



Doorrekening kosten hernieuwbare waterstof bij inzet raffinage

Eindrapport

Document voor

Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO)

Geschreven door

Trinomics B.V.
Westersingel 34
3014 GS Rotterdam
The Netherlands

Contactpersoon

████████████████████
████████████████████████████
██

Auteurs

Onne Hoogland
Joris Moerenhout

Datum

25 augustus 2021

Inhoudsopgave

1	Inleiding	2
1.1	Introductie	2
1.2	Doel en afbakening van onderzoek	4
2	Vraag 1: Kosten aan de pomp	5
2.1	1A: Door verhoging jaarverplichting	5
2.2	1B: Door <i>Fit For 55</i>	5
3	Vraag 2: De business case	7
3.1	Uitgangspunten en belangrijkste aannames	7
3.2	Resultaten cashflowanalyses	8
3.3	Interpretatie van resultaten.....	10

1 Inleiding

1.1 Introductie

Groene waterstof en klimaatbeleid

Waterstof geproduceerd met hernieuwbare elektriciteit (groene waterstof) kan een bijdrage leveren aan het bereiken van klimaatneutraliteit in 2050, bijvoorbeeld door industriële processen CO₂-neutraal te maken. Noodzakelijke voorwaarden om groene waterstof bij te laten dragen aan de klimaatdoelstellingen zijn (1) voldoende beschikbaarheid van groene elektriciteit en (2) voldoende elektrolysecapaciteit. Zo lang er onvoldoende hernieuwbare elektriciteit beschikbaar is, verdringt groene waterstofproductie immers de directe (efficiëntere) inzet van groene elektriciteit. Op het moment wordt aan beide voorwaarden nog niet voldaan en gezien de onrendabele top van de relevante technieken lijkt het onwaarschijnlijk dat dit zonder stimulering van de overheid binnen de gewenste termijn wel zal gebeuren.

Om de productie van hernieuwbare elektriciteit op te schalen zijn al verschillende instrumenten van toepassing, met de SDE++ als belangrijkste instrument. Door het wegnemen van de onrendabele top van hernieuwbare energietechnieken zijn de SDE++ en haar voorgangers succesvol geweest in het stimuleren van kostenreducties binnen deze technieken en het opschalen van de Nederlandse hernieuwbare energiesector. Toch is het nog onzeker wanneer er voldoende hernieuwbare elektriciteit beschikbaar zal zijn alvorens de omzetting van elektriciteit naar groene waterstof tot emissiereductie zal leiden. Voor het vergroten van de elektrolysecapaciteit is echter nog weinig concrete steun beschikbaar waardoor nog geen vergelijkbare leercurve geïnitieerd is, de kosten van *electrolysers* relatief hoog blijven en de Nederlandse waterstofsector zeer beperkt in omvang is. De Nederlandse overheid verkent daarom verschillende mogelijkheden om investeringen in elektrolyse van water te stimuleren en hiermee bij te dragen aan de benodigde kostenreductie van *electrolysers*. Eén van deze mogelijkheden is de ‘raffinageroute’.

Waterstof in de transportsector

Emissiereducties in de transportsector worden voor een belangrijk deel gerealiseerd door de ‘Jaarverplichting Energie en Vervoer’ (hierna: ‘de jaarverplichting’) die leveranciers van brandstof verplicht dat een minimum aandeel van de levering van energiedragers aan transport uit hernieuwbare bronnen komt. De jaarverplichting is de Nederlandse invulling van het transportonderdeel uit de Europese Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED) en is van toepassing op leveranciers die minimaal 500 000 liter benzine en/of diesel per jaar uitslaan in Nederland.

Leveranciers op wie de jaarverplichting van toepassing is, overhandigen jaarlijks Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's) aan de Nederlandse Emissieautoriteit (NEa) om aan te tonen dat ze aan de jaarverplichting voldoen. HBE's worden verstrekt bij uitgifte van hernieuwbare energie in de transportsector in Nederland. Dit betreft voornamelijk tankstations onder beheer van partijen met een verplichting, maar ook partijen die niet zelf onder de verplichting vallen. Die partijen kunnen hun HBE's verkopen.

De afgelopen jaren is de potentie van groene waterstof als onderdeel van de oplossing voor het klimaatprobleem duidelijk geworden. Hierbij is ook de interesse van marktpartijen in groene waterstof gegroeid. Om deze redenen zijn verschillende overheden opties gaan verkennen om investeringen in groene waterstof te stimuleren. Zo is in de herziene Europese Richtlijn Hernieuwbare Energie (RED II) de mogelijkheid tot de inzet van groene waterstof toegevoegd. Hiervoor kon enkel aan deze verplichting invulling worden gegeven door biobrandstoffen bij te mengen en hernieuwbare elektriciteit aan transport te leveren. Om de

inzet van groene waterstof ook mee te laten tellen aan de Nederlandse jaarverplichting dient de jaarverplichting te worden herzien.

