Dit scenario gaat ervan uit dat import van groene waterstof op termijn mogelijk wordt, wat gezien de huidige Europese ontwikkelingen realistisch lijkt, maar nog niet concreet als optie aanwezig is. Import van gecertificeerde groene waterstof kan de businesscase aanzienlijk veranderen. Dit komt doordat de hoge investerings- en operationele kosten voor eigen productie van waterstof vervallen en plaats maken voor een mogelijk toegankelijker waterstofprijs. De exacte prijs per kilogram is momenteel nog onzeker. Voor dit scenario wordt gebruik gemaakt van een recente kosteninschatting voor import via verschillende waterstofdragers²⁰.

De kosten van geïmporteerde waterstof variëren per waterstofdrager: ammoniak (€4.30/kg H₂), vloeibare waterstof (€4.80/kg H₂) en LOHC (€4.20/kg H₂). Deze bedragen zijn gebaseerd op een grootschalige importketen van productielocaties in het Midden-Oosten naar de haven van Rotterdam. De totale prijs per kilogram omvat de kosten voor productie, omzetting naar de drager, opslag in zowel het producerende als ontvangende land, zeetransport en reconversie naar waterstof. De verdere transport- en opslagkosten tot aan de eindgebruiker zijn hierin niet meegenomen, maar worden geschat op ongeveer €1.00 per kg H₂.

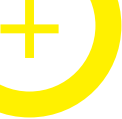
Voor dit voorbeeld zijn we uitgegaan van de LOHC-prijs van €4.20/kg en €1.00/kg voor transport en opslag naar de eindgebruiker.



Figuur 4: Levelized costs voor het basis scenario bij inkoop van LOHC-waterstof.

Wat gelijk opvalt, is dat de levelized costs voor e-methaan met waterstof import (ca. 257 €/MWh) significant lager zijn dan wanneer waterstof lokaal wordt geproduceerd. Dit komt doordat de productielocaties waar de geïmporteerde waterstof gemaakt wordt vaak gebruik kunnen maken van lagere elektriciteitsprijzen en een hogere benuttingsgraad van de elektrolyser. In het basisscenario kan gebruik gemaakt worden van de OWE-subsidie waardoor de business case positief is. In dit scenario is de OWE-subsidie niet toepasbaar, wat leidt tot een onrendabele top van 42 €/MWh. Zonder deze OWE-subsidie zou de onrendabele top van het basis scenario (228 €/MWh) een stuk hoger liggen dan dit import scenario.

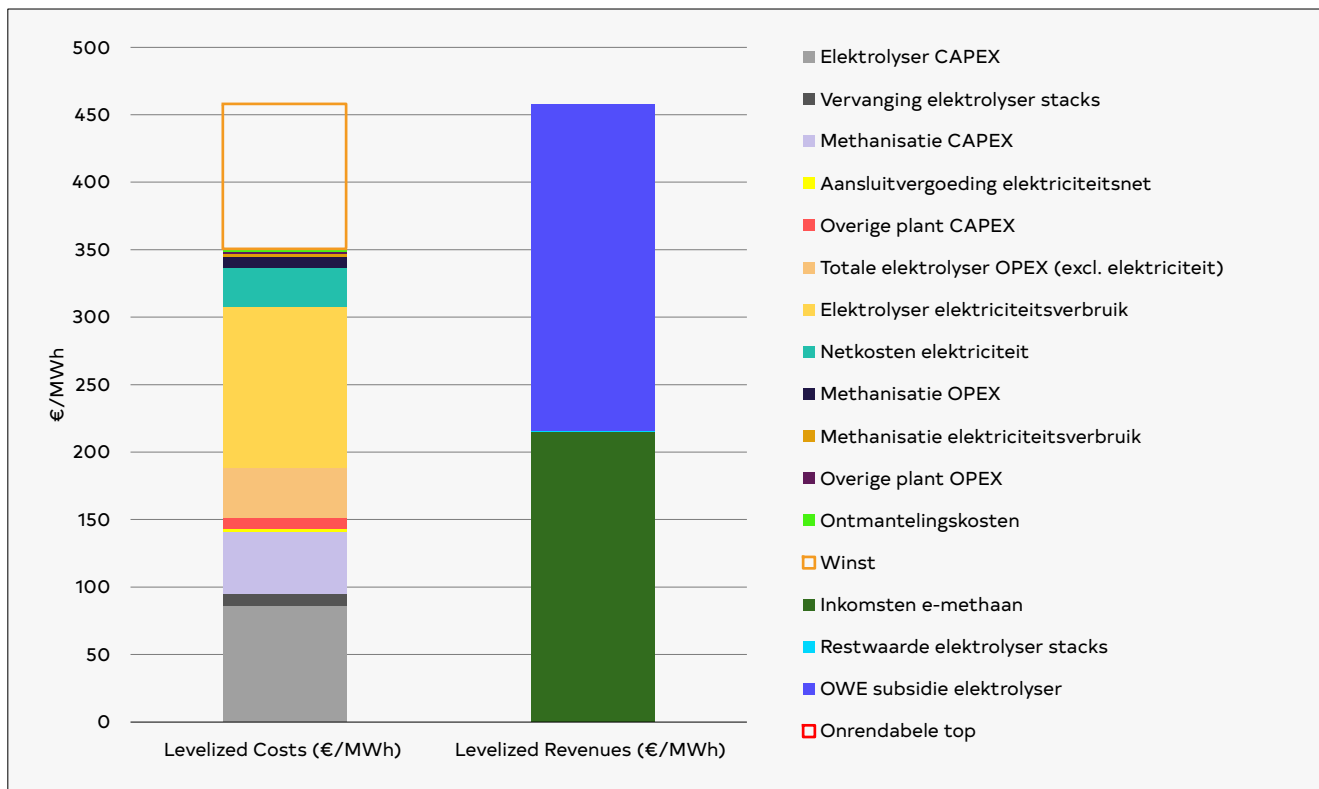
²⁰ Roland Berger, (2025), Hydrogen Transportation ([link](#))



