

Een raffinageroute met toekomstwaarde voor groene waterstof in Nederland

Onderzoek naar het effect van de correctiefactor op de business case
voor elektrolyse en opties voor aanpassing

TNO 2025 R10800 – 15 april 2025

Een raffinageroute met toekomstwaarde voor groene waterstof in Nederland

Onderzoek naar het effect van de correctiefactor op de
business case voor elektrolyse en opties voor
aanpassing

Auteurs	M. Weeda en H. de Wilde
Rubricering rapport	TNO Public
Aantal pagina's	56 (excl. voor- en achterblad)
Aantal bijlagen	2
Programma	Dit onderzoek is gefinancierd met subsidie van
Projectnaam	Correctiefactor raffinaderij reductie-eenheden
Projectnummer	060.61529

Alle rechten voorbehouden

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

© 2025 TNO

Samenvatting

Dit rapport geeft een nadere beschouwing op de verschillende opties voor implementatie van de raffinageroute uit de herziene Europese Hernieuwbare Energie Richtlijn (*Renewable Energy Directive*, hierna 'REDIII') die op 20 november 2023 van kracht is geworden. De raffinageroute is een van de opties om invulling te geven aan het doel in de REDIII voor inzet van hernieuwbare brandstoffen van niet biologische oorsprong (*renewable fuels of non-biological origin*, hierna 'RFNBO') in de vervoersector. In het bijzonder gaat het rapport in op de invloed van de zogenaamde correctiefactor op de raffinageroute, en op de *business case* voor de productie van groene waterstof voor die route. Het huidige rapport biedt hiermee een aanvulling en verdieping op de recente TNO-studie 'Inzet van groene waterstof in de vervoerssector - Kostenvergelijking van de raffinageroute met opties voor direct gebruik'.

Deze samenvatting beschrijft eerst de aanleiding (paragraaf S.1) van dit onderzoek, en de onderzoeksvragen en aanpak (paragraaf S.2). De samenvatting van resultaten begint in paragraaf S.3 met een vergelijking tussen Nederland en enkele buurlanden van het speelveld voor de raffinageroute, om bij te dragen aan invulling van het REDIII-doel voor RFNBO. Vervolgens beschrijft paragraaf S.4 de mogelijke verdringing van de raffinageroute, en productie van groene waterstof in Nederland, door importopties van RFNBO. Paragraaf S.5 gaat daarna in op de prijsverhoging van brandstoffen die is te verwachten als gevolg van de inzet van groene waterstof voor het REDIII-doel, en de ruimte die dit biedt voor aanpassing van de correctiefactor en het Nederlandse RFNBO-doel voor de vervoersector. Tot slot schetst paragraaf S.6 de richting waarin aanpassing van de correctiefactor en RFNBO-doel mogelijk is voor verbetering van de *business case* voor productie van groene waterstof in Nederland, en sluit af met enkele aanbevelingen die de *business case* verder kunnen versterken.

S.1 Aanleiding

Implementatie van de REDIII in Nederland

De REDIII draagt lidstaten onder andere op om brandstofleveranciers een verplichting op te leggen die moet leiden tot een aandeel hernieuwbare energie in het eindverbruik van energie in de vervoersector. Voor de omzetting van de richtlijn naar de Nederlandse wet- en regelgeving is gekozen om beleid te ontwikkelen dat is gericht op het realiseren van 14,5% reductie van de broeikasgasintensiteit van alle energie die aan de vervoersector wordt geleverd in 2030. Een van de randvoorwaarden hierbij is dat lidstaten ervoor dienen te zorgen dat in 2030 het gecombineerde aandeel van geavanceerde biobrandstoffen en RFNBO in de energie die aan de vervoersector wordt geleverd ten minste 5,5 % bedraagt. Hiervan dient minimaal 1% RFNBO te zijn.

Op basis van de kaders uit de richtlijn kiest Nederland ervoor om aan te sturen op realisatie van 1% RFNBO in 2030. Voor Nederland komt dit neer op een RFNBO-doel van 5,5 petajoule (PJ). Om te zorgen voor brede inzet in de vervoersector is dit doel opgesplitst in subdoelen voor de sectoren Land (2 PJ, voornamelijk wegverkeer), Binnenvaart (0,22 PJ), Zeevaart (1,72 PJ), en de Luchtvaart (1,1 PJ). Het subdoel voor de luchtvaart volgt uit de Europese ReFuelEU Aviation verordening.

Opties om te voldoen aan het RFNBO-doel uit de REDIII

Invulling van het RFNBO-doel kan volgens de REDIII op twee manieren. Ten eerste door directe levering van RFNBO als brandstof aan voertuigen, schepen en vliegtuigen (hierna ‘directe inzet’). Ten tweede via de zogenaamde raffinageroute. Deze tweede optie betreft de inzet van groene waterstof voor de productie van conventionele brandstoffen in raffinaderijen en bij de productie van biobrandstoffen. Het emissiereductie-effect van de groene waterstof mag hierbij worden geteld alsof de groene waterstof direct wordt ingezet.

Voor de luchtvaart geldt een afwijkende situatie. Het subdoel voor de luchtvaart kan alleen worden gehaald door directe inzet van RFNBO, dat wil zeggen RFNBO-gecertificeerde synthetische kerosine (*synthetic aviation fuel*, hierna ‘e-SAF’). De raffinageroute is dus geen optie voor het voldoen aan het luchtvaart RFNBO-subdoel. De inzet van e-SAF in de luchtvaart kan wel worden meegeteld voor het REDIII RFNBO-doel van 5,5 PJ.

Het voornemen om een correctiefactor in te stellen op de raffinageroute

Bij het opleggen van een verplichting zal de markt zoeken naar opties om daar tegen de laagste kosten aan te voldoen. Naar verwachting leidt dit tot een voorkeur voor de raffinageroute om dat dit een relatief laagdrempelige optie is ten opzichte van de opties voor directe inzet. Het betreft (gedeeltelijke) vervanging van waterstof die in de huidige situatie met aardgas op grote schaal wordt geproduceerd (hierna ‘grijze waterstof’), voor een bestaande toepassing. Er hoeven voor de raffinageroute geen geheel nieuwe ketens te worden opgebouwd zoals voor de directe inzet routes. De ontwikkeling van die ketens is echter wel van belang gezien de behoefte aan duurzame energie en nul-emissie opties voor de vervoersector in de komende decennia.

Om meer vergelijkbare kansen voor directe inzet te creëren is door het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat een systematiek voorgesteld met een correctiefactor op de raffinageroute. Per saldo werkt de correctiefactor nivellerend op de onderlinge kostenverhouding tussen de verschillende routes voor inzet van RFNBO. Dit komt doordat de factor een volumeverhogend effect heeft op de hoeveelheid groene waterstof die nodig is voor een vergelijkbare bijdrage van de raffinageroute aan de emissiereductie-jaarverplichting ten opzichte van routes voor directe inzet van RFNBO. Het idee daarbij is dat het volumeverhogende effect van de correctiefactor resulteert in extra vraag naar groene waterstof en daarmee de ontwikkeling van groene waterstofproductie zal te stimuleren.

Aanleiding voor nader onderzoek naar het effect van de correctiefactor

Op 30 oktober 2024 is een 3e voortgangsbrief over de implementatie van de RED-III voor de vervoersector naar de Tweede Kamer gestuurd met daarin het voornemen om een correctiefactor van 0,4 op de raffinageroute in te stellen. In reactie daarop hebben een aantal marktpartijen aangegeven dat ‘de keuze voor 0,4 ertoe zal leiden dat investeringen in groene waterstof niet in Nederland plaats zullen vinden, omdat het de businesscase voor waterstofproductie in Nederland veel minder gunstig maakt ten opzichte van ons omringende landen’.

De zorgen van deze partijen zijn voor de Tweede Kamer aanleiding geweest om een motie in te dienen die de regering verzoekt ‘met spoed te onderzoeken hoe de raffinageroute (inclusief de correctiefactor) eruit moet zien om maximaal bij te dragen aan verduurzamingsdoelstellingen van de industrie en het stimuleren van investeringen in elektrolyzers, en op basis van de resultaten van dit onderzoek de Regeling energie vervoer aan te passen’.

Bij de keuze van de voorgestelde correctiefactor van 0,4 zou onvoldoende rekening zijn gehouden met:

1. de impact op de *business case* voor elektrolyse in Nederland;
2. het effect op investeringsbereidheid als gevolg van de - naar verluidt - gunstigere condities voor de raffinageroute in de buurlanden, en;
3. de mogelijkheden om aan de RFNBO-doelen uit de REDIII te voldoen door import van RFNBO¹ die goedkoper is dan in Nederland geproduceerde groene waterstof.

Naar aanleiding van het verzoek in de motie heeft TNO, op verzoek van de ministeries van Infrastructuur en Waterstaat en Klimaat en Groene Groei, onderzoek uitgevoerd naar deze 3 aspecten in aanvulling op het eerdere onderzoek naar een grondslag voor de correctiefactor.

S.2 Onderzoeksvragen en aanpak

Onderzoeksvragen

Voor het aanvullende onderzoek zijn de volgende onderzoeksvragen geformuleerd:

- a) Wat betekent de correctiefactor 0,4 voor de *business case* van elektrolyse in Nederland, en hoe zou de correctiefactor eventueel kunnen worden aangepast om tot voldoende stimulans te leiden voor investeringen in elektrolyse, opdat de raffinageroute (inclusief de correctiefactor) ook maximaal kan bijdragen aan (doelstellingen voor) verduurzaming van de industrie?
- b) Wat is het effect van de correctiefactor op het speelveld met de ons omringende landen (Duitsland, België, Frankrijk) voor investeringen in elektrolyse? Indien dit nadelig is en investeringen in elektrolyse in de andere landen gunstiger is, hoe zou de correctiefactor kunnen worden aangepast om een gelijk speelveld te creëren?
- c) Is aanpassing van de correctiefactor nodig en zo ja, op welke wijze, om een gelijk speelveld te creëren voor inzet van Nederlandse groene waterstof in de raffinageroute in vergelijking met mogelijke importopties van gecertificeerde RFNBO die hiermee kunnen concurreren, zoals import van groene waterstof voor de raffinageroute via RFNBO-ammoniak (hierna e-ammoniak), en import van RFNBO-methanol (hierna e-methanol) voor bijmengen bij benzine?
- d) Als de conclusie op basis van onderzoeksvragen a), b) en c) is dat een systematiek inclusief correctiefactor niet leidt tot stimulans van de *business case* voor nieuwe elektrolyzers, welke uitwerking van de raffinageroute is dan mogelijk die zowel de genoemde stimulans biedt, als tegemoetkomt aan de randvoorwaarden die daar vanuit de overheid aan worden gesteld?

Onderzoeksmethode

Voor het inwinnen van zienswijzen en informatie heeft TNO voor dit onderzoek gesproken met diverse partijen die op verschillende wijze en met uiteenlopende belangen betrokken zijn bij projectontwikkeling voor RFNBO, de REDIII en verduurzaming van de vervoersector en de industrie, waaronder: Air Liquide, BP, Enertrag, ExxonMobil, NLHydrogen, NOW GmbH (DE), NVDE, Ørsted, Platform Groen Gas, Platform Hernieuwbare Brandstoffen, Power2X, TES H2, Shell, Van Kessel Olie, WaterstofNet (BE) en Zeeland Refinery. Verder zijn aanvullende analyses en berekeningen gemaakt naar het effect van de RFNBO-subdoelen en de correctiefactor op brandstofprijzen en benodigde elektrolysecapaciteit, en het effect van de correctiefactor op mogelijke concurrentie van andere RFNBO-opties voor de raffinageroute.

¹ RFNBO's (*Renewable Fuels of Non-Biological Origin*) zijn brandstoffen waarvan de energie-inhoud afkomstig is van groene waterstof. Voorbeelden zijn zogenoemde e-fuels zoals e-kerosine (e-SAF), e-diesel en e-methanol.

S.3 Vergelijking van raffinageroute en speelveld voor groene waterstof met buurlanden

Ten opzichte van Nederland lijken de buurlanden achter te lopen met de omzetting van de REDIII naar nationale wet- en regelgeving. Niets is nog definitief, maar op basis van wat nu bekend is tekenen zich wel diverse overeenkomsten af tussen Duitsland, België en Frankrijk die door de markt als gunstiger worden beoordeeld voor een *business case* voor elektrolyse dan de voorgenomen regelgeving in Nederland.

Overeenkomsten en verschillen in systematiek met de buurlanden

De enige overeenkomst tussen alle lidstaten is waarschijnlijk het instellen van een nationaal RFNBO-doel. Mogelijk komen er in buurlanden ook aparte subdoelen voor verschillende vervoerssectoren zoals de zeevaart en binnenvaart. De verschillen tussen Nederland en de buurlanden lijken echter groter dan de overeenkomsten. Ten opzichte van Nederland gaat het om de volgende verschillen:

- Geen correctiefactor op de raffinageroute.
- Geen plafond op inzet van raffinaderij-*credits*. Dit betekent dat nadat het RFNBO- (sub)doel is ingevuld een overschot aan raffinaderij-*credits* ook ingezet kan worden voor het voldoen van het algehele REDIII doel voor reductie van de emissie-intensiteit van, of het doel voor het aandeel hernieuwbare energie in de energie die wordt geleverd aan de vervoersector.
- Een *buy-out* optie die minimaal equivalent is aan, en overeenkomt met een boete van minstens 10 €/kg waterstof. Bij voortzetting van de huidige situatie bedraagt de *buy-out* optie in Duitsland zelfs 14 €/kg. Een concrete *buy-out* optie werkt als een boete op het niet naleven van verplichtingen en levert houvast in een *business case* analyse.

Verschillen in nettarieven voor elektriciteit met en tussen de buurlanden

Een ander verschil met de buurlanden betreft de nettarieven voor elektriciteit. De reguliere nettarieven in België en Frankrijk liggen een stuk lager dan in Nederland waarbij in Frankrijk grote elektriciteitsverbruikers, zoals elektrolyzers, nog een grote korting krijgen op het nettatarief. Voor zover bekend is er geen vrijstelling in België en Frankrijk. Dat is wel het geval in Duitsland waar een vrijstelling van 20 jaar geldt voor installaties die voor 1 januari 2030 in gebruik worden genomen.