Waterstof kan op verschillende manieren in de transportsector toegepast worden. Zo kan waterstof direct als brandstof geleverd worden aan voertuigen met een brandstofcel, maar ook eerst omgezet worden tot een vloeibare brandstof zoals methanol. Beide opties zijn toegestaan onder de RED II en worden uitgewerkt in de herziene jaarverplichting, waarin gespecificeerd wordt onder welke voorwaarden deze brandstoffen meetellen voor de jaarverplichting.

Een derde optie die in de RED II is opgenomen om met groene waterstof bij te dragen aan de transportdoelstelling uit de RED II is om deze in te zetten bij de raffinage van aardolie waar normaliter grijze waterstof wordt ingezet. Dit leidt weliswaar niet tot emissiereducties in de transportsector zelf (daar worden immers nog steeds olieproducten zoals benzine en diesel gebruikt), maar wel in de toeleveringsketen van transportbrandstoffen (de industrie) waar het gebruik van aardgas vervangen wordt door groene waterstof. Het belangrijkste voordeel hiervan is dat op dit punt van de keten al een grote vraag naar waterstof bestaat, waardoor hier de waterstofproductie opgeschaald kan worden zonder afhankelijkheid van gelijktijdige opschaling van infrastructuur voor transport en levering (o.a. bij tankstations) en eindgebruik (o.a. bij voertuigen). Er kleven echter ook verschillende nadelen aan het mogelijk maken van deze optie, waaronder toenemende interacties tussen klimaatbeleid voor verschillende sectoren en daarmee grotere complexiteit. De onderzoeksvragen die in dit onderzoek worden beantwoord dienen bij te dragen aan de besluitvorming over het al dan niet toestaan van deze optie (de 'raffinageroute').

Conceptbeschrijving van de raffinageroute

In raffinaderijen wordt momenteel fossiele waterstof ingezet voor het vervaardigen van bepaalde olieproducten. Deze waterstof wordt onder andere geproduceerd met het *steam methane reforming* (SMR) proces, waarbij aardgas en andere koolwaterstoffen worden gebruikt. In de raffinageroute wordt gestimuleerd om deze fossiele waterstof door groene waterstof te vervangen door HBE's uit te geven voor de productie en het gebruik van groene waterstof. Hierdoor ontstaat een extra inkomstenbron voor de productie van groene waterstof waardoor het opschalen van elektrolysecapaciteit gestimuleerd wordt.

Door deze route toe te staan ontstaat er extra aanbod van HBE's in zoverre als er effectief groene waterstof productie gestimuleerd wordt. Deze route leidt echter niet tot CO₂-reductie in transport, maar in de industrie. Deze groene waterstofinzet telt daarom niet mee voor de klimaatdoelstellingen van de transportsector die voortvloeien uit het Klimaatakkoord, de *Effort Sharing Regulation* (ESR), en het voorgenomen toekomstige emissiehandelssysteem voor de transportsector (ETS transport). Hierdoor kan de situatie dus ontstaan dat het aantal HBE's dat door de sector overhandigd wordt nog wel voldoende is om aan de jaarverplichting te voldoen, maar dat het totale effect hiervan onvoldoende is om aan de emissiereductiedoelstellingen van de transportsector te voldoen. Verder kan dit ook de prijs van HBE's verlagen, waardoor de stimulans voor zowel productie van hernieuwbare brandstoffen voor de transportsector als voor productie van groene waterstof voor raffinage vermindert. Om dit tegen te gaan kan de jaarverplichting verhoogd worden met een hoeveelheid die minimaal gelijk is aan de HBE's die naar verwachting uitgegeven worden voor groene waterstof productie bij raffinaderijen. Hierdoor blijft de verplichting voor het directe gebruik van hernieuwbare transportbrandstoffen en daarmee de stimulans voor emissiereducties in de transportsector effectief op hetzelfde niveau en blijven de prikkels voor voldoende hoge prijsvorming van HBE's intact.