6.2 De kosten voor elektriciteit dalen tot 48 €/MWh

Termijnmarkt modellering suggereert op de langere termijn op lagere langjarige capture prijzen, wat potentieel tot sterkere businesscases kan leiden. De verwachting is dat in de periode 2026-2035 de PPA-prijs voor onshore wind uitkomt op ca. 48 €/MWh²¹. Dat is ca. 44% lager dan de PPA-prijs die in het basis scenario wordt gebruikt (85 €/MWh).

De sterke daling van de elektriciteitsprijs zorgt ervoor dat het aandeel hiervan aan de levelized cost daalt van ca. 210 €/MWh naar ca. 119 €/MWh. Hierdoor daalt de levelized cost van e-methaan van ca. 444 €/MWh naar ca. 351 €/MWh en kan de winst substantieel vergroot worden tot 108 €/MWh. Het is wel belangrijk om in gedachte te houden dat dit alleen mogelijk is in combinatie met een OWE-subsidie. Zonder een dergelijke subsidie is het ook met deze lage elektriciteitsprijs onmogelijk om in de buurt van een positieve business case te komen.



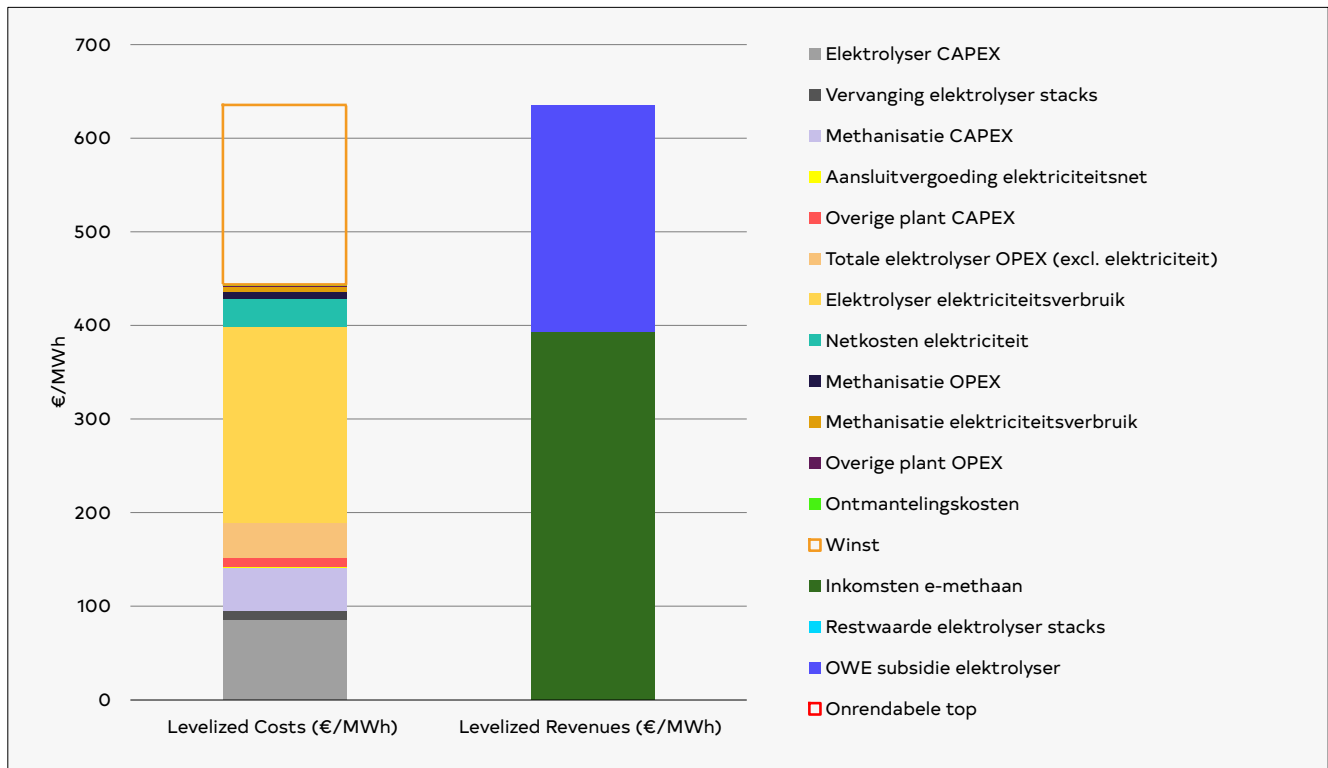
Figuur 5: Levelized costs voor het basis scenario met lagere stroomprijs (48 €/MWh).