Het belang van en opties voor afstemming van beleid met buurlanden

Vanwege een aantal recente investeringsbeslissingen in Duitsland lijkt het perspectief voor elektrolyseprojecten daar op het ogenblik het gunstigst. Het is echter niet uitgesloten dat er partijen zijn die vanwege de beschikbare subsidiemiddelen, en met het oog op mogelijke ontwikkelingen de komende jaren toch voldoende perspectief zien voor elektrolyseprojecten in Nederland. Maar wanneer de gunstigere condities in de buurlanden in stand blijven zal in Nederland gesubsidieerde waterstof mogelijk daarheen gaan stromen zodra de waterstofinfrastructuur die aangelegd gaat worden dat toelaat.

Om de kans op investeringen in elektrolyseprojecten in Nederland te verhogen en de kans op weglek van groene waterstof uit die projecten naar buurlanden te verkleinen lijkt nadere afstemming van beleid op dit gebied met buurlanden inderdaad noodzakelijk. Vanwege de overeenkomsten en verschillen die zich aftekenen tussen Nederland, Duitsland, België en Frankrijk ligt het in dit verband meer voor de hand dat Nederland opschuift richting de systematiek die naar verwachting gehanteerd gaat worden in Duitsland, België en Frankrijk

dan andersom. Om ongewenste extra vertraging en onduidelijkheid voor marktpartijen te voorkomen in de omzetting van de REDIII naar de Nederlandse wet- en regelgeving, zou, binnen de beperkte ruimte die de huidige stand van zaken biedt, in ieder geval aanpassing van de correctiefactor naar een waarde richting 1 kunnen worden overwogen. Voor verdere verbetering kunnen in aanvulling daarop maatregelen worden overwogen om de nettarieven voor elektrolyzers zoveel mogelijk te beperken.

S.4 Mogelijke verdringing van Nederlandse groene waterstof door importopties van RFNBO

Mogelijke importopties die kunnen concurreren met groene waterstofproductie in Nederland zijn onder andere import van groene waterstof via e-ammoniak, en import van e-methanol die kan worden bijgemengd bij benzine. Voor het halen van RFNBO-doelen maakt het in principe niet uit of de RFNBO in Nederland wordt geproduceerd of elders. Vertrouwen op import kan echter nieuwe, mogelijk kwetsbare afhankelijkheden creëren. Maar wellicht belangrijker is dat zonder binnenlandse productiecapaciteit ‘de systeemfunctie’ van elektrolyse en groene waterstof niet kan worden benut. Dit zou tot aanzienlijke beperking kunnen leiden van de mogelijkheden voor optimale inpassing en maximaal gebruik (als elektriciteit en in de vorm van moleculen) van het Nederlandse potentieel aan hernieuwbare energie van zon en wind, en dan van vooral van wind op zee. Het belang van ontwikkeling van elektrolyseprojecten in Nederland moet daarom niet alleen worden gezien in relatie tot de behoefte aan RFNBO voor de vervoersector.

Import van groene waterstof via e-ammoniak

Uit de verkenning blijkt dat de kosten van groene waterstof die wordt teruggewonnen uit geïmporteerde ammoniak van dezelfde orde van grootte zijn als de kosten van groene waterstof die in Nederland wordt geproduceerd. De importoptie lijkt iets goedkoper, maar het verschil is afhankelijk van de mate waarin de onrendabele top van binnenlandse productie door subsidie wordt afgedekt. Mocht ook ondersteuning van import worden overwogen dan is het van belang om daar een goede balans in te vinden om te voorkomen dat binnenlandse productie door import uit de markt wordt geprijsd. Hoewel bij inzet via de raffinageroute de correctiefactor van toepassing is op zowel de binnenlandse als de geïmporteerde groene waterstof kan de hoogte van de correctiefactor in dit verband wel van belang zijn. Naarmate de correctiefactor kleiner is worden kleine onderlinge verschillen in kosten tussen binnenlandse productie en import van groene waterstof namelijk verder uitvergroot. Bij een correctiefactor van 1 speelt deze uitvergroting van kostenverschillen niet meer.

Import van e-methanol voor bijmengen bij benzine

Bijmengen van e-methanol wordt gezien als een vorm van directe inzet waardoor de correctiefactor geen invloed heeft op de kosten van deze bijmengoptie. Op dit moment is de productiecapaciteit van e-methanol nog beperkt, maar in principe voldoende om in de beginjaren invulling te geven aan de RFNBO-jaarverplichting voor de sector Land. Ondanks mogelijke concurrentie van directe inzet in de zeescheepvaart, productie van e-SAF op basis van methanol, en inzet in de industrie is het daarom niet uit te sluiten dat de bijmengroute een rol zou kunnen gaan spelen in de invulling van de jaarverplichting. Het perspectief van de bijmengoptie zou zelfs tot versnelling van investeringen in capaciteit voor productie van e-methanol in het buitenland kunnen leiden. De impact van de correctiefactor kan hier een verschil maken en daarmee ook het uitzicht op een *business case* voor elektrolyse beïnvloeden.

Uit de verkenning volgt dat voor raffinaderijen de kosten van e-methanol hoger zijn dan van groene waterstof voor de raffinageroute. Dit ligt anders voor brandstofleveranciers. Bij een correctiefactor van 0,4 zijn de kosten van bijmengen van e-methanol voor brandstofleveranciers aanzienlijk lager dan van de raffinageroute. Hierdoor zal vraag vanuit de leveranciers ontstaan voor de optie omdat meerkosten dan makkelijker kunnen worden doorberekend in de brandstofprijzen voor de eindgebruikers. Bij een correctiefactor van 0,7 zijn de kosten van bijmengen vergelijkbaar met de raffinageroute en zal de prikkel voor de bijmengoptie kleiner zijn. Andere aspecten kunnen dan de doorslag geven zoals de relatieve eenvoud van bijmengen van ingekochte e-methanol ten opzichte van de bouw van een elektrolyser en de productie van RFNBO-gecertificeerde (groene) waterstof. Bijmengen van geïmporteerde e-methanol kan ook meer flexibiliteit opleveren voor raffinaderijen dan zelf investeren in productiecapaciteit voor groene waterstof, hoewel producenten van e-methanol ook zullen streven naar het afsluiten van langjarige afnamecontracten. Om de kans op een goede *business case* voor elektrolyse in Nederland te vergroten zouden de kosten van de raffinageroute daarom duidelijk lager moeten liggen dan die van bijmengen. Dit betekent dat de correctiefactor verder op zou moeten schuiven van 0,7 naar 1.

S.5 Effect van de correctiefactor op brandstofprijzen en mogelijke aanpassing van de factor

De correctiefactor heeft beperkt effect op verhoging van brandstofprijzen

Uit berekeningen met de jaarverplichtingen en de correctiefactor die als uitgangssituatie gelden voor deze studie blijkt dat inzet van de hoeveelheid groene waterstof bij een correctiefactor van 0,4 slechts tot verhoging van brandstofprijzen zou leiden met maximaal enkele procenten. Twijfel over het kunnen doorberekenen van de meerkosten van groene waterstof voor de raffinageroute in de brandstofprijzen lijkt daarmee niet de grootste onzekere factor voor de *business case* van elektrolyse. Bij verhoging van de correctiefactor wordt de benodigde hoeveelheid groene waterstof kleiner, doordat het volumeverhogende effect van de correctiefactor afneemt, en dalen de kosten verder. Met afname van de hoeveelheid waterstof neemt echter ook de bijdrage af die groene waterstof kan leveren aan verduurzaming van de industrie.

Verhoging van correctiefactor en jaarverplichting om RFNBO-doel te halen

Bij verhoging van de correctiefactor richting de waarde 1 in de uitgangssituatie neemt de kans af dat het REDIII RFNBO-doel voor de vervoersector wordt gehaald omdat het volumeverhogende effect op de hoeveelheid groene waterstof die nodig is voor de raffinageroute steeds kleiner wordt. Dit kan worden gecompenseerd door de jaarverplichting te verhogen. Voordeel bij verhoging van de correctiefactor richting 1 is dat de totale behoefte aan RFNBO steeds minder afhankelijk wordt van de mate van directe inzet. Hierdoor is een betere inschatting te maken van de ontwikkeling in de vraag naar groene waterstof wat meer zekerheid biedt voor de analyse van een *business case*. Een correctiefactor van 1 geeft de meeste houvast.

Vanwege gemaakte afspraken met België over RFNBO-subdoelen voor de binnenvaart, en om 'bunkertoerisme' te voorkomen bij de zeevaart ligt verhoging van de jaarverplichting voor de sector Land het meest voor de hand. Als bij een correctiefactor van 1 de kostenstijging bij de uitgangssituatie (subdoel 2 PJ en correctiefactor van 0,4) als bovengrens wordt aangehouden dan kan de jaarverplichting worden opgehoogd van 2 PJ naar 5,6 PJ. De totale vraag naar groene waterstof zou hierbij uitkomen op 7,5 PJ (onder

aanname dat naleving van het RFNBO-subdoel voor de zeevaart in 2030 nog geheel afhankelijk is van de raffinageroute vanwege de beperkte beschikbaarheid van e-methanol).

De hoeveelheid van 7,5 PJ is redelijk vergelijkbaar met de hoeveelheid van 8,3 PJ die is geschat voor de subdoelen en correctiefactor van 0,4 die de uitgangssituatie vormden voor de studie. Met een verhoging van de correctiefactor naar 1 en het subdoel Land naar 5,6 PJ lijkt niet alleen het REDIII RFNBO-doel voor de vervoersector te kunnen worden gehaald maar lijkt ook een bijdrage aan verduurzaming van de industrie geborgd. Daarbij leidt de aanpassing van correctiefactor en jaarverplichting tot meer zekerheid voor een *business case* en neemt de kans toe dat elektrolyseprojecten ook daadwerkelijk in Nederland worden gerealiseerd.

S.6 Opties voor versterking van de *business case* voor groene waterstof in Nederland

Aanpassing van de correctiefactor en jaarverplichting levert voordelen, maar neemt niet alle onzekerheid weg

Verhoging van de correctiefactor naar 1 leidt tot een meer gelijk speelveld voor een *business case* voor groene waterstof in Nederland in vergelijking met de buurlanden. Het reduceert ook de kans dat de raffinageroute uit de markt wordt geprijsd door goedkopere RFNBO-importopties voor invulling van de RFNBO-jaarverplichting. Tot slot levert een correctiefactor van 1 meer houvast, en daarmee zekerheid voor de analyse van een *business case* omdat bij een correctiefactor van 1 de benodigde hoeveelheid RFNBO niet afhankelijk is van de mate waarin directe inzet tot ontwikkeling komt. In combinatie met een verhoging van de jaarverplichting kan dan ook een bijdrage van de raffinageroute aan verduurzaming van de industrie voldoende worden geborgd.

Ook met bovengenoemde aanpassingen resteren vanuit marktperspectief nog twee onzekerheden. Ten eerste dat een aanpasbare correctiefactor inherent tot onzekerheid leidt voor een *business case* omdat aanpassing van de correctiefactor tot verandering van marktcondities leidt die vooraf lastig zijn te voorzien, en ten tweede het ontbreken van een perspectief voor de periode na 2030. Daarnaast introduceert een verhoging van de correctiefactor juist onzekerheid met betrekking tot ontwikkeling van opties voor directe inzet van RFNBO.

Verbeteren van de kans op ontwikkeling van directe RFNBO-inzet routes

Met verhoging van de correctiefactor neemt het kostenverschil tussen *credits* van directe inzet en de raffinageroute toe waardoor *credits* van directe inzet minder aantrekkelijk worden voor brandstofleverancier en de kans op directe inzet afneemt. Om het grotere kostenverschil te overbruggen is er meer subsidie nodig om een eenheid directe inzet te stimuleren. Om de kans op ontwikkeling van directe inzet op peil te houden ten opzichte van de uitgangssituatie zou het subsidiebudget daarvoor moeten worden verhoogd en zullen subsidiemogelijkheden waarschijnlijk moeten worden verruimd. Een daling van het aandeel directe inzet heeft echter geen gevolg voor het halen van het REDIII doel voor emissiereductie. Het verhogen van de CF richting 1 in combinatie met ophoging van het RFNBO-subdoel leidt wel tot een (beperkt) kleinere bijdrage aan de afspraken in het Nederlandse Klimaatakkoord voor mobiliteit.

Mitigeren van onzekerheid over een aanpasbare factor

De correctiefactor voor de raffinageroute zal worden opgenomen in de ‘Regeling energie vervoer’. De factor kan hierdoor relatief eenvoudig worden aangepast zoals recent bijvoorbeeld tot tweemaal toe is gedaan voor de correctiefactor voor biobrandstoffen voor de maritieme sector. Aanpassing van de factor zal leiden tot verandering van marktomstandigheden en dat kan potentieel een groot effect hebben op de *business case* voor productie van groene waterstof. De factor wordt daarom door marktpartijen gezien als een risico en een hindernis voor het nemen van investeringsbesluiten. Bij aanpassing van de factor naar 1 ligt afschaffing van de factor dan voor de hand. Maar er zouden zich (markt)ontwikkelingen kunnen voordoen die nu wellicht nog lastig zijn te voorzien, maar die toekomstige aanpassing van de factor zouden kunnen rechtvaardigen. Afschaffing kan dus ook tot beperking van flexibiliteit leiden om ongewenste ontwikkelingen bij te kunnen stellen. Om toch meer zekerheid aan de markt te kunnen bieden zou in de Regeling opgenomen kunnen worden onder welke omstandigheden en met welk doel aanpassing kan worden overwogen, eventueel met indicatie van de bandbreedte waarbinnen stapsgewijze aanpassing kan worden gedaan.

Reduceren van onzekerheid door *banking van credits*

Situaties waarin geïnstalleerde elektrolysercapaciteit tot een overschot aan geproduceerde volumes groene waterstof zou leiden ten opzichte van de jaarverplichting vormen een probleem. Meerkosten van de geproduceerde volumes kunnen dan niet worden gedekt waardoor geïnstalleerde capaciteit stil moet worden gezet met negatieve gevolgen voor de *business case*. Ook kunnen investeringen worden uitgesteld totdat er voldoende zekerheid is over afname. Als oplossing voor dit probleem zou kunnen worden overwogen om voldoende mogelijkheden te creëren voor het sparen van RARE-credits die dan op een later moment kunnen worden ingezet om aan verplichtingen te voldoen. Alleen het gebruik van gespaarde credits om te voldoen aan het RFNBO-doel in 2030 lijkt niet toegestaan, omdat het REDIII-doel is gericht op fysieke inzet in dat specifieke jaar. Maar sparen in de periode voor, en inzet van gespaarde credits in de periode na 2030 kan bijdragen aan verbetering van de *business case* en het investeringsperspectief. Dit kan ook onderdeel zijn van een pakket dat zekerheid biedt voor de periode na 2030 (zie hierna) en kan ertoe bijdragen dat partijen voor de markt uit gaan investeren zoals Shell in feite heeft gedaan met de Holland Hydrogen 1.