Een uitdaging hierbij is om van tevoren vast te stellen hoeveel groene waterstof productie bij raffinaderijen plaats zal vinden. Wanneer dit te laag wordt ingeschat bestaat het risico dat de ophoging van de jaarverplichting onvoldoende was om de doelstelling voor de transportsector te halen. Om dit risico te mitigeren wordt overwogen om een *cap* in te voeren op het aantal HBE's wat per jaar via de raffinageroute verkregen kan worden. Maar ook wanneer de groene waterstof productie bij raffinaderijen te hoog wordt ingeschat kunnen er ongewenste effecten optreden. In dat geval dient het gat ten opzichte van de jaarverplichting te worden opgevuld met HBE's uit andere routes, zoals biobrandstoffen. In het Klimaatakkoord is echter een (indicatief) maximum voor het gebruik van biobrandstoffen vastgelegd, waardoor een toename in het gebruik van biobrandstoffen kan wringen met het Klimaatakkoord. Een juiste inschatting van het jaarlijks gebruik van de raffinageroute is daarom belangrijk, maar niet eenvoudig.

Een andere factor waar rekening mee gehouden moet worden is dat een groot deel (+/- 75%) van de in Nederland geraffineerde brandstoffen geëxporteerd worden, terwijl de jaarverplichting enkel van toepassing is op brandstoffen die op de Nederlandse markt verbruikt worden. Ook wanneer de consumptie van groene waterstof wel in een raffinaderij in Nederland plaats vindt, komt deze *upstream* emissiereductie dus niet volledig de verduurzaming van de Nederlandse transportsector ten goede. Een mogelijkheid die overwogen wordt is om hiervoor een correctie door te voeren, waardoor bijvoorbeeld enkel voor het gemiddelde in Nederland afgezette aandeel (+/- 25%) HBE's uitgegeven worden.

Een gevolg van deze route is dat de kosten voor groene waterstof productie deels betaald worden door de transportsector. De jaarverplichting wordt immers opgehoogd en het prijspeil van HBE's blijft naar verwachting vergelijkbaar, waardoor de totale kosten voor leveranciers onder de verplichting toenemen en hoogstwaarschijnlijk vertaald zullen worden naar hogere brandstofprijzen aan de pomp.

1.2 Doel en afbakening van onderzoek

Ter ondersteuning van de besluitvorming over het toestaan van de raffinageroute voor het stimuleren van investeringen in elektrolysecapaciteit worden de volgende onderzoeksvragen beantwoord:

1. Welke toename van de diesel- en benzineprijs (in €/liter) mag worden verwacht als gevolg van:
 - a. Het toestaan van de raffinageroute en de daardoor benodigde ophoging van de jaarverplichting?
 - b. De maatregelen aangekondigd in *Fit For 55 m.b.t. de invoering van een emissiehandelssysteem voor transport en wijzigingen in de ETD?*
2. Hoe ziet de businesscase van een *electrolyser* eruit, waarvan de waterstof wordt ingezet in een raffinaderij en welke impact heeft het toestaan van de raffinageroute op deze businesscase?

In alle onderzoeksvragen wordt uitgegaan van een verhoging van een 8 Petajoule (PJ) van de jaarverplichting, een 200 Megawatt (MW) elektrolyser en het gebruik van ongesubsidieerde groene elektriciteit. Hiernaast wordt verondersteld dat deze elektriciteit afkomstig is van additionele capaciteit waarvoor anders SDE++ subsidie verkregen had kunnen worden.

2 Vraag 1: Kosten aan de pomp

2.1 1A: Door verhoging jaarverplichting

Om onderzoeksvraag 1A te beantwoorden hebben we de aangeleverde berekening van RVO gereproduceerd. Deze berekening is samengevat in Tabel 2-1. De resultaten van deze berekening zijn verhogingen in brandstofkosten van 1,7 cent/l (bij een HBE-prijs van €12), 2,5 cent/l (HBE-prijs €18) en 3,3 cent/l (HBE-prijs €24) bij een ophoging van de jaarverplichting met 20 PJ. Een minder vergaande ophoging van de jaarverplichting (bijvoorbeeld door een ingroepad) leidt tot lagere kosten aan de pomp. Bij recent gangbare benzineprijzen van rond de €1,70/l en dieselprijzen van rond de €1,40/l betekent dit een verhoging van 1 tot 2,5%.