²¹ KYOS (2025), PPA Insights, price and market developments in Europe ([link](#)).



6.3 ERE-prijs verdubbelt

Wanneer de vraag naar RFNBO gecertificeerde brandstoffen toeneemt, terwijl het aanbod achterblijft is het aannemelijk dat de prijs zal stijgen. In dit scenario gaan we ervan uit dat de ERE-prijs stijgt met 100%, terwijl de marktprijs van aardgas stabiel blijft. Een verdubbeling van de ERE-prijs betekent een verhoging van €1.50 per m³ naar €3.00 per m³. Dit is een forse stijging, maar ligt niet ver van de bovenkant van de bandbreedte voor de geschatte toekomstige meerwaarde van e-methaan²².



Figuur 6: Levelized costs voor het basis scenario met een ERE-prijs van €3.00 per m³.

Door de gestegen inkomsten kan de winst sterk verhoogd worden tot ca. 192 €/MWh. Het aandeel van de e-methaan inkomsten aan de levelized revenues gaat van ca. 215 €/MWh naar 393 €/MWh, maar ook dit is nog niet voldoende om zonder OWE-subsidie tot een positieve business case te komen. In het geval dat de marktprijs van aardgas ook stijgt wanneer de ERE-prijs stijgt is het effect op de business case wat complexer. Het voordeel is dat als de marktprijs van aardgas stijgt, dit doorwerkt in de verkoopprijs voor e-methaan wat leidt tot hogere opbrengsten. Tegelijkertijd heeft een hogere marktprijs direct invloed op de hoogte van de OWE-subsidie over het exploitatiedeel. De hoeveelheid subsidie die je ontvangt wordt namelijk berekend op basis van het verschil tussen de productieprijs van hernieuwbare waterstof en het correctiebedrag. Het correctiebedrag wordt bepaald door middel van de volgende formule:

$$\text{correctiebedrag} = 0.29 + (49 \times \text{gemiddelde TTF aardgasprijs})$$

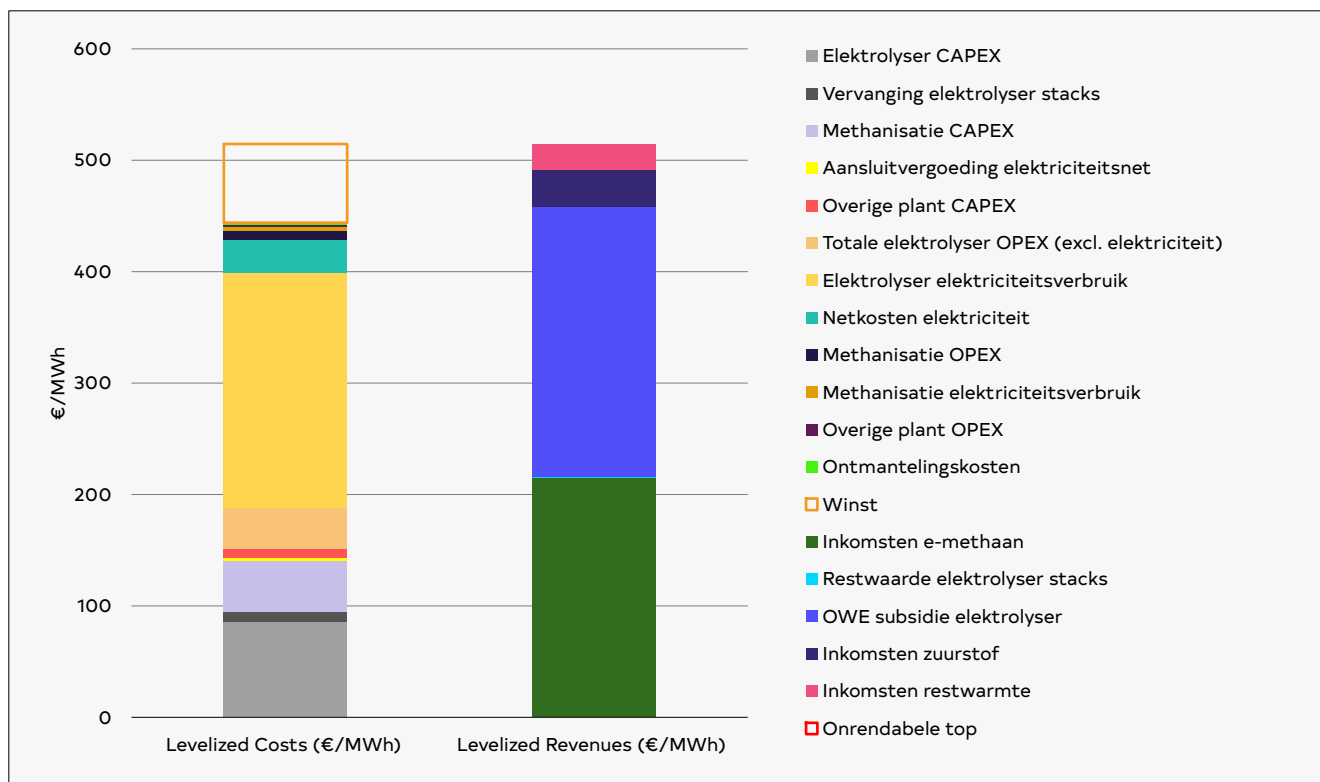
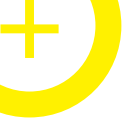
Een hogere aardgasprijs leidt dus tot een hoger correctiebedrag en daardoor tot een lagere subsidie per kg waterstof.