Bieden van perspectief voor de periode na 2030

Het REDIII RFNBO-doel en de uitwerking van de jaarverplichting voor vervoer hebben slechts betrekking op de periode 2026 – 2030. Dit verhoudt zich slecht met een investeringshorizon van minimaal 10 tot 15 à 20 jaar voor grote investeringen, zoals grote elektrolyseprojecten. Zekerheid over ontwikkeling van het RFNBO-doel kan niet worden geboden, maar het kan helpen om alvast over de beoogde inzet voor ophoging van doelen te communiceren aan marktpartijen. Verder gaat de overgang van de REDII naar de REDIII gepaard met een grote aanpassing van de ‘systematiek energie vervoer’, waaronder de overgang naar een doel voor reductie van broeikasgasintensiteit in plaats van levering van een aandeel hernieuwbare energie, het introduceren van subdoelen per vervoerssector, en het openstellen van de raffinageroute. De markt moet zich hier nog op aanpassen. Vanwege de behoefte aan continuïteit kan het helpen om meer duidelijkheid te geven over de intentie om deze systematiek zoveel mogelijk ook na 2030 aan te houden en alleen aan te passen indien strikt noodzakelijk, in goed overleg met de marktpartijen.

Inhoudsopgave

Samenvatting	3
1 Inleiding	13
2 Achtergrond	15
3 Effect van correctiefactor op de business case voor elektrolyse	17
3.1 Marktperspectief	17
3.2 Effect van de correctiefactor op kosten voor de raffinaderijen en brandstofleveranciers	19
3.3 Schatting van de hoeveelheid waterstof voor de RFNBO-jaarverplichting vervoer	20
3.4 Impact van correctiefactor op brandstofprijs	22
3.5 Effect van variatie in jaarverplichting “Land”	24
3.6 Benodigde elektrolysecapaciteit t/m 2030	25
4 Implementatie van REDIII in omliggende landen	32
4.1 Implementatie REDIII in Duitsland	32
4.2 Implementatie REDIII in België en Frankrijk	35
4.3 Perspectief voor Nederland	35
5 Alternatieve opties voor invulling RFNBO-doel	37
5.1 Groene waterstof uit ammoniak	37
5.2 Productie en import van e-methanol	38
6 Mogelijkheden voor een raffinageroute met toekomstwaarde	41
Referenties	49
Bijlagen	
Bijlage A: Ingroeipad RFNBO's en onderbouwing van het direct gebruik van RFNBO	51
Bijlage B: Overzicht van elektrolyseprojecten	54

1 Inleiding

Dit rapport geeft een nadere beschouwing op de verschillende opties voor de implementatie van de raffinageroute uit de REDIII. In het bijzonder wordt ingegaan op de invloed van de zogenaamde correctiefactor (hierna CF)² op de *business case* voor de productie van groene waterstof.³ Het huidige rapport biedt hiermee een aanvulling en verdieping op de recente TNO-studie ‘Inzet van groene waterstof in de vervoerssector - Kostenvergelijking van de raffinageroute met opties voor direct gebruik’ [1].

Aanleiding

Op 30 oktober 2024 is de 3e voortgangsbrief implementatie RED-III vervoer [2] naar de Tweede Kamer gestuurd. Hierin is het voornemen opgenomen om een CF van 0,4 voor de raffinageroute in te stellen. In reactie op de voortgangsbrief hebben een aantal marktpartijen aangegeven dat ‘de keuze voor de factor 0,4 ertoe zal leiden dat investeringen in groene waterstof niet in Nederland plaats zullen vinden, omdat het de businesscase voor waterstofproductie in Nederland veel minder gunstig maakt ten opzichte van ons omringende landen’.

De zorgen van deze partijen zijn voor de Tweede Kamer aanleiding geweest om op 7 november een motie (hierna ‘Motie Bontenbal en Vermeer’) [3] in te dienen, waarin de zorg in bovenstaande bewoordingen is verwoord, en die de regering verzoekt ‘met spoed te onderzoeken hoe de raffinageroute (inclusief de correctiefactor) eruit moet zien om maximaal bij te dragen aan verduurzamingsdoelstellingen van de industrie en het stimuleren van investeringen in elektrolyzers, en op basis van de resultaten van dit onderzoek de Regeling energie vervoer aan te passen’.

Bij de keuze van de nu voorgestelde CF van 0,4 zou onvoldoende rekening zijn gehouden met:

1. de impact op de *business case* voor elektrolyse in Nederland;
2. het effect op investeringsbereidheid als gevolg van de - naar verluidt - gunstigere condities voor de raffinageroute in de buurlanden, en;
3. de mogelijkheden om aan de RFNBO-doelen uit de REDIII te voldoen door import van RFNBO⁴ die goedkoper is dan in Nederland geproduceerde groene waterstof.

Naar aanleiding van het verzoek in de motie Bontenbal en Vermeer heeft TNO, op verzoek van de ministeries van Infrastructuur en Waterstaat (hierna ‘MinIenW’) en Klimaat en Groene Groei (hierna ‘MinKGG’), onderzoek uitgevoerd naar deze 3 aspecten in aanvulling op het eerdere onderzoek naar een grondslag voor de CF.

² De waarde van de zogenaamde “correctiefactor” bepaalt welk deel van de in de raffinageroute ingezette groene waterstof, mag meetellen voor het klimaatdoel in de sector mobiliteit.

³ Onder groene waterstof wordt waterstof verstaan die is geproduceerd door elektrolyse van water met elektriciteit van hernieuwbare bronnen en waarvan de emissiefactor minimaal 70% lager is dan de fossiele referentiewaarde van 94 gCO₂/MJ om te kunnen tellen als RFNBO. Dit omvat ook bijproduct-waterstof van het chloor-alkali proces dat aan de eis voldoet. Dit proces voor chloorproductie wat ook een elektrolyseproces is.

⁴ RFNBO’s (Renewable Fuels of Non-Biological Origin) zijn brandstoffen waarvan de energie-inhoud afkomstig is van groene waterstof. Voorbeelden zijn zogenaamde e-fuels zoals e-kerosine (e-SAF), e-diesel en e-methanol.

Onderzoeksvragen

Voor het aanvullende onderzoek zijn de volgende onderzoeksvragen geformuleerd als uitgangspunt:

- a) Wat betekent de CF 0,4 voor de *business case* van elektrolyse in Nederland, en hoe zou de CF eventueel kunnen worden aangepast om tot voldoende stimulans te leiden voor investeringen in elektrolyse, opdat de raffinageroute (inclusief de CF) ook maximaal kan bijdragen aan (doelstellingen voor) verduurzaming van de industrie?
- b) Wat is het effect van de CF op het speelveld met de ons omringende landen (DE, BE, FR) voor investeringen in elektrolyse? Indien dit nadelig is en investeringen in elektrolyse in de andere landen gunstiger is, hoe zou de CF kunnen worden aangepast om een gelijk speelveld te creëren?
- c) Is aanpassing van de CF nodig en zo ja, op welke wijze, om een gelijk speelveld te creëren voor inzet van Nederlandse groene waterstof in de raffinageroute in vergelijking met mogelijke importopties van gecertificeerde RFNBO die hiermee kunnen concurreren, zoals import van groene waterstof voor de raffinageroute via RFNBO-ammoniak (hierna e-ammoniak), en import van RFNBO-methanol (hierna e-methanol) voor bijmengen bij benzine?
- d) Als de conclusie op basis van onderzoeksvragen a), b) en c) is dat een systematiek inclusief CF niet leidt tot stimulans van de *business case* voor nieuwe elektrolyzers, welke uitwerking van de raffinageroute is dan mogelijk die zowel de genoemde stimulans biedt, als tegemoetkomt aan de randvoorwaarden die daar vanuit de overheid aan worden gesteld?

Aanpak

Voor het inwinnen van zienswijzen en informatie heeft TNO voor dit onderzoek gesproken met diverse partijen die op verschillende wijze en met uiteenlopende belangen betrokken zijn bij projectontwikkeling voor RFNBO, de REDIII en verduurzaming van de vervoersector en de industrie, waaronder: Air Liquide, BP, Enertrag, ExxonMobil, NLHydrogen, NOW GmbH (DE), NVDE, Ørsted, Platform Groen Gas, Platform Hernieuwbare Brandstoffen, Power2X, TES H2, Shell, Van Kessel Olie, WaterstofNet (BE) en Zeeland Refinery. Verder zijn aanvullende analyses en berekeningen gemaakt naar het effect van de RFNBO-subdoelen en de CF op brandstofprijzen en benodigde elektrolysecapaciteit, en het effect van de CF op mogelijke concurrentie van andere RFNBO-opties voor de raffinageroute.

Leeswijzer

De structuur van het rapport volgt de bovengenoemde 4 onderzoeksvragen. Na de inleiding in hoofdstuk 1, biedt hoofdstuk 2 een achtergrond door het beschrijven van de hoofdlijn van de REDIII en de RFNBO-verplichting. Hoofdstuk 3 analyseert het effect van de CF op de *business case* voor elektrolyse. Hoofdstuk 4 beschrijft de status van de omzetting van de REDIII in de ons omringende landen. Hoofdstuk 5 gaat in op verschillende alternatieve RFNBO-opties om invulling te geven aan RFNBO-doel. Ten slotte beschrijft en reflecteert hoofdstuk 6 op mogelijkheden voor aanpassing voor de correctiefactor en raffinageroute, inclusief jaarverplichting, om te komen tot verbetering van de *business case* voor elektrolyse in Nederland.

2 Achtergrond

In 2023 is de herziene Europese Hernieuwbare Energie Richtlijn (Renewable Energy Directive, hierna 'REDIII') van kracht geworden [4]. De richtlijn draagt lidstaten onder andere op om brandstofleveranciers een verplichting op te leggen die moet leiden tot een aandeel hernieuwbare energie in het eindverbruik van energie in de vervoersector. De verplichting bedraagt minimaal 29 % in 2030, of een reductie van de broeikasgasintensiteit van brandstoffen van ten minste 14,5 % tegen 2030. Nederland heeft de keuze gemaakt om invulling te geven aan de 14,5% doelstelling voor broeikasgasintensiteit en is bezig beleid hiervoor te ontwikkelen [5] [6].

Als onderdeel van de verplichting draagt de REDIII lidstaten op om ervoor te zorgen dat in 2030 het gecombineerde aandeel van geavanceerde biobrandstoffen en hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong (renewable fuels of non-biological origin; hierna 'RFNBO') van de energie die aan de vervoersector wordt geleverd ten minste 5,5 % bedraagt, waarvan minimaal 1% RFNBO is. Omdat bovengenoemde brandstoffen administratief dubbel mogen worden geteld, betekent dat fysiek ten minste een gecombineerd aandeel geavanceerde biobrandstoffen en RFNBO van 2,75%, waarvan minimaal 0,5% RFNBO.

Op basis van de kaders uit de REDIII heeft het MinIenW ervoor gekozen om te sturen op realisatie van een RFNBO-bijdrage van 0,5%. Voor Nederland komt dit neer op een RFNBO-doel van 5,5 petajoule (PJ). In eerste instantie zijn hiervoor afzonderlijk RFNBO-subdoelen uitgewerkt voor de vervoerssectoren Land, Binnenvaart, Zeevaart en Luchtvaart in het kader van de 'systematiek energie vervoer'. Met de meest actuele uitleg van de EU verordening *ReFuelEU Aviation* [7] is echter duidelijk dat de verplichtingen uit die verordening voor inzet van e-SAF⁵ in de luchtvaartsector nationaal gelden. Eerder leek er slechts sprake van een overkoepelend EU-doel zonder onderverdeling van verplichtingen naar afzonderlijke lidstaten. Nu de RFNBO-verplichting voor de luchtvaart via de verordening nationaal wordt geregeld biedt opname van luchtvaart in de 'systematiek energie vervoer' geen meerwaarde meer. De luchtvaart valt daarom niet langer onder de systematiek. De inzet van e-SAF in de luchtvaart draagt wel bij aan invulling van het Nederlandse RFNBO-doel van 5,5 PJ op basis van de REDIII.

De RFNBO-subdoelen die nog onder de 'systematiek energie vervoer' vallen zijn nu:

- › Land: subdoel 2 PJ in 2030 wat overeenkomt met een 0,38% reductie van de broeikasgasintensiteit (onderdeel van een totale sectoropgave van 22,6% in 2030)
- › Binnenvaart: subdoel 0,22 PJ wat overeenkomt met een 0,34% reductie van de broeikasgasintensiteit (onderdeel van een totale sectoropgave van 14,5% in 2030)
- › Zeevaart subdoel 1,72 PJ wat overeenkomt met een 0,32% reductie van de broeikasgasintensiteit (onderdeel van een totale sectoropgave van 8,2% in 2030)

Invulling van de RFNBO-subdoelen onder de REDIII is mogelijk op twee manieren. Ten eerste door directe levering van RFNBO aan voertuigen en schepen in de verschillende sectoren (hierna 'directe inzet'). Ten tweede via de zogenaamde raffinageroute. Deze tweede optie

⁵ e-SAF is synthetische luchtvaart brandstof (Synthetic Aviation Fuel) die is geproduceerd op basis van koolstofdioxide (CO₂) en groene waterstof waarbij de emissiefactor van de brandstof minimaal 70% lager is dan de fossiele referentiewaarde van 94 gCO₂/MJ om te kunnen tellen als RFNBO.

betreft het gebruik van groene waterstof bij de raffinage van aardolie voor productie van conventionele brandstoffen en bij de productie van biobrandstoffen. De verplichting voor het halen van de RFNBO-subdoelen ligt bij de leveranciers van (vloeibare) brandstoffen. Om naleving van de jaarverplichting(en) te kunnen vaststellen, zijn brandstofleveranciers verplicht om jaarlijks hun brandstofleveringen op te voeren in het Register Energie voor Vervoer van de Nederlandse Emissieautoriteit (NEa). De hoogte van de verplichtingen wordt tot nu toe uitgedrukt in Hernieuwbare Brandstofeenheden (HBE's). Bij de overgang naar sturen op reductie van broeikasgasintensiteit van brandstoffen zal dit systeem worden omgevormd tot een systeem met emissiereductie-eenheden (ERE's). Bij directe inzet van RFNBO kunnen brandstofleveranciers sectorspecifieke emissiereductie eenheden (hierna 'ERE-RFNBO-credits') aanmaken voor de jaarverplichting. Voor de raffinageroute kunnen raffinaderij reductie-eenheden worden aangemaakt (hierna 'RARE-credits'). Deze RARE-credits kunnen worden gebruikt om tekorten aan ERE-RFNBO-credits in de sectoren Land, Binnenvaart en Zeevaart aan te vullen tot de jaarverplichting.