Tabel 2-1 Kosten aan de pomp door toestaan raffinageroute (20 PJ)

Variabele	Waarde	Eenheid	Toelichting
Totale volume jaarverplichting	492	PJ	O.b.v. KEV-2020 verkregen via RVO
Totale volume jaarverplichting	14,5	Miljard liter	Dichtheid 34 MJ/liter (RED)
Ophoging jaarverplichting	20	Miljoen HBE of PJ	Aanname
Ophoging jaarverplichting, H ₂	8	PJ	Multiplieur 2,5
Totale kosten raffinageroute HBE-prijs €12	€ 240	Miljoen €	Aangenomen HBE-prijs x hoeveelheid HBE
Totale kosten raffinageroute HBE-prijs €18	€ 360	Miljoen €	Aangenomen HBE-prijs x hoeveelheid HBE
Totale kosten raffinageroute HBE-prijs €24	€ 480	Miljoen €	Aangenomen HBE-prijs x hoeveelheid HBE
Kosten aan de pomp HBE-prijs €12	€ 0,017	€/liter brandstof	Kosten raffinageroute / jaarverplichting
Kosten aan de pomp HBE-prijs €18	€ 0,025	€/liter brandstof	Kosten raffinageroute / jaarverplichting
Kosten aan de pomp HBE-prijs €24	€ 0,033	€/liter brandstof	Kosten raffinageroute / jaarverplichting

2.2 1B: Door Fit For 55

2.2.1 Richtlijn Energiebelastingen

De meest relevante veranderingen in het EC-voorstel voor aanpassingen in de richtlijn energiebelastingen (ETD) met het oog op de benzine- en dieselprijs aan de pomp zijn (1) de grondslagverandering, (2) nieuwe minimale tarieven en (3) de indexatie.

In de huidige ETD worden de minimumtarieven per product bepaald (€/liter). In het EC-voorstel worden de tarieven op basis van energie-inhoud bepaald (€/GJ). Doordat de energie-inhoud van diesel groter is dan van benzine heeft dit een convergerende werking op de tarieven (t.o.v. de huidige ETD). De voorgestelde tarieven zijn nog altijd onder de accijnzen die in Nederland worden gehanteerd. Daarom is er geen directe impact van de veranderingen in de ETD op de benzine- en dieselprijs aan de Nederlandse pomp (zie Tabel 2-2). De laatste verandering is het voorstel om minimumtarieven te indexeren, waardoor deze voor inflatie gecorrigeerd zullen worden. In Nederland worden de accijnzen ook jaarlijks opnieuw berekend. Daarom zal ook deze aanpassing naar verwachting geen invloed hebben op de prijzen aan de Nederlandse pomp.

Tabel 2-2 Accijnzen voor diesel en benzine in Nederland t.o.v. de minimumtarieven van de ETD

	Accijnzen 2021 NL (€/l)	Tarieven oude ETD (€/l)	Nieuwe ETD (€/GJ)	Calorische waarde (MJ/l)	Nieuwe ETD (€/l)
Diesel	0,53	0,33	10,75	36	0,39
Benzine	0,82	0,42	10,75	32	0,34

2.2.2 Emissiehandelssysteem voor transport

Fit For 55 omvat daarnaast een voorstel om vanaf 2025 een apart emissiehandelssysteem (ETS) voor wegtransport en de gebouwde omgeving in te voeren, naast het ETS voor de sectoren industrie en elektriciteit. De impact van een emissiehandelssysteem (zoals beide ETS) op consumentenprijzen hangt af van (1) de ETS-kosten en (2) de mate waarin deze worden doorberekend in consumentenprijzen. In het ETS voor industrie en

elektriciteit geldt dat bedrijven niet alle ETS-kosten kunnen doorberekenen in consumentenprijzen zonder hun concurrentiepositie te verslechteren vanwege internationale concurrentie uit niet-EU-landen. Dit effect zal minder relevant zijn bij het ETS voor transport, waarbij de invloed van internationale concurrentie veel minder relevant is. Dat betekent dat met name de ETS-kosten relevant zijn die worden bepaald door de emissies en de ETS-prijs. De prijs voor het ETS voor transport is echter nog erg onzeker. De prijs zal afhangen van de mate waarin de EC verwacht additioneel beleid op ESR-sectoren te moeten voeren om de reductiedoelstellingen te behalen i.c.m. de kosten voor emissiereductie in de transportsector. Hoewel de reductiekosten in de transportsector in het algemeen hoger zijn dan in de industrie, betekent dit dus niet dat automatisch de prijs hoger zal zijn dan in het ETS voor industrie en elektriciteit. In theorie kan de prijs zelfs op nul uitkomen als alle lidstaten hun ESR-doelstellingen halen.

In de literatuur worden verschillende kosteninschattingen gegeven voor de impact van het ETS voor transport op de kosten aan de pomp. Het Duitse Öko-Institut noemt een impact van 10-12 cent/liter bij een ETS-prijs van €40-50 per mton CO₂.¹ Transport & Environment noemt een impact van 5 cent/liter bij een ETS-prijs van €25 per mton CO₂ in 2026.² In de impact assessment van de Green Deal³ wordt door Enerdata geraamd dat een ETS-prijs van €70 per CO₂ tot 10% hogere benzineprijzen zou leiden en tot 12% hogere dieselprijzen. Dit zou overeenkomen met 17 cent/ liter. Omgerekend gaan deze bronnen er dus vanuit dat iedere ETS-prijs verhoging van €4 tot €5 de prijs aan de pomp met 1 cent/liter verhoogt.