6.4 Verkopen van zuurstof en restwarmte

Bij de productie van waterstof via elektrolyse ontstaat ook zuurstof. Als er lokaal afnemers zijn van de geproduceerde zuurstof, bijvoorbeeld een waterzuiveringsinstallatie, kan de verkoop hiervan bijdragen aan de business case. In dit scenario gaan we ervan uit dat er voldoende lokale afname is en dat de afnemer bereid is €100 per ton te betalen.

Bij zowel de elektrolyser als de methanisatie komt ook warmte vrij. Een deel van die warmte raakt verloren, bijvoorbeeld door straling en het rendement van de warmtewisselaar. De overige warmte kan verkocht worden aan derden. In dit scenario gaan we ervan uit dat er een nabijgelegen warmtevraag bestaat waaraan de warmte verkocht kan worden voor €25 per MWh.

²² Volgens CE Delft wordt de potentiële meerwaarde voor e-methaan binnen dit systeem wordt geschat op omgerekend 0.08-2.80 €/m³ ([link](#)).



Figuur 7: Levelized costs voor het basis scenario inclusief verkoop van zuurstof en restwarmte.

De inkomsten uit zuurstof en restwarmte dragen bij aan de levelized revenues en kunnen daardoor de winst verhogen tot ca. 71 €/MWh. Het is echter zeer de vraag of er daadwerkelijk een nabijgelegen warmtevraag bestaat waaraan de warmte verkocht zou kunnen worden. Mocht de warmtevraag verder van de plant gelegen zijn dan zullen extra investeringen gemaakt moeten worden voor transport, en zal bij het transport ook meer warmte verloren gaan. De toegevoegde waarde van de verkoop van restwarmte zal dan minimaal zijn.

6.5 Benutting van lage en negatieve elektriciteitsprijzen

De penetratie van duurzaam opgewekte elektriciteit en het toenemende aantal uren met negatieve stroomprijzen maakt het interessant om e-methaan te produceren met elektriciteit van de spotmarkt, waarbij de elektrolyser alleen draait tijdens uren met lage of negatieve prijzen. In dat geval zouden de elektriciteitskosten zeer laag kunnen uitvallen, omdat de elektrolyser uitsluitend actief is wanneer stroom goedkoop is.

In de praktijk is deze strategie echter moeilijk toepasbaar. Voor e-methaan is het namelijk belangrijk dat de gebruikte elektriciteit voldoet aan de RFNBO-eisen. Als de stroom enkel van de spotmarkt wordt afgenomen, kan waterstof alleen worden geproduceerd wanneer de day-ahead stroomprijs onder de 30 €/MWh ligt (zie route 3 in Hoofdstuk 3). Hoewel het aantal van deze uren de afgelopen jaren is toegenomen, blijft het totaal beperkt. In Nederland waren er in 2024 circa 1,073 uren met lage (< 30 €/MWh) of negatieve stroomprijzen²³, met een gemiddelde stroomprijs rond de - 4 €/MWh.

Daarnaast zijn niet alle beschikbare lage-prijzen in de praktijk volledig benutbaar, onder meer vanwege transportbeperkingen en contractuele randvoorwaarden. Het aantal daadwerkelijk inzetbare uren ligt daarom lager dan het theoretische marktpotentieel.

Het aantal beschikbare uren is onvoldoende om een elektrolyser efficiënt te benutten. Zoals in Sectie 5.4 is weergegeven, leidt een lage benuttingsgraad tot hoge kosten per geproduceerde eenheid e-methaan, omdat de installaties voor elektrolyse en methanisatie kapitaalintensief zijn. Zelfs bij zeer goedkope tot negatieve prijzen voor de elektriciteit blijft de totale kostprijs daardoor relatief hoog. Om deze reden vormt volledig draaien op spotmarktprijzen op dit moment geen realistisch uitgangspunt voor een haalbare businesscase.

²³ Gebaseerd op de uurlijkse wholesale day-ahead elektriciteitsprijzen ([link](#)).



Realistischer scenario: PPA als basis met flexibiliteit als aanvulling

Een mogelijk meer realistische benadering is om het systeem niet uitsluitend te laten draaien op één vaste stroomafspraken, maar om binnen de bestaande PPA-structuur flexibiliteit toe te voegen. In deze opzet blijft de langjarige PPA met een windpark de basis van de stroomvoorziening en daarmee ook van de RFNBO-certificering. Tegelijkertijd kunnen maatwerkafspraken worden gemaakt over een maximale afnamecapaciteit per uur. De elektrolyser neemt in dat geval per uur elektriciteit af tot een vooraf overeengekomen vermogen, zolang deze productie beschikbaar is. Productie boven dit afgesproken maximum blijft bij de producent of wordt via een leverancier in de markt afgezet.