De raffinageroute wordt gezien als een relatief laagdrempelige optie voor gebruik van groene waterstof. Het betreft (gedeeltelijke) vervanging van waterstof die in de huidige situatie met aardgas op grote schaal wordt geproduceerd (hierna 'grijze waterstof'), voor een bestaande toepassing. Er hoeven geen geheel nieuwe ketens te worden opgebouwd zoals voor de directe inzet routes.⁶ Omdat bij het opleggen van een verplichting de markt zal zoeken naar opties om daar tegen de laagste kosten aan te voldoen, zal hierdoor een sterke voorkeur kunnen ontstaan voor de raffinageroute. Het MinIenW heeft echter een voorkeur voor directe inzet routes en is daarom voornemens om een CF op de raffinageroute toe te passen voor het creëren van meer vergelijkbare kansen voor de verschillende routes voor een bijdrage aan invulling van de RFNBO-verplichtingen. Op basis van een eerdere studie naar een mogelijke grondslag voor de CF door TNO heeft het MinIenW het voornemen geuit om een CF van 0,4 in te stellen [2]. Voor meer achtergrond over de keuze van deze waarde wordt het verwezen naar het TNO rapport [1].

Per saldo heeft de CF een nivellerend effect op de onderlinge kostenverhouding tussen verschillende routes voor inzet van RFNBO. Tegelijkertijd heeft de factor ook een volume-effect op de hoeveelheid groene waterstof die nodig is om via de raffinageroute te voldoen aan de RFNBO-jaarverplichting. Voor een bijdrage aan de jaarverplichting die gelijk is aan een ERE-RFNBO-credit zijn $1/CF$ RARE-credits nodig. Hoe kleiner de bijdrage van directe inzet en hoe kleiner de factor, hoe groter het benodigde volume via de raffinageroute.

Omdat de luchtvaart niet langer onder de 'systematiek energie vervoer' voor omzetting van de REDIII in Nederlandse regelgeving valt, is de consequentie dat eventuele ruimte binnen het RFNBO-subdoel voor de luchtvaart niet meer beschikbaar is voor de raffinageroute. Als er onvoldoende directe inzet van RFNBO is in de luchtvaart kan de raffinageroute niet meer bijdragen aan invulling van het resterende deel van de verplichting en vervalt hier ook het volume-effect van de CF.

⁶ Beoogde RFNBO voor de verschillende vervoerssectoren zijn groene waterstof voor de sectoren Land (vnl. wegverkeer) en Binnenvaart, e-methanol voor Zeevaart en e-SAF voor Luchtvaart

3 Effect van correctiefactor op de business case voor elektrolyse

Dit hoofdstuk gaat in op de vraag wat de CF van 0,4 betekent voor de *business case* van elektrolyse in Nederland. Voor inzicht in antwoorden op deze vraag wordt eerst een overzicht gegeven van de belangrijkste bevindingen uit gesprekken met marktpartijen. Deze bevindingen zijn voornamelijk kwalitatief van aard. Daarna volgen resultaten van een poging om de bevindingen te kwantificeren. Het zijn slechts benaderingen van het effect dat de CF op de *business case* heeft. Deze studie laat namelijk geen ruimte voor gedetailleerde *business case* berekeningen, voor zover dat al mogelijk zou zijn zonder concreet kwantitatief inzicht in de *business cases* van partijen die elektrolyseprojecten ontwikkelen.

Als onderdeel van de kwantificering is ook gekeken naar de hoeveelheid groene waterstof voor de industrie die mogelijk nodig is voor de lidstaatverplichting, zoals gedefinieerd in artikel 22a van de REDIII. Alle waterstof voor die beide verplichtingen (transport en industrie) zal financiële ondersteuning nodig hebben om tot besluiten voor investeringen in de benodigde productiecapaciteit te komen. Idealiter is de capaciteit die wordt gerealiseerd in balans met de productie van groene waterstof die nodig is voor de verplichtingen. De capaciteit die gerealiseerd kan worden zal echter worden begrensd door het budget dat beschikbaar is voor ondersteuning van groene waterstofproductie.

3.1 Marktperspectief

De subverplichting voor RFNBO ligt bij brandstofleveranciers. Voor invulling van deze verplichting kunnen ze, naast levering van RFNBO voor directe inzet, gebruik maken van RARE-*credits* van de raffinageroute. Om RARE-*credits* aan te kunnen maken moeten raffinaderijen, en biobrandstofproducenten die waterstof nodig hebben voor de productie, hun huidige fossiele waterstofgebruik (deels) vervangen door groene waterstof. Dat kunnen deze partijen doen door zelf te investeren in een fabriek voor groene waterstofproductie. Dat zullen ze echter alleen doen als er duidelijk zicht is op een positieve *business case* onder een bandbreedte van marktcondities met beheersbare risico's. Het alternatief is om groene waterstof in te kopen bij externe partijen. Maar om voldoende zekerheid in hun *business case* te krijgen zullen de externe partijen streven naar het afsluiten van langjarige afnamecontracten. Hoewel die contracten waarschijnlijk meer flexibiliteit bieden dan investeren in een eigen fabriek, is de kans niet groot dat er in plaats van zelf te investeren vervolgens wel brede bereidheid is om langjarige afnamecontracten te sluiten als de onzekerheden en risico's hetzelfde zijn. De prikkel ontbreekt omdat er geen verplichting is aan de kant van raffinaderijen en biobrandstoffenproducenten. Het gebruikmaken van de raffinageroute is daarmee sterk afhankelijk van de interne motivatie bij partijen om te verduurzamen.

Uit gesprekken met marktpartijen zijn de volgende belangrijke onzekerheden geïdentificeerd die bijdragen aan terughoudendheid om te investeren in elektrolyseprojecten of om langjarige contracten aan te gaan voor inzet van groene waterstof via de raffinageroute:

- Los van de exacte waarde van de CF voor de raffinageroute wordt alleen al het bestaan van een aanpasbare factor gezien als een groot risico voor de *business case* van elektrolyse in Nederland. De grote investeringen die nodig zijn voor elektrolyse vergen voorspelbaar overheidsbeleid dat voor een zo lang mogelijke periode zorgt voor zo stabiel mogelijke marktcondities (voor zover dat beleid daar invloed op heeft). Dit verhoudt zich slecht met mogelijke verandering van marktcondities door tussentijdse verandering van de CF. Wat daarbij voor partijen meespeelt is dat het MinlenW herhaaldelijk heeft aangegeven een voorkeur te hebben voor directe inzet routes voor RFNBO, en de raffinageroute slechts beperkt wil openstellen. Ter illustratie is in dit verband meermaals gewezen op recente aanpassingen door het MinlenW van een CF voor biobrandstoffen voor de maritieme sector van 1 via 0,8 naar 0,4.
- Hoe kleiner de waarde van de CF, hoe hoger de kosten van de raffinageroute worden voor de brandstofleveranciers die een verplichting hebben (zie paragraaf 3.2). Zij zullen de kosten willen doorbereken in de brandstofprijzen. Het is echter lastig in te schatten tot welk niveau dit mogelijk is (zie paragraaf 3.4). Daarmee is het onzeker of bij de relatief lage waarde van 0,4 alle meerkosten kunnen worden gedekt of dat het ten koste gaat van de marges op brandstoffen bij raffinaderijen en leveranciers van brandstoffen.
- RARE-*credits* kunnen alleen bijdragen aan invulling van het RFNBO-doel voor de vervoersector. Dit werkt als plafond en vormt een risico in situaties van overaanbod aan RARE-*credits*. Zodra aan de verplichting is voldaan heeft alle extra groene waterstof geen meerwaarde meer voor de markt. De meerkosten kunnen dan niet worden terugverdiend.
 - Dit aspect speelt in ieder geval in de aanloop naar 2030 omdat in die periode het mogelijke aanbod van groene waterstof van de productiecapaciteit die al wordt voorzien aanzienlijk groter is dan de beperkte omvang van de verplichting (zie paragraaf 3.6).
 - Ook een onverwacht gunstige ontwikkeling van de directe inzet routes kan tot overaanbod van groene waterstof leiden. Er blijft dan minder ruimte over voor de raffinageroute. De kans hierop is groter naarmate de waarde van de CF kleiner is. Dit is feitelijk precies het idee achter de CF in combinatie met bijvoorbeeld de SWIM-regeling⁷ die ondersteuning biedt aan investeringen in waterstofvoertuigen en bijbehorende tankinfrastructuur.
 - Tot slot kunnen er goedkopere RFNBO-routes tot ontwikkeling komen die de raffinageroute dan uit de markt prijzen (zie hoofdstuk 5). In dit verband wordt vooral gewezen op het bijmengen van e-methanol⁸ bij benzine.

In alle gevallen is het gevolg onderbenutting van geïnstalleerde capaciteit voor groene waterstofproductie wat een risico is voor het terug kunnen verdienen van geïnvesteerd vermogen en het verdienmodel (*business case*).

- Marktpartijen onderschrijven dat in 2030 de ontwikkeling van de directe inzet routes of van alternatieve goedkopere routes dan de raffinageroutes waarschijnlijk nog beperkt is. Maar investeringen worden gedaan met een horizon van minimaal 10 tot 15 à 20 jaar. In dit verband is er grote onzekerheid over de Nederlandse intenties en het perspectief voor de periode na 2030 met betrekking tot ontwikkeling van het RFNBO-doel met bijbehorende subdoelen en het openhouden van de raffinageroute.

⁷ Subsidieregeling Waterstof In Mobiliteit

⁸ e-methanol is methanol die wordt geproduceerd op basis van koolstofdioxide (CO₂) en groene waterstof

Ook voor de kortere termijn is er bijvoorbeeld geen duidelijkheid over de specifieke condities (spelregels) waaronder aanpassing van de CF kan worden overwogen en de bandbreedte waarbinnen de CF zou kunnen worden gevarieerd.

Naast de signalen over de onzekerheden wordt in het algemeen het volumeverhogende effect van de correctiefactor wel gewaardeerd. Het zorgt voor behoefte aan meer volume waardoor er ruimte is voor meerdere initiatieven. Ook het streven om direct gebruik tot ontwikkeling te brengen wordt als positief punt gezien. Er is echter verschil van inzicht of de correctiefactor het juiste instrument is om beide doelen te realiseren.

3.2 Effect van de correctiefactor op kosten voor de raffinaderijen en brandstofleveranciers

In de voorgaande TNO-studie naar een mogelijke grondslag voor de CF is een bandbreedte gehanteerd voor de kosten van groene waterstof [1]. De ondergrens van de bandbreedte was 5 euro per kilogram (€/kg) en de bovengrens was 10 €/kg. Tezamen met overige kosten en vermeden kosten voor gebruik van grijze waterstof leidde dit tot geschatte meerkosten van 23 tot 68 €/GJ voor inzet van groene waterstof via de raffinageroute. Deze meerkosten moeten worden goedge maakt door handel in RARE-credits. Brandstofleveranciers met een RFNBO-verplichting hebben RARE-credits nodig indien er onvoldoende ERE-RFNBO-credits beschikbaar zijn voor invulling van hun jaarverplichting.

Mede op basis van de voorgaande studie heeft het kabinet aangegeven een CF van 0,4 in te willen voeren op de raffinageroute [2]. Dit betekent dat de (emissiereductie)waarde van een RARE-credit 0,4 maal de waarde is van een ERE-RFNBO-credit. Emissiereductie die via de raffinageroute wordt gerealiseerd kan variëren van 70% tot 100% ten opzichte van de fossiele referentie met een emissiefactor van 94 g CO₂/MJ. Dat is een reductie van 7,9 tot 11,3 kg CO₂/kg groene waterstof. Bij meerkosten van 23 tot 68 €/GJ groene waterstof betekent dit dat een RARE-credit 0,245 tot 1,033 €/kg CO₂ moet opleveren voor raffinaderijen om die meerkosten te dekken. Bij een CF van 0,4 hebben brandstofleverancier 2,5 RARE-credits nodig om elke ERE-RFNBO-credit die ze tekort komen te compenseren. Dit zou dan kosten opleveren van ergens tussen de 0,613 – 2,583 €/kg vermeden CO₂, oftewel 613 – 2.583 €/ton CO₂, equivalent aan waterstofkosten van bijna 7 tot ruim 20 €/kg.

Tabel 3.1: Vereiste opbrengst van RARE-credits voor raffinaderijen bij meerkosten van 23 – 68 €/GJ voor gebruik van groene waterstof, en equivalente kosten van ERE-RFNBO-credits voor brandstofleveranciers bij verschillende CF's.

CF	1/CF	Vereiste opbrengst RARE-credit voor dekken meerkosten raffinaderij [€/kg CO ₂]	Kosten equivalente ERE-RFNBO-credit voor brandstofleverancier [€/kg CO ₂]
0,4	2,5	0,245 – 1,033	0,613 – 2,583
0,7	1,4		0,350 – 1,476
1	1		0,245 – 1,033

Tabel 3.1 geeft een indicatie van de prijs/opbrengst van RARE-credits die nodig is om de meerkosten van de inzet van groene waterstof te dekken voor de raffinaderijen, en de equivalente kosten van ERE-RFNBO-credits voor brandstofleveranciers indien zij RARE-credits nodig hebben om een tekort aan ERE-RFNBO-credits van directe inzet van RFNBO aan te vullen. Duidelijk is dat de prijs die raffinaderijen nodig hebben om de meerkosten te dekken

onafhankelijk is van de CF, maar dat de kosten voor de brandstofleveranciers sterk toenemen naarmate de CF kleiner wordt.

De kosten voor de CO₂-emissiereductie zullen zo veel mogelijk worden doorberekend in de brandstofprijzen voor eindgebruikers. Het hangt ervan af in hoeverre dit haalbaar is in de markt. De vraag is dan wat het effect is van een CF van 0,4 op de brandstofprijzen, en hoe dat effect verandert bij andere waarden van de CF. Om het effect in te kunnen schatten is eerst een inschatting nodig van de hoeveelheid groene waterstof die nodig is voor invulling van de RFNBO-subdoelen.