¹ Öko-Institut (2021). *2030 climate target plan: extension of European Emission Trading System to transport emissions*. Beschikbaar op: [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/IDAN/2021/662927/IPOL_IDA\(2021\)662927_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/IDAN/2021/662927/IPOL_IDA(2021)662927_EN.pdf)

² Transport & Environment (2021). *A carbon market for road transport: much ado about nothing?* Beschikbaar op: <https://www.transportenvironment.org/newsroom/blog/carbon-market-road-transport-much-ado-about-nothing>

³ EC (2020). *Stepping up Europe's 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people*. Beschikbaar op: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/impact_en.pdf

3 Vraag 2: De business case

3.1 Uitgangspunten en belangrijkste aannames

De analyse van de business case gaat uit van de volgende situatie:

- **Project:** Electrolyser van 200 MW (inputvermogen) en additionele hernieuwbare elektriciteitscapaciteit van 1 GWp (windpark).
- **Draaiuren:** De electrolyser draait 4000 uur per jaar op vollast (windpark) en 4000 uur per jaar op deellast, waarbij er wordt teruggeschakeld naar 10% van het vermogen en elektriciteit van de markt wordt ingekocht.
- **HBE's:** Er worden alleen HBE's verstrekt voor waterstof geproduceerd met elektriciteit van additionele hernieuwbare elektriciteitscapaciteit (zoals het windpark in deze business case) en dus niet voor de waterstof geproduceerd in de uren waarin er elektriciteit van de markt wordt afgenomen.
- **Type electrolyser:** Alkaline (AEL) electrolyser (i.p.v. *Polymer Electrolyte Membrane* - PEM) omdat (1) de kosten van een AEL-electrolyser momenteel lager worden ingeschat en (2) er aanwijzingen zijn dat er bij grote netgekoppelde electrolyzers wordt gekozen voor AEL. PEM-electrolyzers kunnen eenvoudig aan/uit worden gezet, maar dat is minder relevant omdat er wordt uitgegaan van een situatie waarbij de electrolyser 8000 uur per jaar draait (o.b.v. conceptadvies SDE++⁴).
- **Vermeden ETS-kosten:** Bij de ETS-kosten wordt geen rekening gehouden met gratis rechten omdat alle rechten tegen de marktprijs verkocht kunnen worden (ongeacht de manier van toewijzing).
- **Business case:** De business case wordt geanalyseerd o.b.v. een cashflowanalyse met een investering in 2023 en een afschrijvingstermijn van 15 jaar. De investering en operationele kosten van het windpark worden hierbij niet expliciet in de business case opgenomen maar worden vertegenwoordigd door een operationele kostenpost per eenheid geconsumeerde elektriciteit (€/kWh). Hierbij wordt aangenomen dat de overproductie van het windpark tegen eenzelfde prijs op de markt afgezet kan worden.

Tabel 3-1 geeft een overzicht van alle aannames voor de statische inputparameters. Deze parameters zijn ieder jaar hetzelfde. Voor een aantal relevante parameters is gekozen voor een dynamische aanpak, waarbij de waarden per jaar verschillen. Dit betreft de ETS-, aardgas, en elektriciteitsprijs. De ETS-prijs is o.b.v. de gemiddelde prijs van 2021 tot en met 17 augustus en onze inschatting voor de prijs in 2030. Op basis van deze waarden zijn de schattingen gemaakt voor de periode van 2022 tot en met 2035. Na 2035 is gewerkt met een vaste ETS-prijs. De aardgas- en elektriciteitskosten voor de periode 2021-2030 zijn o.b.v. de KEV-2020. Na 2030 zijn de prijzen bevroren. De elektriciteitsprijs wordt vermenigvuldigd met 140% (o.b.v. het conceptadvies SDE++) om ervoor te corrigeren dat deze elektriciteit enkel wordt afgenomen in periodes met weinig wind en er dan gemiddeld hogere marktprijzen zijn. De (vermeden) kosten voor waterstof met SMR zijn berekend o.b.v. inschattingen van het IEA voor investeringskosten en operationele kosten excl. aardgaskosten uit 2018. Hieraan worden de dynamische ETS- en aardgaskosten toegevoegd om tot de totale SMR-kosten te komen.