In aanvulling op deze vaste stroomlevering kan aanvullende flexibiliteit worden benut door in specifieke uren elektriciteit via de day-ahead markt in te kopen. Dit gebeurt uitsluitend in uren met lage of negatieve elektriciteitsprijzen, zodat wordt voldaan aan de RFNBO-criteria. Soortgelijke constructies bestaan in Nederland al, waarbij een energieleverancier optreedt als schakel tussen de vaste PPA en de markt²⁴. De energieleverancier neemt daarbij de balansverantwoordelijkheid en marktinteractie op zich.

De belangrijkste waarde van deze aanpak is de potentie tot het verhogen van het aantal draaiuren van de installaties. Door de kapitaalintensieve elektrolyse- en methanisatie-installaties meer uren per jaar te benutten, worden vaste investeringen over meer productie uitgesmeerd en dalen de kosten per eenheid e-methaan. Daarnaast kan de gemiddelde elektriciteitsprijs over het jaar iets lager uitvallen doordat een deel van de relatief dure PPA-stroom wordt aangevuld met goedkopere markturen.

De kwantitatieve uitwerking van een dergelijke PPA-constructie met aanvullende flexibiliteit valt buiten de scope van dit onderzoek. Nadere analyse is nodig om vast te stellen of dit concept daadwerkelijk leidt tot meer draaiuren van de bestaande assets, of dat daarnaast ook aanpassingen nodig zijn in de elektrolysercapaciteit en de inzet van waterstofopslag.

Bovendien neemt bij dergelijke constructies de contractuele en operationele complexiteit toe, onder meer door de noodzaak om marktinkoop, balancering en certificering zorgvuldig te organiseren. Dergelijke PPA-constructies zijn altijd maatwerk en kunnen daarbij gepaard gaan met extra kosten en risicopremies.

Samengevat kan de combinatie van een vaste PPA-basis en aanvullende flexibiliteit de businesscase voor e-methaan mogelijk verbeteren, maar het verandert de onderliggende economische uitdagingen niet. De haalbaarheid blijft sterk afhankelijk van langjarige elektriciteitsprijzen en de marktwaarde van hernieuwbare brandstoffen.



²⁴ Vattenfall (2020), Windpark Ferrum, Royal HaskoningDHV en Vattenfall lanceren "Dutch Corporate PPA Collective" ([link](#))

7. Beperkingen en onzekerheden

Dit rapport is bedoeld als verkenning van de kansen en knelpunten rond e-methaan voor biogasproducenten. De businesscase is gebaseerd op een fictieve, representatieve casus en een set aannames. Dit brengt ook beperkingen en onzekerheden met zich mee. Hieronder benoemen we de belangrijkste.

Ontwikkeling in de CO₂-markt en gevolgen voor de businesscase

In deze businesscase is geen economische waarde toegekend aan de beschikbare biogene CO₂, omdat deze is behandeld als "reststroom" uit het vergistingsproces. In de praktijk kan de CO₂-markt zich echter ontwikkelen naar hogere prijzen, bijvoorbeeld door groeiende vraag naar (biogene) CO₂ voor e-fuels en negatieve-emissie (CO₂ opslag), of door schaarste. Als de waarde van CO₂ stijgt, ontstaat een opportunity cost: iedere ton CO₂ die naar methanisatie gaat, kan niet meer worden verkocht aan een andere afnemer. Dit kan de businesscase voor e-methaan verslechteren doordat de effectieve inputkosten stijgen (gemiste CO₂-opbrengst) en de afweging tussen "verkopen" versus "omzetten" scherper wordt.

Toenemende import van (gecertificeerd) e-methaan en marktdruk op binnenlandse productie

Daarnaast is in de analyse geen rekening gehouden met de mogelijke import van (gecertificeerd) e-methaan (of alternatieven zoals LNG/biomethaan/andere e-fuels) naar de Nederlandse markt. Als importstromen toenemen, kan dit de marktprijs en/of certificeringswaarde onder druk zetten doordat het aanbod groeit, met name in de sectoren waar e-methaan concurreert op certificaten (ERE's, toekomstige groen-gas waardering). Dit kan de businesscase negatief beïnvloeden via lagere opbrengsten per Nm³/MWh of door concurrentie om afzetcontracten.

Onderbenutting van de 10 kton CO₂-installatie en de invloed op de LCOE

Hoewel de methanisatie-installatie is ontworpen voor een jaarcapaciteit van 10 kton CO₂ wordt door de beperkte beschikbaarheid van RFNBO-gecertificeerde elektriciteit in het basisscenario slechts 4.5 kton CO₂ daadwerkelijk omgezet in e-methaan. De installatie draait daarmee op minder dan de helft van haar ontwerpcapaciteit. In Sectie 5.4 lieten wij al zien dat hogere vollasturen de levelized costs aanzienlijk verlagen, maar het is belangrijk om te benadrukken dat deze resultaten betrekking hebben op een vaste 10-kton-installatie die onder verschillende benuttingsgraden wordt doorgerekend. De hoge levelized costs wordt daardoor mede veroorzaakt door onderbenutting.