3.3 Schatting van de hoeveelheid waterstof voor de RFNBO-jaarverplichting vervoer

De hoeveelheid waterstofproductie in Nederland die nodig is voor invulling van de RFNBO-subdoelen voor de vervoersectoren is afhankelijk van de volgende aspecten:

- De hoogte van de CF;
- De mate waarin direct gebruik van RFNBO als brandstof gerealiseerd wordt. Het resterende deel zal ingevuld moeten worden via de raffinageroute waar de CF op van toepassing is;
- De mate waarin e-methanol voor de zeescheepvaart en e-SAF voor de luchtvaart in Nederland wordt geproduceerd of geïmporteerd.⁹ Vanwege de hoge energieprijzen verwachten marktpartijen in Nederland vooral import. Uitzondering kan productie van e-SAF in Nederland zijn op basis van het *Methanol-to-Jet fuel* proces. Maar de e-methanol zal dan geïmporteerd worden en niet leiden tot productie van groene waterstof in Nederland.

Voor de inschatting is een sectorspecifiek scenario gemaakt. Voor de volledigheid zijn daarnaast twee uiterste scenario's in beeld gebracht om het effect van de mate van direct gebruik van RFNBO te illustreren. Voor de verdere kostenanalyse is alleen gebruik gemaakt van het sectorspecifieke scenario. De scenario's zijn:

- Een minimaal scenario waarbij de volledige jaarverplichting wordt ingevuld door directe inzet van RFNBO in de vervoerssectoren. Verder worden e-methanol en e-SAF geïmporteerd. Hiervoor is dus geen waterstofproductie in Nederland nodig. Omdat er in dit scenario geen waterstof via de raffinageroute loopt is de hoeveelheid onafhankelijk van de waarde van de CF.
- Een maximaal scenario waarbij er geen directe inzet van RFNBO in de diverse vervoerssectoren tot ontwikkeling komt in de periode tot en met 2030. Dan moet volledig via de raffinageroute aan de jaarverplichting worden voldaan. Zonder directe inzet van e-SAF wordt het subdoel voor de luchtvaart niet gehaald. Het RFNBO-subdoel voor de luchtvaart is geen onderdeel van de REDIII implementatie, maar komt voort uit de *ReFuelEU Aviation* verordening en moet fysiek als e-SAF worden voldaan. Hierdoor kan de raffinageroute geen aanvullende bijdrage leveren om het luchtvaart-subdoel te halen.
- Een sectorspecifiek scenario waarvoor een inschatting is gemaakt van de mogelijke ontwikkeling van directe inzet in de periode 2026 – 2030. Deze ontwikkeling van directe inzet is vervolgens vergeleken met de ontwikkeling van de jaarverplichting in die periode om tot een schatting van het aandeel directe inzet te komen (zie Tabel

⁹ Bij productie van e-methanol en e-SAF op basis van CO₂ en waterstof (H₂) komt alle energie-inhoud van de waterstof. Vanwege de conversieverliezen die optreden is er daarom per energie-eenheid e-methanol of e-SAF een grotere hoeveelheid energie in de vorm van waterstof nodig. Voor e-methanol en e-SAF bedraagt dat respectievelijk ordegrrootte 1,2 tot 1,4 PJ waterstof per PJ e-fuel.

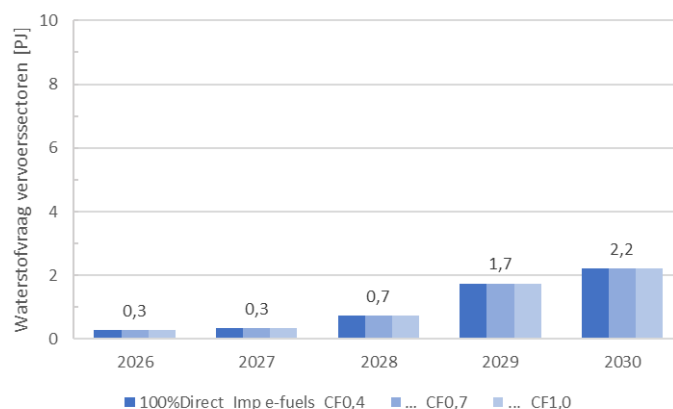
3.2). Voor de sector Land is direct gebruik geschat op 1 PJ in 2030, en voor de sector Binnenvaart op 0,03 PJ. Een beschrijving van de inschatting voor de sector Land en Binnenvaart is gegeven in Bijlage A. Voor de zee- en luchtvaart is de inschatting dat er in de periode tot en met 2030 nog geen significante directe inzet van RFNBO tot ontwikkeling komt.

Tabel 3.2 geeft per sector een overzicht van het aandeel direct gebruik van RFNBO per jaar ten opzichte van de jaarverplichting. In twee gevallen komt de inschatting van de hoeveelheid directe inzet hoger uit dan de jaarverplichting. ERE-RFNBO-credits die hiervoor worden aangemaakt kunnen in principe worden aangewend om tekorten in andere jaren aan te vullen, maar omdat het in de jaren waarin dit speelt (2026 en 2027) nog om zeer beperkte hoeveelheden gaat is hier in de analyse verder geen rekening mee gehouden (zie Figuur 3.3).

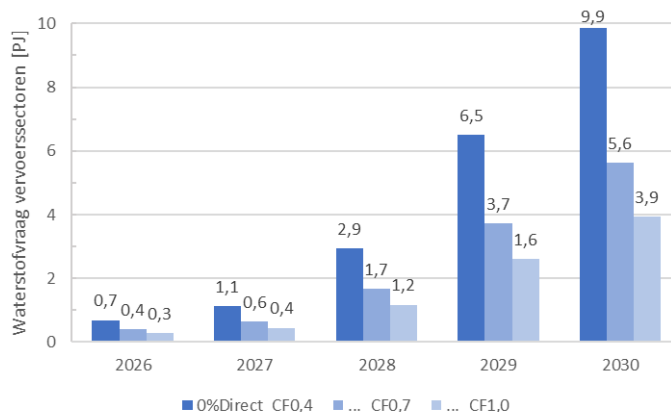
Tabel 3.2: Aandeel direct gebruik van RFNBO als brandstof in de verschillende vervoersectoren ten opzichte van de jaarverplichting voor verschillende scenario's.

Scenario	Sector	2026	2027	2028	2029	2030
Minimaal	Alle	100% invulling verplichting door directe inzet van RFNBO, met import e-fuels				
Maximaal	Alle	0% RFNBO via directe inzet, alles via de raffinageroute m.u.v. de luchtvaart				
Sectorspecifiek	Land	90%	130%	90%	50%	50%
	Binnenvaart	150%	80%	50%	30%	15%
	Zeevaart	0%	0%	0%	0%	0%
	Luchtvaart	0%	0%	0%	0%	0%

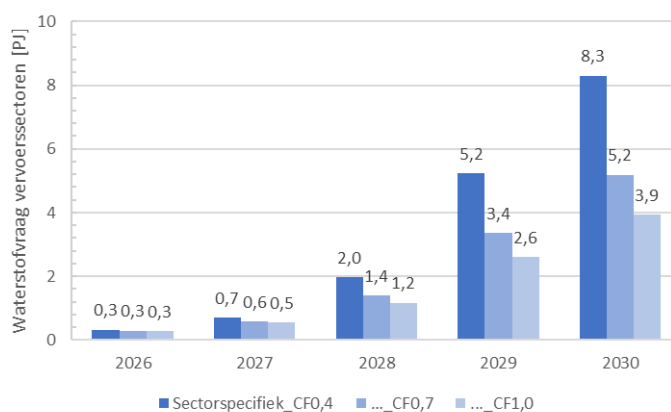
Figuur 3.1 t/m Figuur 3.3 toont de ontwikkeling van de totale groene waterstofvraag voor de vervoerssectoren voor de drie beschreven scenario's en drie verschillende CF's. Duidelijk te zien is dat de omvang van de verplichting in de eerste jaren zeer beperkt is. Verder neemt de benodigde hoeveelheid groene waterstof af naarmate het aandeel directe inzet van RFNBO toeneemt en de CF van 0,4 naar 1 gaat.



Figuur 3.1: Ontwikkeling van de waterstofvraag voor de vervoersector voor het scenario "minimaal".



Figuur 3.2: Ontwikkeling van de waterstofvraag voor de vervoersector voor het scenario “maximaal”.



Figuur 3.3: Ontwikkeling van de waterstofvraag voor de vervoersector voor het scenario “sectorspecifiek”.

3.4 Impact van correctiefactor op brandstofprijs

Om een indicatie te krijgen van het effect van doorberekening van meerkosten op prijzen van brandstof (exclusief BTW) zijn de hoeveelheden groene waterstof voor het scenario “Sectorspecifiek” (Figuur 3.3) vermenigvuldigd met de meerkosten van inzet van groene waterstof via directe inzet als brandstof en via de raffinageroute. Hierbij zijn de meerkosten aangehouden uit het eerdere TNO-rapport over een mogelijke grondslag voor een CF voor de raffinageroute.¹⁰ Vervolgens zijn de totale meerkosten gedeeld door de afzet van brandstoffen in 2023 in de verschillende vervoersectoren. Deze hoeveelheden zijn weergegeven in Tabel 3.3.

Zoals uit Figuur 3.3 blijkt zou bij de huidige subdoelen en een CF van 1 in totaal 3,9 PJ groene waterstof nodig zijn in 2030. Samen met het 1,1 PJ subdoel voor luchtvaart blijft dit onder het Nederlandse RFNBO-doel van 5,5 PJ voor de REDIII. Voor de berekening is daarom het RFNBO-subdoel voor het wegverkeer bij een CF van 1 met 0,5 PJ verhoogd. De resultaten voor het doorberekenen van de meerkosten naar de brandstoffen voor de verschillende vervoerssectoren is weergegeven in Tabel 3.4.

¹⁰ Meerkosten voor groene waterstof via de raffinageroute 23–68 €/GJ; meerkosten bij directe inzet van in het wegverkeer (sector Land) 73–176 €/GJ; en meerkosten bij directe inzet in de binnenvaart 58 – 103 €/GJ.

Tabel 3.3: Afzet van brandstoffen per vervoersector in Nederland in 2023

Sector	Eenheid	Hoeveelheid	Referentie
Land	Miljoen liter	11.610	[8]
Binnenvaart	Kiloton (miljoen kg)	1.120	[9]
Zeevaart	Kiloton (miljoen kg)	9.720	[9]

De resultaten in Tabel 3.4 laten zien dat gelet op de huidige prijzen van de brandstoffen voor de verschillende sectoren de berekende verhogingen procentueel gezien beperkt zijn. Voor het wegverkeer liggen de prijzen voor benzine en diesel op het ogenblik (maart 2025) in de orde van 1,60 tot 2,00 €/l. Voor de binnenvaart en de zeevaart bedragen de huidige prijsniveaus respectievelijk 625-725 €/ton en 500 – 550 €/ton. De berekende verhoging is het grootst bij de sector Zeevaart variërend van 1 à 2% bij een CF van 1 tot 2 à 6% bij een CF van 0,4. Het berekende verhoging is het kleinst bij de sector Land (het wegverkeer) variërend van circa 0,4% bij een CF van 1 tot maximaal 1,9% bij een CF van 0,4.

Tabel 3.4: Kostenverhoging van brandstoffen (exclusief BTW) bij omslag van de meerkosten van groene waterstof over geleverde hoeveelheden vloeibare brandstoffen in 2023 voor het sectorspecifieke scenario.

CF	Sector	Subdoel [PJ]	Eenheid	2026	2027	2028	2029	2030	Waterstof In 2030 [PJ]
0,4	Land	2	€/ct/l	0,2 – 0,4	0,3 – 0,6	0,4 – 1,0	0,9 – 2,4	1,1 – 3,0	3,5
	Binnenvaart	0,22	€/ton	1,0 – 1,8	1,3 – 2,7	3,0 – 7,1	5,7 – 15	11 – 31	0,5
	Zeevaart	1,72	€/ton	-	0,6 – 1,9	2,5 – 7,5	5,1 – 15	10 – 30	4,3
	Totaal	3,94							8,3
0,7	Land	2	€/ct/l	0,2 – 0,4	0,3 – 0,6	0,4 – 1,0	0,7 – 1,9	0,9 – 2,4	2,4
	Binnenvaart	0,22	€/ton	1,0 – 1,8	1,2 – 2,4	2,4 – 5,2	4,0 – 9,7	7,2 – 19	0,3
	Zeevaart	1,72	€/ton	-	0,4 – 1,1	1,5 – 4,3	2,9 – 8,6	5,8 – 17	2,5
	Totaal	3,94							5,2
1,0	Land	2,5	€/ct/l	0,2 – 0,4	0,3 – 0,6	0,4 – 1,1	0,8 – 2,0	0,9 – 2,4	2,5
	Binnenvaart	0,22	€/ton	1,0 – 1,8	1,2 – 2,2	2,1 – 4,4	3,3 – 7,7	5,5 – 14	0,2
	Zeevaart	1,72	€/ton	-	0,3 – 0,8	1,0 – 3,0	2,0 – 6,0	4,1 – 12	1,7
	Totaal	4,44							4,4

Met het ingroeipad nemen de kosten die moeten worden doorberekend geleidelijk toe, maar relatief ten opzichte van de referentieprijs blijft de berekende verhoging beperkt voor de brandstofprijzen beperkt. Verder neemt bij constante jaarverplichting de verhoging af naarmate de waarde van de CF groter wordt. Dit zegt echter vooral iets over de kans dat de meerkosten van inzet van RFNBO gedekt kunnen worden via de brandstofprijzen. Het is van beperkte betekenis voor de impact van de CF en de waarde daarvan op de *business case* van elektrolyse. Er kan alleen worden geconstateerd dat de kostenverhoging die het gevolg is van de voorgenomen jaarverplichting en CF geen groot risico lijkt te vormen voor een *business case*.

Bij de kostenverhoging hoort nog wel een kanttekening. Er zijn namelijk niet alleen kostenverhogingen te verwachten door de inzet van RFNBO, maar ook door de inzet van *advanced biofuels* en een toenemend aandeel andere biobrandstoffen. Daarnaast kan ook

het nieuwe emissiehandelssysteem genaamd ETS2, dat in 2027 volledig operationeel zal zijn, een aanzienlijk effect hebben [10].¹¹ Bij de keuze van een alternatieve CF, mogelijk in combinatie met aanpassing van de jaarverplichting van een of meer vervoerssectoren, zal verdere kostenverhoging bij voorkeur daarom beperkt moeten blijven.