⁴ PBL (2021). Conceptadvies SDE++ 2022 waterstofproductie via elektrolyse. Beschikbaar op: <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-conceptadvies-sde-plus-plus-2022-waterstofproductie-via-elektrolyse-4392.pdf>

Tabel 3-1 Statische inputparameters- technisch, operationele kosten en financiering

	Parameter	Waarde	Eenheid	Bron
Technische variabelen	Inputvermogen electrolyser	200	MW	Uitvraag RVO
	Efficiëntie electrolyser	68,1%	[%]	PBL
	Bedrijfstijd electrolyser	8 000	Uren/jaar	PBL
	Vollasturen met additionele hernieuwbare elektriciteit	4 000	Uren/jaar	PBL
	Vollasturen met van de markt afgenomen elektriciteit	400	Uren/jaar	(8 000 - 4 000) *10%
	Economische levensduur	15	Jaar	PBL
	HBE-multiplier waterstof	2,5	N/a	Uitvraag RVO
Op. kosten	Beheers- en onderhoudskosten	2%	[%]	PBL
	Netwerkkosten	50,4	€/kW	PBL
	Kosten additionele hernieuwbare elektriciteit	0,0382	€/kWh	PBL
Financiering	Vennootschapsbelasting	25%	[%]	Belastingdienst
	Rente lening	2%	[%]	Aanname
	Equity share in investering	40%	[%]	Aanname
	Debt share in investering	60%	[%]	Aanname
	Termijn lening	15	Jaar	Aanname
	Afschrijvingstermijn	15	Jaar	Aanname

3.2 Resultaten cashflowanalyses

De HBE-prijs en de investeringskosten van de electrolyser zijn doorslaggevend voor de rentabiliteit van de investering. De hoogte van deze twee parameters is voor ons bovendien moeilijk nauwkeurig te bepalen, gezien de beperkte ervaring in de markt met investeringen in electrolyzers en de beperkte transparantie van de HBE-markt. Met name voor de investeringskosten zullen marktpartijen hier wel een beter beeld van hebben, vooral wanneer ze een concreet investeringsvoorstel uitwerken. Om de impact van deze parameters en de onzekerheid daarin te illustreren zijn er verschillende berekeningen gemaakt met verschillende aannames:

- **Investeringskosten electrolyser:** Hoewel PBL in het conceptadvies SDE++ uitgaat van hoge investeringskosten (€1 800 per kW), zijn in de centrale analyse investeringskosten van €1 200 per kW aangenomen. Dit komt overeen met de schatting van Bloomberg New Energy Finance (BNEF) voor de investeringskosten van AEL-electrolyzers in 2019.⁵ Om een drietal redenen wordt afgeweken van PBL:
- De kosteninschattingen van PBL zijn relatief hoog t.o.v. andere kosteninschattingen (zie
 - Tabel 3-2);
 - De investeringskosten per kW nemen af naarmate de capaciteit toeneemt. PBL gaat uit van een electrolyser van maximaal 10 MW terwijl we in deze business case uitgaan van een electrolyser van 200 MW; en
 - Er worden scherpe kostenreducties verwacht naarmate er meer wordt geïnvesteerd in electrolyzers. Volgens het *hydrogen council*⁶ bedraagt de learning rate (de procentuele kostenreductie bij een verdubbeling van de geïnstalleerde capaciteit) voor AEL-electrolyzers 9% per verdubbeling, hetgeen met de huidige prognoses wat betreft de groei van het geïnstalleerde vermogen overeenkomt met zo'n 3% per jaar.⁷

In de sensitiviteitsanalyses wordt de business case berekend o.b.v. de investeringskosten van PBL.

- **HBE-prijs:** De HBE-prijs heeft een aanzienlijke impact op de business case. Bij een lage HBE-prijs (€12) bedragen de geraamde HBE-inkomsten over 15 jaar zo'n €858 miljoen. Bij een hoge HBE-prijs (€24) is dit het dubbele: zo'n €1,7 miljard. In deze analyse is niet gekeken naar de ontwikkeling van HBE-prijzen. Om de impact van de HBE-prijs te illustreren is de business case berekend met drie verschillende prijzen: €12, €18, €24. In de centrale analyse wordt uitgegaan van een prijs van €18.