Haalbaarheid van OWE-subsidieregeling

In de businesscase is rekening gehouden met maximale ondersteuning via de OWE-subsidie als onderdeel van de opbrengsten. In de praktijk geldt echter dat projecten die een lagere subsidie per eenheid product aanvragen, doorgaans een grotere kans hebben op toekenning, zeker bij competitieve subsidieregelingen. Dit betekent dat de hier gepresenteerde resultaten een bovengrens laten zien van de mogelijke ondersteuning en dat werkelijke projecten mogelijk met een lagere subsidie moeten rekenen. Subsidies zijn daarnaast onzeker in beschikbaarheid, budget, voorwaarden, looptijd, indexatie, correctiemechanismen en politieke continuïteit. Ook kan interactie optreden met marktprijzen (bijv. correctiebedragen) waardoor de effectieve steun lager uitvalt bij hogere gasprijzen.

Productieverliezen en kosten door reiniging

De analyse veronderstelt dat integratie op een bestaande biogaslocatie technisch mogelijk is. In de praktijk kan extra infrastructuur nodig zijn voor gasconditionering. In de businesscase is ervan uitgegaan dat de extra geproduceerde methaan binnen de bestaande capaciteit voor gasconditionering valt. Het moet nader worden bekeken of dit in de praktijk daadwerkelijk haalbaar is qua volume. Ook zal de effectiviteit van de bestaande infrastructuur moeten worden geëvalueerd voor de gewijzigde gassamenstelling. Daarnaast wordt in de business case geen rekening gehouden met methaan-verliezen bij de opwerking. Afhankelijk van de toegepaste technologie (membranen, waterwasser, PSA) kan dit 0.5-5% verlies betekenen.



8. Conclusie en aanbevelingen

Dit rapport laat zien dat e-methaanproductie uit biogene CO₂ van biogasinstallaties technisch uitvoerbaar is. De benodigde installaties (PEM-elektrolyse en methanisatie) zijn beschikbaar en het eindproduct kan in principe worden afgezet in dezelfde markten als aardgas (gebouwde omgeving, mobiliteit en industrie). De centrale vraag is echter wanneer dit ook economisch werkt. De doorgerkende casus maakt duidelijk dat het realiseren van een positieve businesscase onder huidige omstandigheden uitdagend is. Om in het basisscenario een positieve business case te behalen is een OWE-subsidie van meer dan 8.42 €/kgH₂ vereist. Zonder deze subsidie, of met een lager subsidieniveau blijft de business case negatief, zelfs wanneer e-methaan als RFNBO kan worden gecertificeerd en met een duurzaamheidsbonus kan worden verkocht. Dit komt hoofdzakelijk door drie factoren:

1. Elektriciteit is de belangrijkste kostenfactor:

De totale efficiëntie van elektriciteit naar e-methaan is circa 48%. Dat betekent dat elke € per MWh elektriciteit direct sterk doorwerkt in de kostprijs van e-methaan. In de casus zie je dat terug. Het elektriciteitsverbruik van de elektrolyser is in alle scenario's de grootste post van de levelized costs. Daarmee is de PPA-stroomprijs een bepalende factor. In Nederland zijn PPA-prijzen in de uitgangssituatie relatief hoog, wat de businesscase structureel onder druk zet.

2. Benutting (vlasturen) bepaalt of CAPEX "terugverdiend" kan worden

Elektrolyse en methanisatie zijn kapitaalintensief. Bij een lage benuttingsgraad worden CAPEX en vaste OPEX over weinig product verdeeld, waardoor de kostprijs per MWh e-methaan snel oploopt. In deze studie speelt dit extra sterk omdat RFNBO-conforme inzet op uur basis de operationele uren beperkt. Je mag niet altijd 'draaien' wanneer je waterstof (en daarmee e-methaan) als RFNBO wilt kwalificeren. Het gevolg is een significante onderbenutting. Hoewel er in de casus 10 kton CO₂ beschikbaar is, wordt slechts circa 4.5 kton daadwerkelijk omgezet. Daarmee draait de methanisatieketen grofweg op 45% van de ontwerpcapaciteit. En dat maakt de kostprijs per eenheid product hoog.

3. De waarde van e-methaan is met certificering nog onvoldoende

De extra waarde van e-methaan ontstaat uitsluitend via certificering, bijvoorbeeld via ERE's in de mobiliteitssector of in de nabije toekomst via groen-gas eenheden onder de bijmengverplichting. De scenarioanalyses laten zien dat een hogere certificeringswaarde de businesscase kan verbeteren, maar dat dit in de huidige markt vaak onvoldoende is om de hoge kosten te compenseren. In de uitgewerkte casus is ondersteuning via de OWE-regeling noodzakelijk om de onrendabele top weg te nemen.