3.5 Effect van variatie in jaarverplichting “Land”

Omdat een CF van 0,4 mogelijk te veel ruimte biedt voor opties die goedkoper zijn dan de raffinageroute, maar er tegelijkertijd wel een zo groot mogelijk volume aan groene waterstof gewenst is, zijn in overleg met het MinlenW en het MinKGG nog enkele varianten uitgewerkt voor een CF van 0,7 en 1. Hierbij zijn alleen aanpassingen gedaan aan het subdoel van de sector Land (wegverkeer), en gaat geen van de varianten uit van een bijdrage aan de groene waterstofbehoefte vanuit de sector Luchtvaart. Het betreft:

- Verhoging van het subdoel Land - bij constante directe inzet van 1 PJ en een CF van 0,7 - tot dezelfde kosten als bij een CF van 0,4;
- Verhoging van het subdoel Land - bij constante directe inzet van 1 PJ en een CF van 0,7 - tot een totale groene waterstofbehoefte van 7,5 PJ;
- Verhoging van het subdoel Land - bij constante directe inzet van 1 PJ en een CF van 1 - tot een totale groene waterstofbehoefte van 7,5 PJ;
- Verhoging van het subdoel Land - zonder directe inzet van groene waterstof bij een CF van 1 - tot een totale groene waterstofbehoefte van 7,5 PJ.

Bij een CF van 1 is het niet waarschijnlijk dat de directe inzet van RFNBO in het wegverkeer even groot is als bij een CF van 0,4 of 0,7.¹² Het is lastig te zeggen bij welke CF het voldoen aan de RFNBO-verplichting met RARE-credits voor de brandstofleveranciers zoveel gunstiger wordt dan directe inzet, dat de markt zich volledig zal richten op de raffinageroute. In ieder geval zal de kans hierop bij een CF van 1 groter zijn dan bij 0,7. In het uiterste geval is er bij hoge waarden van de CF in 2030 nog geen significante directe inzet van RFNBO in het wegverkeer tot ontwikkeling gekomen. Hoewel voor de onderlinge vergelijking in alle varianten de directe inzet gelijk is gehouden is de variant met een CF van 1 daarom ook doorgerekend zonder directe inzet van groene waterstof in het wegverkeer. In Tabel 3.5 zijn alle varianten samengevat voor de sector Land in 2030, inclusief die uit Tabel 3.4.

¹¹ Het nieuwe ETS2-systeem is van toepassing op de CO₂-uitstoot van brandstoffen voor onder andere de gebouwde omgeving, het wegtransport en kleine industrie die niet onder het bestaande EU ETS valt. In de eerste drie jaar zal er worden gestuurd op een maximumprijs van 45 €/ton CO₂ [10]. Dit prijsniveau moet nog worden aangepast voor inflatie. Wat de prijs gaat worden moet worden afgewacht. Indicatief: elke 10 €/ton CO₂ zou voor diesel een verhoging opleveren van 2,6 €/t (berekening: 10 €/ton CO₂ (0,01 €/kg) en een emissiefactor voor diesel van 72,5 g CO₂/MJ (72,5 kg CO₂/GJ) levert 3,26 €/GJ. De energie-inhoud van diesel is 43,2 MJ/kg en het soortelijk gewicht 840 kg/m³ (0,840 kg/l), wat gecombineerd 36,3 MJ/l (0,0363 GJ/l) oplevert. Tot slot 3,26 €/GJ maal 0,0363 GJ/l is 0,026 €/l (2,6 €/t/l))

¹² Bij toenemende waarde van de CF wordt naleving van de RFNBO-verplichting met RARE-credits een steeds gunstiger optie voor brandstofleveranciers ten opzichte van directe inzet. Te verwachten is dat het RFNBO-volume via directe inzet dan afneemt. Om het grotere kostenverschil te overbruggen is er meer subsidie nodig om een eenheid direct inzet te stimuleren. Als het budget gelijk blijft kan er minder directe inzet van RFNBO worden ondersteund. Verder blijven de relatief hoge kosten voor groene waterstof een uitdaging voor de *business case* aan de kant van de transporteurs. Bij verslechtering van de positie van directe inzet zal dit zwaarder kunnen gaan wegen en tot meer terughoudendheid kunnen leiden bij partijen om over te stappen op groene waterstof.

Tabel 3.5: Jaarverplichting en variatie in kostenverhoging van brandstof voor de sector Land (wegverkeer) bij diverse CF's en totale hoeveelheden groene waterstof voor de vervoersector in 2030.

CF	Jaarverplichting sector "Land" [PJ]	Verhoging kosten brandstof "Land" [€ct/l]	Waterstof voor "Land" in 2030 [PJ]	Totaal waterstof in 2030 [PJ]	Totaal RFNBO (incl. luchtvaart) [PJ]
0,4	2	1,1 – 3,0	3,5	8,3	9,4
0,7	2	0,9 – 2,4	2,4	5,2	6,3
0,7	2,7	1,1 – 3,0	3,5	6,3	7,4
0,7	3,6	1,4 – 3,7	4,7	7,5	8,6
1	2,5	0,9 – 2,4	2,5	4,4	5,5
1	5,6	1,5 – 4,2	5,6	7,5	8,6
1	5,6 (geen directe inzet)	1,1 – 3,3	5,6	7,5	8,6

Bij toename van de CF van 0,4 naar 0,7 neemt het volumeverhogende effect van de CF op de groene waterstofbehoefte af. Om dit te compenseren gaat de jaarverplichting omhoog (van 2 PJ naar 2,7 PJ) als de verhoging van brandstofkosten voor het wegverkeer constant moet blijven en ook de directe inzet gelijk blijft. De totale inzet van groene waterstof voor het wegverkeer via directe inzet en de raffinageroute blijft gelijk. De totale behoefte aan groene waterstof voor de gehele vervoersector daalt wel (naar 6,3 PJ) omdat het volumeverhogende effect van de CF minder doorwerkt op de RFNBO-subdoelen voor de binnenvaart en de zeescheepvaart.

De variant zonder directe inzet van groene waterstof in het wegverkeer geeft aan dat een grote toename van de jaarverplichting mogelijk is zonder significante stijging van de brandstofkosten ten opzichte van uitgangsvariant met een jaarverplichting van 2 PJ bij een CF van 0,4. Het is een duidelijke illustratie van het relatief grote effect van de hoge kosten voor directe inzet van groene waterstof in het wegverkeer op de verhoging van de brandstofkosten. De overige varianten met een CF van 1 en 0,7, maar met directe inzet van 1 PJ, vormen hier een verdere illustratie van. Bij dezelfde jaarverplichting leidt 1 PJ directe inzet tot een toename van circa 1 €ct/l voor bijna 11 miljard liter brandstof. Bij een CF van 0,7 en het constant houden van de totale behoefte aan groene waterstof daalt de jaarverplichting voor het wegverkeer met 1/3 en de behoefte aan groene waterstof voor die sector van 5,6 PJ naar 4,7 PJ (2,6 PJ/0,7 + 1 PJ). De kosten stijgen niettemin ten opzichte van de grotere jaarverplichting zonder directe inzet van groene waterstof in het wegverkeer. In deze variant is vooral de hoeveelheid waterstof die nodig is voor invulling van het subdoel voor de zeescheepvaart groter door het volumeverhogende effect van de CF van 0,7 ten opzichte van de CF van 1.

3.6 Benodigde elektrolysecapaciteit t/m 2030

De cijfers over de benodigde hoeveelheid groene waterstof in 2030 zijn om te rekenen naar de benodigde elektrolysecapaciteit met behulp van het specifiek elektriciteitsverbruik per eenheid geproduceerde waterstof en het aantal vollasturen voor productie. Voor de resultaten is gerekend met een elektriciteitsverbruik van 51 kWh per kilogram waterstof en 4800 vollasturen [11]. Tabel 3.6 geeft voor de varianten die in de vorige paragraaf zijn beschouwd een samenvatting van de elektrolysecapaciteit (in megawatt elektrisch ingangsvermogen (MW_e)) die mogelijk nodig is om invulling te kunnen geven aan het RFNBO-doel voor de vervoersector.

Tabel 3.6: Elektrolysecapaciteit [MW_e] voor het sectorspecifieke scenario voor de vervoersector met verschillende subdoelen voor het wegverkeer en bij verschillende CF's.

Scenariovarianten vervoersector	2026	2027	2028	2029	2030
Land 2 PJ, wv 1 PJ direct; CF = 0,4	29	63	174	463	735
Land 2 PJ, wv 1 PJ direct; CF = 0,7	26	52	124	297	459
Land 2,8 PJ, wv 1 PJ direct; CF = 0,7	39	55	156	374	554
Land 3,6 PJ, wv 1 PJ direct; CF = 0,7	53	73	194	464	664
Land 2,5 PJ, wv 1 PJ direct; CF = 1	31	48	119	266	393
Land 5,6 PJ, wv 1 PJ direct; CF = 1	67	90	212	488	664
Land 5,6 PJ; geen directe inzet; CF = 1	67	90	212	488	664

De resultaten tonen dat er slechts een beperkte behoefte aan elektrolysecapaciteit is in de beginjaren van het ingroeipaden. Voor de beschouwde varianten volstaat tot 2029 een capaciteit van ordegrrootte 200 MW_e , vooropgesteld dat alle productie van groene waterstof in Nederland plaatsvindt. Bij import van groene waterstof via e-ammoniak of een andere RFNBO waarmee voldaan kan worden aan de verplichting daalt deze capaciteit. Naast een paar kleinere projecten is momenteel alleen de 200 MW_e installatie "Holland Hydrogen 1" van Shell in aanbouw. Naar verwachting kan de installatie volledig in bedrijf zijn in 2026. Volgens opgave zal de fabriek 60 ton groene waterstof per dag produceren [12]. Bij 51 kWh/kg waterstof betekent dit zelfs ongeveer 5600 vollasturen per jaar in plaats van de 4800 uur die is gebruikt voor bovenstaande resultaten. Als met 5600 vollasturen wordt gerekend dan komen de benodigde elektrolysecapaciteiten circa 15% lager uit dan de waarden die in Tabel 3.6 zijn weergegeven. Bij waarden die 15% lager zijn dan in de tabel wordt duidelijk dat de Shell installatie dan voor alle scenariovarianten ruimschoots kan voorzien in alle RFNBO-waterstofvraag in de periode 2026 - 2028.

Omdat de raffinageroute alleen kan bijdragen aan invulling van het RFNBO-doel voor de vervoersector zal het lastig worden om meerkosten van groene waterstof gedekt te krijgen zodra aan de verplichting is voldaan. Wellicht is nog afzet naar de industrie mogelijk (zie hierna lidstaatverplichting RFNBO-industrie), maar daar is in het algemeen minder ruimte om meerkosten door te berekenen waardoor een beroep op aanvullende (onzekere) subsidie nodig is. Als er geen andere afzetmogelijkheden zijn dan zal de installatie in die eerste jaren niet op volle capaciteit kunnen worden ingezet wat een negatieve impact heeft op de *business case*. Uit de resultaten blijkt echter dat de negatieve impact niet het gevolg is van de (waarde van de) CF of de hoogte van de jaarverplichting. Het negatieve effect is vooral het gevolg van het voorzichtige ingroeipad en het ontbreken van uitwijkmogelijkheden om met RARE-*credits* een grotere bijdrage te leveren aan bijvoorbeeld het halen van het gecombineerde REDIII-doel van ten minste 5,5% aan geavanceerde biobrandstoffen en RFNBO, of zelfs aan de algehele jaarverplichting voor reductie van de broeikasgasintensiteit van geleverde energiedragers aan de vervoersector.

Bij 5600 in plaats van 4800 vollasturen, zou voor de beschouwde varianten de capaciteit die nodig is in 2030 afnemen tot circa 340 à 630 MW_e . Dit betekent dat er in de komende periode mogelijk maar een beperkt aantal projecten extra nodig is om te voldoen aan de groene waterstofvraag voor de RFNBO-verplichting voor de vervoersector. Een project van 150 MW_e zou volstaan voor de onderkant van de bandbreedte terwijl voor het merendeel van de varianten twee projecten van elk circa 200 MW_e nodig zijn, of bijvoorbeeld meerdere

projecten van ordegrrootte 100 MW_e.¹³ Bij focus op alleen de vervoersector wordt er echter aan voorbijgegaan dat de REDIII ook een lidstaatverplichting bevat voor gebruik van RFNBO in de industrie. Beschouwing hiervan in combinatie met de opgave voor de vervoersector geeft een completer beeld van de mogelijke totale vraag naar groene waterstof en de potentieel benodigde productiecapaciteit in Nederland.

Lidstaatverplichting voor RFNBO gebruik in de industrie

De lidstaatverplichting voor een bijdrage van RFNBO in de industrie bedraagt 42% van het gebruik van waterstof voor energetische en niet-energetische toepassingen in de industrie in 2030. De grondslag voor de verplichting is in principe circa 70 PJ. Maar door een voorschot te nemen op uitzonderingsbepalingen voor de ammoniakproductie, en gebruik te maken van de mogelijkheid in de REDIII om waterstof die onder de noemer “gerecyclede waterstof” kan worden geschaard buiten de grondslag te laten vallen, reduceert de grondslag tot ongeveer 28 PJ. Hierbij is het grootste deel van deze grondslag nog steeds afkomstig van waterstofgebruik voor ammoniakproductie, te weten 17 PJ. De overige 11 PJ betreft 4 PJ waterstofgebruik in raffinaderijen die kan worden toegeschreven aan productie van grondstoffen voor de chemische industrie en 7 PJ aan een reeks van overige toepassingen in voornamelijk de chemische industrie [13].

De Tweede Kamer heeft recent de motie Flach c.s. aangenomen die het kabinet zelfs verzoekt om de ammoniakproductie helemaal vrij te stellen van verplichte inzet van hernieuwbare waterstof [14]. De grondslag voor de lidstaatverplichting zou hierdoor verder reduceren tot nog maar 11 PJ. Overigens zal toename van ammoniakimport (als gevolg van de hoge aardgasprijs) ook leiden tot afname van de grondslag omdat het waterstofgebruik voor de ammoniakproductie in Nederland dan wegvalt. Verder kan e-ammoniak ook een RFNBO zijn en zou de afnameverplichting ook kunnen worden ingevuld door geïmporteerde e-ammoniak die is gecertificeerd als RFNBO. Er is dan geen groene waterstofproductie nodig in Nederland voor de ammoniaksector. De resterende grondslag voor de lidstaatverplichting waar groene waterstof voor nodig zou zijn neemt dan ook af richting 11 PJ. Voor de analyse in deze studie is daarom gerekend een met bandbreedte voor de grondslag van 11 – 28 PJ.