⁵ Bloomberg New Energy Finance (2020). *Green Hydrogen: Time to Scale Up*. Beschikbaar op:

https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/M.%20Tengler_ppt%20%28ID%2010183472%29.pdf

⁶ Hydrogen Council (2020). *Path to hydrogen competitiveness - a cost perspective*. Beschikbaar op:

<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness-Full-Study-1.pdf>

⁷ O.b.v. 0,46 Mton H₂/jaar in 2020 en 7,92 Mton H₂/jaar in 2030 (o.b.v. IEA: <https://www.iea.org/reports/hydrogen>)

Tabel 3-2 Spreiding van investeringskosten voor electrolyzers

Bron	Type electrolyser	2019	2022	2030	Eenheid
IEA ⁸	Alkaline	850 - 1 500			\$/ kW
Bloomberg New Energy Finance ⁵		1 200			\$/ kW
IRENA ⁹		500 - 1 000			\$/ kW
IEA	PEM	1 500 - 3 800			\$/ kW
Bloomberg New Energy Finance		1 400	1 044 - 1 278	440 - 1 008	\$/ kW
IRENA		700 - 1 400			\$/ kW
PBL ⁴	Niet gedefinieerd	1 800			€/ kW
AGORA ¹⁰		400 - 500			\$/ kW

3.2.1 Resultaten van de centrale analyse

Tabel 3-3 laat de centrale cashflowanalyse zien, waarbij wordt uitgegaan van de situatie zoals besproken in de paragraaf hierboven. Dit betekent dat bij een HBE-prijs van €18 en investeringskosten van (€ 1200 per kW) een interne opbrengstvoet (IRR) wordt geraamd van 22%.

Tabel 3-3 Centrale cashflowanalyse in miljoen €₂₀₁₉ (investeringskosten electrolyser van 1200 €/kW en HBE-prijs €18)

Cashflowmodel (in €2019 miljoen)	'23	'24	'25	'26	'27	'28	'29	'30	'31	'32	'33	'34	'35	'36	'37	'38
Jaren	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Energieproductie																
Waterstof o.b.v. hernieuwbare elektriciteit (PJ)		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Waterstof o.b.v. overige elektriciteit (PJ)		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Nominale kasstromen																
Investeringskosten electrolyser	-240															
Operationele kosten addit. hernieuwb. elektriciteit		-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-31
Operationele kosten overige elektriciteit (markt)		-4	-5	-5	-5	-5	-5	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6	-6
Netwerkkosten		-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10
Beheer/onderhoudskosten		-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5
Vermeden SMR kosten (excl. ETS)		20	21	22	23	24	25	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Vermeden ETS-kosten / ETS-inkomsten		8	8	9	10	11	12	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Projectkasstroom voor belastingen, zonder HBE	-240	-22	-21	-19	-17	-16	-14	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-12
HBE-inkomsten		86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86
Projectkasstroom voor belastingen, met HBE	-240	64	65	67	68	70	72	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Afschrijvingen		-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16
Rente lening		-3	-3	-3	-2	-2	-2	-2	-2	-1	-1	-1	-1	-1	0	0
Belastbaar inkomen, met HBE		45	46	48	50	52	54	56	56	56	56	56	57	57	57	57
Belastingen		-11	-12	-12	-12	-13	-13	-14	-14	-14	-14	-14	-14	-14	-14	-14
Projectkasstroom na belastingen, met HBE	-240	53	54	55	56	57	58	60	60	59	59	59	59	59	59	59
Interne opbrengstvoet (IRR)																22%

3.2.2 Sensitiviteitsanalyses

De aannames omtrent de HBE-prijs en investeringskosten voor electrolyzers hebben de grootste impact op de IRR. Daarom is in de sensitiviteitsanalyse de IRR berekend voor verschillende waardes voor deze parameters, zoals weergegeven in Tabel 3-4.

Tabel 3-4 IRR bij verschillende HBE-prijzen en kosten voor electrolyzers

HBE-prijs (€/GJ)	Electrolyser kosten (€ / kW)				
	600 (€/kW)	900 (€/kW)	1200 (€/kW)	1500 (€/kW)	1800 (€/kW)
€ 12	27%	18%	12%	8%	6%
€ 18	45%	30%	22%	17%	13%
€ 24	63%	42%	31%	25%	20%

Daarnaast zijn er sensitiviteitsanalyses uitgevoerd voor de ETS-kosten en de vollasturen van de electrolyser:

⁸ IEA (2015). *Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells*. Beschikbaar op:

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/e669e0b6-148c-4d5c-816b-a7661301fa96/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>

⁹ IRENA (2020). *Green hydrogen cost reduction*. Beschikbaar op: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf

¹⁰ Agora (2018). *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*. Beschikbaar op: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf

- **ETS-kosten:** In deze analyse zijn de dynamische ETS-prijzen van de centrale analyse vervangen door vaste ETS-prijzen. Hierbij correspondeert een vaste ETS-prijs van €50 met een IRR van 21%, €100 euro met 23% en €150 euro met 26%.
- **Vollasturen electrolyser i.c.m. windpark:** PBL noemt in het conceptadvies SDE++ dat er claims zijn dat electrolyzers meer dan 4000 vollasturen kunnen draaien op de elektriciteit van een windpark (met een vermogen dat 5 maal hoger is dan dat van de electrolyser). Het ophogen van de vollasturen naar 6 000 uur per jaar leidt tot een stijging van de IRR naar 36%.