De analyses voor wat betreft de toekomstige ontwikkelingen maken duidelijk dat niet alle onderzochte scenario's even interessant zijn. Import van groene waterstof verlaagt weliswaar de technische productiekosten, maar leidt tot het wegvallen van de OWE-subsidie, waardoor de businesscase per saldo niet gunstiger wordt. Ook het benutten van restwarmte en het verkopen van zuurstof draagt slechts beperkt bij en kan hooguit als aanvullende optimalisatie worden gezien, sterk afhankelijk van locatie en lokale warmte- en zuurstofvraag. Een positieve businesscase voor e-methaan wordt alleen robuust wanneer meerdere randvoorwaarden in gunstige richting bewegen:

Structureel lagere stroomprijzen voor RFNBO-geschikte elektriciteit

Omdat de elektriciteitsinput de grootste kostencomponent vormt in de waterstof- en e-methaanproductie, werkt elke daling in de stroomprijs vrijwel direct door in de kostprijs van het eindproduct. Langjarige PPA-prijzen zijn hierbij bepalender dan incidentele pieken op de spotmarkt. Lage of negatieve spotprijzen kunnen de gemiddelde stroomkosten wel verlagen, maar dragen op zijn best betekenisvol bij als aanvullende stroomlevering.

Hogere benutting binnen RFNBO-kaders (meer draaiuren en minder stilstand)

In de huidige casus wordt slechts een beperkt deel van de beschikbare CO₂ daadwerkelijk omgezet door de beperkte beschikbaarheid van RFNBO-geschikte elektriciteit. Hierdoor draaien de installaties een groot deel van het jaar onder hun ontwerpcapaciteit, terwijl de kapitaallasten en vaste operationele



kosten volledig doorlopen. Een hogere benutting verlaagt de kostprijs sterk, omdat deze vaste kosten over meer geproduceerde eenheden e-methaan kunnen worden uitgesmeerd. Het verhogen van de benutting vraagt in de praktijk om bewuste keuzes in ontwerp en contractering, zoals het afstemmen van de installatieschaal op het realistische stroomprofiel, het gebruik van meer gebalanceerde PPA-constructies (bijvoorbeeld via PPA's met aanvullende levering via stroom van de day-ahead markt) en in sommige gevallen buffering van waterstof om fluctuaties op te vangen.

Hogere en stabielere certificeringswaarde (meeropbrengst per Nm³/MWh)

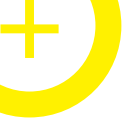
De extra waarde voor e-methaan ontstaat via duurzaamheidsschema's zoals ERE's in de mobiliteitssector of groen-gaswaardering onder de bijmengverplichting. De scenario's laten zien dat een stijgende certificeringswaarde, bijvoorbeeld door schaarste aan RFNBO-brandstoffen, de businesscase sterk kan verbeteren. Tegelijk blijkt dat zelfs bij hogere marktprijzen ondersteuning vanuit de OWE nog steeds nodig blijft om tot een sluitende businesscase te komen.



9. Bijlagen

A. Factsheet - Input parameters e-methaan plant | basis scenario

Parameter	Waarde + Eenheid	Opmerking
CO ₂ aanbod	10 kton/jaar	Aanname, zie Hoofdstuk 2.
CO ₂ omgezet in methanisatie	4.5 kton/jaar	≈45% benutting
Elektrolyser capaciteit	11.8 MW	Totale capaciteit, op basis van LHV van waterstof
Totaal elektriciteitsverbruik elektrolyser	56.61 kWh/kg H ₂	Elektriciteitsverbruik stack + hulpsystemen
Waterstof productie capaciteit	6.9 MW	Productiecapaciteit gebaseerd op geïnstalleerde capaciteit en efficiëntie.
Elektrolyser stack efficiëntie	63%	Efficiëntie van de elektrolysestack
Totale elektrolyser efficiëntie	59%	Totale efficiëntie van de elektrolysestack en hulpsystemen
Methanisatie capaciteit	5.8 MW	Op basis van de LHV van methaan
CH ₄ geproduceerd per jaar	1.5 kton/jaar	Equivalent aan 2.3 miljoen Nm ³ /jaar
Methanisatie efficiëntie	82%	Q-power getal
Totale efficiëntie	48%	Van elektriciteit tot e-methaan
Specifiek elektriciteitsgebruik	2.1 MWhe/MWhCH ₄	Voor 1 MWh methaan is 2.1 MWh elektriciteit nodig



B. Factsheet – Kosten parameters e-methaan plant | basis scenario

Parameter	Waarde + Eenheid	Opmerking
Elektrolyser CAPEX	1645 €/kW	PEM elektrolyser, volledige EPC
Elektrolyser vaste OPEX	3% van elektrolyser CAPEX	Kosten voor personeel, verzekeringen, gepland onderhoud, vergunningen etc.
Elektrolyser variabele OPEX – Electriciteit	0.04 €/kWh @ 11.8MW	Totale elektriciteitsverbruik vermenigvuldigd met elektriciteitsprijs
Methanisatie CAPEX	1800 €/kW	Q-power getal ²⁵
Methanisatie OPEX	1.5% van methanisatie CAPEX	Q power getal
Totale CAPEX	≈32 M€	Totale CAPEX voor de hele plant inclusief elektrolyser, methanisatie en overige plant CAPEX

C. Factsheet - Stroomvoorziening e-methaan plant | basis scenario

Onderdeel	Toelichting
Type stroomvoorziening	Sleeved (fysieke) Power Purchase Agreement (PPA) tussen installatie en een 18MW onshore windpark
Overdracht GvOs	Garanties van Oorsprong worden overgedragen aan de koper
Contractvorm PPA	Pay-as-generated: contractprijs per gemeten MWh windproductie
Afnameverplichting	Geen minimale levering: variaties in windproductie liggen bij de koper
PPA-prijs	€85/MWh
Windparkvermogen	18MW
Vollasturen windpark	2800 uur/jaar
Beperkingen	Windvariatie, beperkte benutting pieken, geen opslag
Opties voor extra vollasturen	Portfolio-PPA, firming/shaping, RFNBO-conforme net-top-ups