Het kabinet is voornemens een deel van de lidstaatverplichting te vertalen naar een jaarverplichting voor industriële waterstofgebruikers. Of de jaarverplichting er komt en wat de hoogte van de verplichting wordt staat nog niet vast. In het wetsvoorstel jaarverplichting hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong in de industrie zijn percentages van 8% en 24% geconsulteerd [15]. Voor de resterende 34% en 18% van de lidstaatverplichting zijn vraagsubsidies nodig om industriële waterstofgebruikers ertoe te bewegen voldoende groene waterstof af te nemen. Partijen aan de aanbodkant zullen zowel voor productie van groene waterstof voor de jaarverplichting als voor productie voor het overige deel van de lidstaatverplichting gebruik willen maken van de beschikbare regelingen zoals de “subsidieregeling grootschalige productie volledig groene waterstof via elektrolyse” (OWE) om de productiekosten van groene waterstof zoveel mogelijk omlaag te brengen. Bij de jaarverplichting zullen de industriële waterstofgebruikers die onder de verplichting vallen de overige meerkosten moeten absorberen die er dan nog zijn ten opzichte van hun huidige kosten voor waterstof.

¹³ Een voordeel van meerdere projecten kan zijn dat er ruimte is voor meerdere partijen waardoor over een breder front ervaring wordt opgedaan. Dit kan tot grotere leereffecten leiden die nodig zijn om kostenreductie te realiseren. Ook kan de concurrentie toenemen bij een groter aantal partijen wat een positief effect kan hebben op marktontwikkeling rond groene waterstof, hoewel in de beginfase langetermijncontracten naar verwachting zullen domineren.

Bij een grondslag van 11 tot 28 PJ komt de lidstaatverplichting van 42% op 4,6 – 11,8 PJ RFNBO. Bij een jaarverplichting van 8% voor de industrie levert dit 0,9 – 2,2 PJ RFNBO, en 2,6 – 6,7 PJ RFNBO bij 24%. De resterende opgave van 34% bij een 8% jaarverplichting voor de industrie is dan 3,7 – 9,6 PJ, en 2,0 – 5,1 PJ (18%) bij de jaarverplichting van 24%. Vanwege de huidige ongunstige marktomstandigheden voor de industrie als gevolg van hoge energieprijzen lijkt op het ogenblik een jaarverplichting van 8% realistischer dan een jaarverplichting van 24%. Daarom is in dit rapport alleen de 8%-variant uitgewerkt. De resultaten hiervan zijn samengevat in Tabel 3.7.

Tabel 3.7: Elektrolysecapaciteit [MW_e] voor de lidstaatverplichting RFNBO-industrie met een grondslag voor de verplichting van 11 - 28 PJ, bij een 8% jaarverplichting voor de industrie.

Variant lidstaat-/industrieverplichting	2026	2027	2028	2029	2030
Industrie jaarverplichting 8%	2 - 5	10 – 25	39 – 100	58 – 149	78 – 199
Industrie vraagsubsidie 34%	1 - 4	24 – 62	97 – 249	214 – 547	331 – 846
Lidstaatverplichting industrie 42%	3 - 9	34 – 87	136 – 349	272 – 690	409 – 1045

De resultaten in Tabel 3.7 zijn opnieuw berekend met 4800 vollasturen en een specifiek elektriciteitsverbruik van 51 kWh/kg voor de productie van waterstof. Combinatie van de resultaten met die voor de vervoersector in Tabel 3.6 geeft aan dat de capaciteit die mogelijk nodig is tot 2028 in ieder geval minder dan 200 MW_e bedraagt. Bij 5600 vollasturen in plaats van 4800, en invulling van voorlopig alleen de 8% industrieverplichting bij een minimale grondslag van 11 PJ, is een capaciteit circa 200 MW_e ook voldoende tot 2029.

De benodigde capaciteit tot 2029 is dus mogelijk erg beperkt. In principe zou de 200 MW_e van de Holland Hydrogen 1 van Shell volledig in die capaciteit kunnen voorzien. Op zich is dat niet een wenselijke situatie omdat er dan sprake is van een monopolie wat tot suboptimale prijsvorming kan leiden. Maar het is de vraag of er, vanwege de doorlooptijd van dergelijke projecten, tegen die tijd al wel significant meer capaciteit geïnstalleerd kan zijn. Shell heeft in juli 2022 de definitieve investeringsbeslissing genomen voor de Holland Hydrogen 1. Oorspronkelijk werd start van de productie voorzien in 2025, maar door vertragingen wordt dat naar verwachting 2026. Bij start van de productie begin 2026 is er dan 3,5 jaar verstreken. Volgende projecten kunnen wellicht sneller worden gerealiseerd, maar om de productie van die projecten bijvoorbeeld voor 1 januari 2028 te kunnen starten zouden investeringsbeslissingen voor die installaties nu wel op (zeer) korte termijn genomen moeten worden.¹⁴ Aangezien ook de minimale scenario's binnen de beschouwde varianten een duidelijke stijging van de behoefte aan groene waterstof laten zien voor de periode 2028 – 2030 is dit een extra reden om nu, begin 2025, voldoende gunstige condities te scheppen die snel tot investeringsbeslissingen leiden.

Voor realisatie van de benodigde capaciteit in 2030 is er nog enige ruimte in de tijd. De samenvatting in Tabel 3.8 geeft aan dat bij volledige naleving van de RFNBO-opgaven de benodigde elektrolysecapaciteit in 2030 ordegrrootte 800 tot 1800 MW_e bedraagt bij 4800 vollasturen indien alle groene waterstof in Nederland wordt geproduceerd. Bij een hoger aantal vollasturen daalt de benodigde capaciteit. Bij 5600 vollasturen, zoals lijkt te worden gehanteerd voor de Holland Hydrogen 1, is circa 700 tot 1500 MW_e nodig. Om in 2030 operationeel te kunnen zijn moeten voor eind 2027 dan investeringsbeslissingen worden genomen op installaties met een capaciteit van 500 tot 1300 MW_e. Ongeacht wat de exacte

¹⁴ Voor bedrijven is deze datum van belang omdat bij start van productie voor 1 januari 2028 projecten nog gebruik kunnen van de uitzondering op het voldoen aan Europese additionaliteitsregels (artikel 11 van de gedelegeerde verordening EU 2023/1184) (ref)

behoefte zal zijn is duidelijk dat die in ieder geval lager uit zal komen dan het huidige doel om 3 tot 4 GW_e elektrolyse te hebben in 2030.

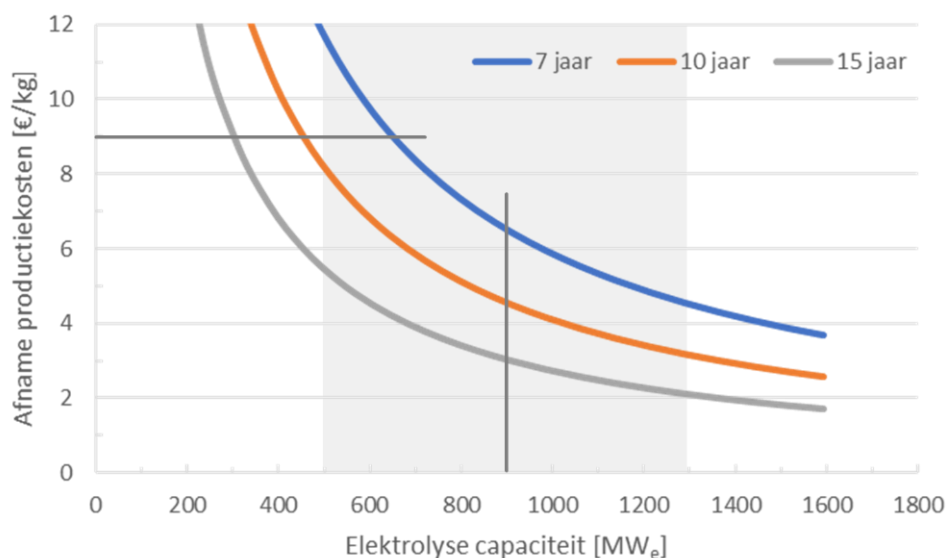
Tabel 3.8: Mogelijk benodigde elektrolysecapaciteit in 2030 voor invulling van de RFNBO-opgaven die voortvloeien uit de beschouwde varianten voor de vervoersector en de industrie.

Sector	Elektrolysecapaciteit in 2030 bij 4800 uur [MW _e]	Elektrolysecapaciteit in 2030 bij 5600 uur [MW _e]
Scenariovarianten vervoersector min. – max.	393 – 735	337 – 630
Lidstaatverplichting 42%; industrie 8%; grondslag 11–28 PJ	409 – 1045	350 – 896
Totaal, bandbreedte (afgerond)	800 – 1800	700 – 1500

Er is een groot aantal projecten in ontwikkeling waarvan slechts een beperkt aantal gerealiseerd hoeft te worden om tot de benodigde capaciteit te komen. Bijlage B geeft een overzicht van de projecten en de budgetten van een aantal grote subsidieregelingen die beschikbaar zijn voor ondersteuning van de projecten aan de aanbodkant. De beschikbare middelen van de regeling *Important Projects of Common European Interest* (IPCEI) en de OWE subsidieregeling (ronde 1 t/m 3) tellen op tot een totaal van 4,5 miljard euro.¹⁵ Daarnaast is er een budget van 767 miljoen euro voor een subsidie aan de afnamekant van de industrie. De vraag is of deze productie- en vraagsubsidies voldoende zijn voor ondersteuning van de benodigde capaciteit.

De TNO-studie naar productiekosten voor elektrolyseprojecten in Nederland liet kosten zien van 13,7 €/kg voor een elektrolyser van 100 MW_e, en 12,8 €/kg bij 200 MW_e [11]. De studie vond echter ook een bandbreedte in de kosten van 9,3 – 15,9 €/kg. De uitkomst van de eerste European Hydrogen Bank (EHB) tender liet een gemiddelde zien van 9,8 €/kg voor 7 projecten die waren ingediend vanuit Nederland [16]. Mogelijk was hierbij al rekening gehouden met factoren die tot kostenreductie kunnen leiden. Hierbij kan worden gedacht aan de huidige mogelijkheid voor halvering van nettarieven voor elektriciteit (circa 1 €/kg), gratis emissierechten voor groene waterstof van elektrolyse tot 2034, en inkomsten uit vermeden emissierechten door vervanging van grijze waterstof. Gratis en vermeden rechten kunnen bij de huidige CO₂-prijs (75 €/ton CO₂) al leiden tot een reductie van circa 1,5 €/kg. Beide factoren in combinatie met 12,8 €/kg komen redelijk overeen met de gemiddelde waarde van de EHB-tender. Als bij komende tenders de subsidie dan eerst wordt toegekend aan de meest kosteneffectieve projecten dan zou de uitgangswaarde voor de kosten van productie voor subsidie moeten kunnen liggen in de orde van 10 €/kg, zeker als rekening wordt gehouden met productie bij 5600 vollasturen in plaats van 4800.

¹⁵ IPCEI €784 miljoen; OWE1 €246 miljoen; OWE2 €998 miljoen; en OWE3 €2.472 miljoen. Daarnaast is er SDE++ subsidie toegekend aan een aantal projecten, heeft het Djewels 1 project van HyCC een toekenning van 80 miljoen euro, is er een paar honderd miljoen beschikbaar in het GroenvermogenNL-programma voor (grote) demonstratieprojecten en is er een aanzienlijk budget gereserveerd voor offshore demonstratieprojecten. Tot slot is er een bijdrage van 300 miljoen euro aan het H2Global programma voor import van groene waterstof.



Figuur 3.4: Reductie van productiekosten van groene waterstof met een subsidiebudget van 4,5 miljard euro als functie van elektrolysecapaciteit met 5600 vollasturen per jaar

Figuur 3.4 **schetst** met welk bedrag de productiekosten van groene waterstof omlaag gebracht kunnen worden met het budget van 4,5 miljard euro als functie van elektrolyse capaciteit die 5600 uur per jaar produceert. Dit is geschetst voor verschillende subsidietermijnen. De figuur geeft aan dat bij een verdeling van het budget over 10 jaar de productiekosten met ruim 3 €/kg kunnen worden teruggebracht voor de productie van 1300 MW_e aan elektrolysecapaciteit. Voor de productie van 500 MW_e kan de onrendabele top zelfs worden teruggebracht met 8 €/kg waarmee naar verwachting (vrijwel) het gehele verschil in kosten tussen groene en grijze waterstof gedekt zou zijn.

Figuur 3.4 kan ook vanaf de y-as worden afgelezen. In de tweede ronde van de OWE is gekozen voor een maximum subsidiebedrag van 9 €/kg groene waterstof. Met dat bedrag kan naar verwachting het volledige verschil in productiekosten tussen groene en grijze waterstof worden afgedekt. Uit de figuur is af te lezen dat als alle 4,5 miljard euro zou worden gebruikt om de productiekosten van alle groene waterstof met dat bedrag omlaag te brengen, dat dit dan voldoende zou zijn voor 300 – 650 MW_e aan elektrolysecapaciteit afhankelijk van de subsidietermijn.

Volledige dekking van de onrendabele top ten opzichte van grijze waterstof is voor de vervoersector niet nodig omdat enige doorrekening van meerkosten in de brandstofprijzen haalbaar lijkt (zie paragraaf 3.4 en 3.5). Voor de productie van bijvoorbeeld 900 MW_e kan de onrendabele top worden teruggebracht met ongeveer 4,5 €/kg. Voor de industrie zou dan nog ongeveer 2,5 – 3,5 €/kg overblijven om te overbruggen. Met het budget voor de vraagsubsidie zou dit mogelijk zijn voor de productie van 200 tot 280 MW_e wat redelijk aansluit bij de elektrolysecapaciteit van het 34%-deel uit Tabel 3.8 (na aanpassing van 4800 naar 5600 vollasturen).¹⁶ Voor de industrie zou dan nog een beperkt deel overblijven dat zelf moet worden gedragen.

¹⁶ De 350 MW_e uit Tabel 3.8 bij 5600 vollasturen is gekoppeld aan de grondslag van 11 PJ grondslag. Bijna 70 MW_e hiervan is nodig voor de 8% jaarverplichting. De overige 280 MW_e is nodig voor de resterende 34% om aan de lidstaatverplichting van 42% te kunnen voldoen.