3.3 Interpretatie van resultaten

De sensitiviteitsanalyses laten een grote spreiding zien in de interne opbrengstvoet (tussen 6% en 63%). Dit wordt veroorzaakt door de grote impact van en onzekerheid omtrent de investeringskosten van electrolyzers en de HBE-prijzen. We merken hierbij op dat marktpartijen beter zicht hebben op de investeringskosten waardoor de onzekerheid in onze analyse niet gezien moet worden als een verhoogd investeringsrisico. Marktpartijen hebben ook een beter zicht op de daadwerkelijke prijzen van HBE's, maar omdat deze door de markt bepaald worden, blijft de onzekerheid hierin ook voor marktpartijen een risico. Andere marktrisico's (zoals de ETS-prijs) hebben een relatief beperkte impact op de business case. In de centrale analyse – met de aannames die ons het meest realistisch lijken – bedraagt de interne opbrengstvoet 22%. In dat geval bedraagt de totale ondersteuning vanuit HBE-inkomsten €1,3 miljard. Als de raffinageroute wordt opengesteld voor 8 PJ (zoals in onderzoeksvraag 1) bedraagt de totale ondersteuning €5,2 miljard. Beide inschattingen hebben betrekking op een situatie waarin de HBE's over de gehele economische levensduur van de investering uitgekeerd worden (15 jaar).

Om de hoogte van de interne opbrengstvoet te kunnen beoordelen wordt deze vergeleken met het minimale rendement (de *hurdle rate*) dat investeerders vereisen van investeringen met een vergelijkbaar risicoprofiel. Voor waterstofprojecten wordt in de literatuur een *hurdle rate* genoemd van 12%.¹¹ Alleen bij een HBE-prijs van €12 i.c.m. investeringskosten van €1 500 en hoger is de IRR lager dan 12%. Andere aannames omtrent de ETS-prijs leiden niet tot wezenlijke verschillen in de resultaten (IRR 21%-26%). De impact van het aantal vollasturen van de electrolyser i.c.m. het windpark op de IRR bedraagt zo'n 7% per extra 1 000 vollasturen per jaar en kan de business case dus enkel verbeteren. In de meeste scenario's is de interne rendementsvoet dus hoger dan de *hurdle rate*. Normaal gesproken leidt dit tot een positieve investeringsbeslissing.

Zonder HBE-inkomsten is het project niet rendabel omdat de jaarlijkse kasstroom dan negatief is. In de centrale analyse is de kasstroom (voor belastingen) gemiddeld een verlies van €15 miljoen per jaar zonder HBE-inkomsten. Alleen als de kosten voor hernieuwbare elektriciteit (nu 60% van jaarlijkse kosten voor belastingen) aanzienlijk lager uitvallen, de vermeden ETS-kosten aanzienlijk hoger uitvallen (nu 32% van inkomsten), en/of de aardgasprijzen aanzienlijk hoger uitvallen, zou de jaarlijkse kasstroom positief kunnen worden. Een beperkte openstelling van de raffinageroute – bijvoorbeeld tot 1 januari 2025 – leidt tot onvoldoende HBE-inkomsten (€86 miljoen i.p.v. €1,3 miljard) voor een positieve business case.

Het is waarschijnlijk dat de interne opbrengstvoet toeneemt voor investeringen die verder in de toekomst gedaan worden. De investeringskosten van electrolyzers zullen immers naar verwachting afnemen (~3% per jaar). Daarnaast zouden marktontwikkelingen (zoals een hogere ETS-prijs) de inkomsten kunnen verhogen, hoewel dit onzeker (en dus een risico) blijft op het moment van de investeringsbeslissing.

¹¹ Khan et al. (2021). *Demonstration of green hydrogen production using solar energy at 28% efficiency and evaluation of its economic viability*. Beschikbaar op: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlehtml/2021/se/d0se01761b>

Trinomics B.V.
Westersingel 34
3014 GS Rotterdam
The Netherlands

T +31 (0) 10 3414 592

www.trinomics.eu

KvK n° : 56028016

VAT n° : NL8519.48.662.B01