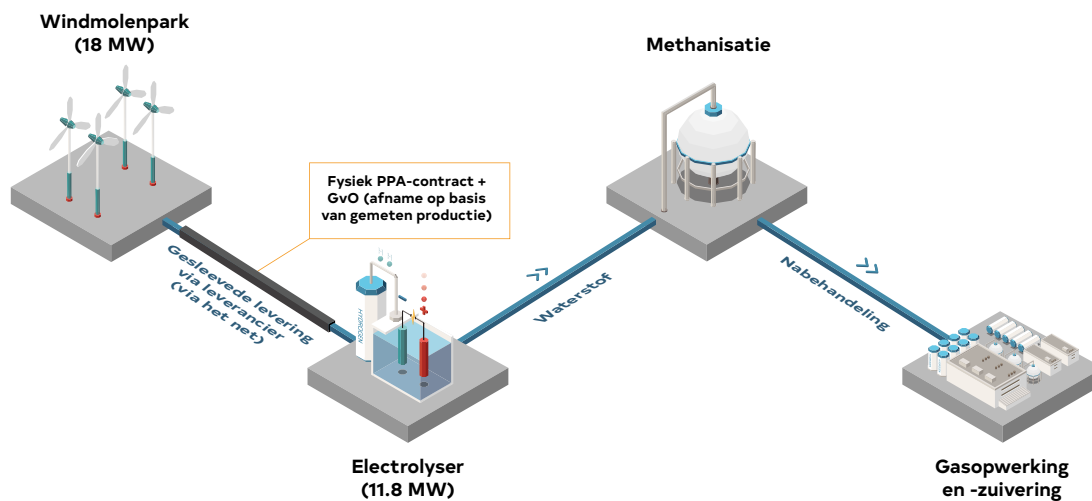
²⁵ De waarde van €1.800/kW betreft een conservatieve inschatting. Afhankelijk van de scope, schaalgrootte en configuratie van de e-methaaninstallatie kan de specifieke investering voor Q-Power dalen tot circa €1.300/kW.



D. Toelichting op Power Purchase Agreement

De methanisatie-installatie wordt gevoed via een 'sleeved' (fysieke) PPA met een onshore windpark. Dit betekent dat een leverancier met vergunning de windproductie nomineert en levert op het aansluitpunt van de installatie, terwijl hij verantwoordelijk is voor balancering en eventuele top-ups.

Een power purchase agreement (PPA) is een langetermijncontract dat een vaste prijs in €/MWh vastlegt voor een bepaald volume hernieuwbare elektriciteit en de bijbehorende certificaten, zoals Garanties van Oorsprong, overdraagt aan de afnemer. Het bepaalde volume in het contract betekent het daadwerkelijk gemeten aantal MWh waarop de contractprijs van toepassing is. Dit garandeert niet dat er continue elektriciteit geleverd wordt of dat de installatie een minimum aantal uren kan draaien. In ons geval is het volume gebaseerd op 'pay-as-generated', dus de afnemer betaalt alleen voor de werkelijk geproduceerde elektriciteit. Hierdoor blijft het productierisico van wind bij de afnemer, tenzij er extra afspraken over levering (firmness/shape) worden gemaakt; dit laatste is echter niet onderzocht in onze analyse.



Voor de analyse is een uurlijks productieprofiel van een onshore windpark (18 MW) gebruikt met een capaciteitsfactor van 30%, als representatie van de hernieuwbare elektriciteit voor de installatie. De elektrolyser is onder gedimensioneerd ten opzichte van het windvermogen (11.8 MW LHV). Daardoor kan de elektrolyser vaker op vollast kan draaien wanneer er voldoende wind is.

Het maximale aantal vollasturen (FLH) van de elektrolyser wordt berekend door de jaarlijkse windenergie te delen door het nominaal vermogen van de elektrolyser. Bij een wind-capaciteitsfactor van 30% bedraagt dit plafond ongeveer 3.997 uur per jaar.

$$\text{FLH}_{\text{max}} = \frac{0.30 \times 8760 \times 18}{11.84} \approx 3,997 \text{ h/yr}$$

In het model wordt de elektrolyser ongeveer 3,371 uur per jaar op vollast gebruikt, wat lager is dan het theoretische maximum en overeenkomt met de uurlijkse verdeling van de windproductie en het dispatchbeleid. Dit bevestigt dat de berekende vollasturen realistisch zijn voor de gekozen dimensionering. Voor het windpark zelf komt een capaciteitsfactor van 29% overeen met ongeveer 2,540 vollasturen, wat iets lager is dan de typische Nederlandse onshore-bandbreedte van 2,600-3,000 uur. Deze conservatieve aanname wordt daarom gebruikt voor het pessimistische scenario. Voor het basisscenario wordt gebruik gemaakt van 2,800 vollasturen wat in het gemiddelde van de typische range valt.