Net als op basis van de beperkte impact van de CF op de brandstofprijzen (sectie 3.4) zijn ook de resultaten van voorgaande analyse niet doorslaggevend voor de vraag of er een goede *business case* is voor elektrolyse in Nederland. Dat berust namelijk voor een groot deel op ontbreken van voldoende vertrouwen op stabiel overheidsbeleid en perspectief op voldoende gunstige marktcondities voor elektrolyse in de periode na 2030. Ook geeft het nog geen uitsluitsel over de mogelijkheid dat de raffinageroute uit de markt kan worden geprijsd door goedkopere RFNBO-opties. Wel kan worden geconstateerd dat het beschikbare budget voor productie en gebruik van groene waterstof in principe genoeg lijkt om de benodigde capaciteit te ondersteunen voor de scenariovarianten die zijn verkend voor de vervoersector en voor invulling van de lidstaatverplichting voor de industrie uitgaande van de lage grondslag voor de verplichting van 11 PJ.¹⁷ Indicatief zou het budget voldoende moeten zijn om voor projecten van ordegrrootte 900 MW_e, voor een periode van 10 jaar, de kosten van groene waterstof voor de vervoersector tot een acceptabel niveau omlaag te brengen, en voor de industrie zelfs voor een groot deel geheel te dekken. Indien voldoende gunstige marktcondities worden gecreëerd voor investeringsbeslissingen, en aanbesteding van de budgetten tijdig plaatsvindt, zou rond 2030 ordegrrootte 900 tot 1100 MW_e aan elektrolysecapaciteit gerealiseerd moeten kunnen worden met de beschikbare middelen. Deze bandbreedte wordt bepaald door de mate waarin de 200 MW_e van Shell die al in aanbouw is nog verdere ondersteuning behoeft, en de mate waarin de industrie in staat is om meerkosten in producten en productieketens te absorberen.

¹⁷ Bij een grondslag van 28 PJ is er op basis van de analyse bij 5600 vollasturen nog 400 – 600 MW_e extra productiecapaciteit om te kunnen voldoen aan de lidstaatverplichting van 42%. Zonder aanvullend budget zal dit lastig zijn te realiseren tenzij de meerkosten in de komende jaren scherp dalen en de industrie een veel groter deel van de meerkosten blijkt te kunnen absorberen. De tijd tot 2030 is echter krap.

4 Implementatie van REDIII in omringende landen

De motie die is ingediend naar aanleiding van het voornemen om een CF van 0,4 in te voeren voor de raffinageroute vraagt specifiek om na te gaan wat het effect van de CF is op het speelveld met Duitsland, België en Frankrijk voor investeringen in elektrolyse. De CF is echter niet het enige aspect dat effect heeft op het speelveld. In dit hoofdstuk wordt daarom naar meer aspecten gekeken die van belang zijn voor het ontstaan van verschillen in het speelveld voor investeringen in elektrolyse.

4.1 Implementatie REDIII in Duitsland

Het Duitse beleid voor de implementatie van de REDIII RFNBO-verplichting voor de transportsector is nog steeds een voorstel. Het is nog niet officieel gepubliceerd, hoewel de intenties met belanghebbenden zijn besproken. De publicatie van het voorstel door het Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMU) is eerder uitgesteld vanwege de demissionaire status van de Duitse regering en de verkiezingen die op 23 februari jl. zijn gehouden. Naar verwachting kan het wel tot eind 2025 duren voordat de het beleid definitief vorm heeft gekregen en kan het tot medio '26 duren voordat de REDIII in de Duitse wet- en regelgeving is geïmplementeerd.

De huidige regelgeving in Duitsland heeft betrekking op de REDII en is beschreven in 37. BImSchV - nichtamtliches Inhaltsverzeichnis [17]. Sinds 2018 hanteert Duitsland een doelstellingen voor het gebruik van hernieuwbare brandstoffen in de transportsector dat gebaseerd is op CO₂-emissiereductie (vermindering van de gemiddelde broeikasgasintensiteit van brandstoffen), in plaats van het leveren van een aandeel hernieuwbare energie in energietermen van het uiteindelijke energieverbruik in de transportsector.

Hoewel er nog geen documenten beschikbaar zijn over implementatie van de REDIII wijst volgens diverse marktpartijen alles er echter op dat de hoofdlijnen van het beleid overeind blijven. Met betrekking tot de inzet van RFNBO bevat dat de volgende twee aspecten die door marktpartijen van belang worden geacht voor de raffinageroute:

- Toepassing van een vermenigvuldigingsfactor van 3 op directe inzet van groene waterstof als brandstof in de vervoersector. Dit zou dan ook gelden voor inzet van groene waterstof via de raffinageroute. De factor wordt toegepast op de hoeveelheid energie die in de vorm van RFNBO wordt geleverd. Maar dit komt erop neer dat in de berekening van de gemiddelde emissiefactor van energie geleverd aan de vervoersector de emissiereductie van de inzet van RFNBO 3x wordt meegeteld.
- Om directe inzet van groene waterstof te stimuleren in met name elektrisch aangedreven voertuigen met een brandstofcelsysteem op waterstof als krachtbron mag voor die voertuigen een extra factor 0,4 worden toegepast op de emissie van de waterstof. Voor inzet in een verbrandingsmotor geldt een factor 1 [18].

- Er is alleen een algeheel doel voor reductie van de broeikasgasintensiteit van geleverde energie. Er zijn geen RFNBO-subdoelen of andere subdoelen voor inzet van hernieuwbare energie voor vervoer. Alle opties zijn met elkaar in competitie op basis van economische haalbaarheid en beschikbaarheid. Dit levert ruimere mogelijkheden voor de inzet van RFNBO, en bij vergelijkbare implementatie van REDIII dan ook voor de raffinageroute om bij te dragen aan het algehele emissiereductiedoel.

Hoewel er specifieke stimulering is voor RFNBO door de vermenigvuldigingsfactor is economische haalbaarheid in concurrentie met ander opties nog geen garantie dat inzet van RFNBO binnen de *merit order* valt als het reductie beperkt is. Het lijkt er op dat om dit te voorkomen de reductiedoelen die moeten worden gehaald naar boven zijn bijgesteld. Onder de huidige regelgeving bedraagt het reductie doel 25% in 2030. Dit is hoger dan het reductiedoel van 14,5% in de REDIII. Het doel van 14,5% zou onder de huidige regelgeving al in 2027 moeten worden gehaald.

Naast de vermenigvuldigingsfactor en de ruimere mogelijkheden voor RFNBO om bij te dragen aan het emissiereductiedoel kent de Duitse systematiek ook een zogenaamde buy-out optie. Dit vormt een plafond op de kosten per ton vermeden CO₂-emissie. Dit plafond bedraagt nu 600 €/ton CO₂. Bij een vermenigvuldigingsfactor van 3 en een minimale emissiereductie van 70% betekent dit een boete van iets meer dan 14 €/kg waterstof. In de Nederlandse systematiek ontbreekt een buy-out optie. Als niet aan de jaarverplichting wordt voldaan (*non-compliance*) dan kan dit tot een boete leiden, maar de hoogte hiervan is onzeker waardoor niet duidelijk is welk bedrag hiervoor in berekeningen voor een *business case* moeten worden meegenomen.¹⁸ In Duitsland kan dit met de concrete boete wel, wat meer houvast biedt voor een *business case* analyse, en tot meer zekerheid leidt in de uitkomsten daarvan.

Tot slot geldt er in Duitsland een vrijstelling voor elektrolyse van kosten voor transport van elektriciteit (via het hoogspanningsnet). Dat geldt voor installaties die voor 1 januari 2030 in bedrijf zijn genomen [19]. De vrijstelling geldt voor een periode van 20 jaar. Daarnaast is er mogelijk sprake van een *grandfathering*-periode van 10-12 jaar die inhoudt dat voor installaties die in die periode kunnen worden gezien als uitbreiding op de installaties die voor 1 januari 2030 in bedrijf zijn genomen de vrijstelling ook geldt.

Of de systematiek zoals die nu geldt ook blijft gelden bij implementatie van de REDIII is nog niet helemaal duidelijk. Er is nog discussie gaande die tot aanpassing of bijstelling zou kunnen leiden, zoals:

- Moet het ambitieniveau voor reductie van broeikasgasemissies worden verhoogd en tot welk niveau?
- Welke toezegging is mogelijk met betrekking tot reductiedoelen na 2030; waar kan op worden ingezet?
- In hoeverre is er met de bestaande systematiek garantie dat de doelen voor RFNBO en geavanceerde biobrandstoffen uit de REDIII worden gehaald; moeten hier wellicht toch doelen voor worden gesteld. Er lijkt een RFNBO-doel te komen (net als voor de geavanceerde biobrandstoffen) met een boete voor het niet halen daarvan. Maar het overschot aan RFNBO zou met een factor 3 mee kunnen blijven tellen bij halen van het algehele reductiedoel.

¹⁸ Bij *non-compliance* zal, in aanvulling op een mogelijke boete, in elk geval in een volgende periode alsnog aan het ontbrekende deel van de verplichting moeten worden voldaan.

- Hoe pakt het sturend effect via *RefuelEU Aviation* [7] en *FuelEU Maritime* [20] uit en het samenspel van meerdere type *credits*; is een subdoel voor de maritieme sector nodig, ook met het oog op een gelijk noordwest Europees speelveld op dit gebied?
- Is herziening nodig van de hoogte en structuur van boetes nodig, en het prijskader voor broeikasgasreductie *credits*; aanpassing nodig van de definitie van brandstofleveranciers, en hoe om te gaan met uitfasering van conventionele biobrandstoffen?

Ondanks de vroegere fase waarin de implementatie van de REDIII in Duitsland zich bevindt ten opzichte van Nederland, en de discussies die nog gaande zijn geven marktpartijen aan daar meer perspectief te zien voor de *business case* van elektrolyse vanwege de condities die tot nu toe meer zekerheid of vertrouwen geven. Concrete illustratie dat de Duitse regelgeving voorlopig een gunstiger perspectief biedt wordt gevormd door diverse recente investeringsbesluiten voor elektrolyseprojecten bij raffinaderijen. Het betreft:

- Een elektrolyseproject van 30 MW op het Bad Lauchstädt Energy Park door Uniper met afname van de waterstof voor de TotalEnergies raffinaderij in Leuna (21 juni 2023) [21]
- Het 'Refhyne II' project van 100 MW_e bij de Shell raffinaderij op het Shell Energy and Chemical Park Rheinland nabij Keulen (24 juli 2024) [22]
- De 'Lingen Green Hydrogen Plant' van 100 MW_e bij de BP raffinaderij in Lingen (18 december 2024) [23]

Daarnaast zijn recent een aantal investeringsbeslissingen genomen die zich niet specifiek richten op waterstof voor raffinaderijen, maar op een bredere afzetmarkt in de industrie. Niettemin duiden ook deze projecten er op dat de condities in Duitsland meer perspectief bieden voor elektrolyse.

- Het 'Clean Hydrogen Coastline - Electrolysis East Frisia project' van 280 MW_e van het Duitse energiebedrijf EWE bij Emden (25 juli 2024) [24]
- RWE heeft opdracht gegeven om een derde elektrolysefabriek te bouwen voor het 'GET H2 Nukleus' project in Lingen waarmee de bouw de eerste 200 MW_e wordt uitgebreid naar 300 MW_e (11 sept. 2024) [25]

In gesprekken over de *business case* voor elektrolyse in Nederland is er op gewezen dat, bij gereedkomen van de waterstofinfrastructuur met aftakkingen naar Duitsland, groene waterstof die is geproduceerd in Nederland naar de Duitse markt kan gaan stromen omdat de waarde van de waterstof daar hoger is. Door de vertraging in de aanleg van het waterstofnetwerk zal dit pas na 2030 plaats kunnen vinden, en in die zin kan het worden gezien als onzeker aspect in een *business case* voor elektrolyse in Nederland. Omgekeerd zou het perspectief van afzet op de Duitse markt, indien die zich in Nederland onvoldoende gunstig ontwikkeld, echter ook kunnen worden gezien als positief aspect dat enige zekerheid biedt. Het lijkt eerder een ongunstig aspect voor Nederland dan voor partijen met een elektrolyser omdat waterstofproductiecapaciteit die is gebouwd met Nederlandse subsidies dan naar Duitsland gaat en niet meer kan bijdragen aan invulling van RFNBO-doelen hier. Zodra de mogelijkheden voor uitwisseling via de infrastructuur er zijn verdient het om die reden aanbeveling om in overleg met het buurland het speelveld voor groene waterstof zoveel mogelijk gelijk te trekken.

4.2 Implementatie REDIII in België en Frankrijk

Over de implementatie van de REDIII in België en Frankrijk is nog veel minder bekend dan voor Duitsland. Net als Nederland hanteert België op het ogenblik een doelstelling in termen van aandeel hernieuwbare energie in het eindverbruik van energie in de vervoerssector. In tegenstelling tot Nederland lijkt België hier voor de REDIII aan vast te houden. Verder geldt er op het ogenblik in België een vermenigvuldig voor RFNBO, maar die factor is 1.

Uit overleg van marktpartijen met de verschillende overheden en de signalen die zij krijgen hebben zij de volgende generieke verwachtingen met betrekking tot de implementatie van REDIII in de Belgische en Franse regelgeving:

- Invoering van een RFNBO-doel dat hoger is dan het minimum doel uit de REDIII van 1% dat met dubbeltelling neerkomt op fysiek 0,5%.
- Er komt geen plafond op inzet van raffinaderij-*credits*; alle groene waterstof die wordt ingezet via de raffinageroute kan meetellen in het algehele REDIII doel voor levering van hernieuwbare energie aan de vervoersector.
- Er komt geen CF op de raffinageroute.
- Er komt een *buy-out* optie die minimaal equivalent is aan, en overeenkomt met een boete van minstens 10 €/kg waterstof.

Net als in Duitsland heeft het proces rond omzetting van de REDIII naar de Belgische wet- en regelgeving een tijd stil gelegen vanwege de vorming van een nieuwe regering. Bij het aantreden van de nieuwe regering is onlangs in het Federaal Regeerakkoord 2025-2029 [26] het voornemen geuit om bij omzetting van de herziene EU richtlijn hernieuwbare energie (RED III) in nationale wetgeving, het gebruik van groene waterstof bij raffinage ‘zonder beperkingen’ mee te laten tellen. Volgens het document zal er in ‘een sterk stimulerende verplichting (submandaat) voor het gebruik van RFNBO-waterstof als intermediair product (de zogenaamde raffinage route) zonder beperkingen worden voorzien’. Wat het in detail betekent moet nog duidelijk worden, maar zoals hierboven al is aangegeven komt er naar verwachting geen CF op de raffinageroute.

Bovenop de gunstigere condities voor inzet van RFNBO via de raffinageroute, die naar verwachting gaan gelden bij de omzetting van de REDIII naar de nationale wet- en regelgeving in België en Frankrijk, leveren ook de nettarieven voor elektriciteit in België en Frankrijk een voordeel ten opzichte van Nederland, hoewel minder groot dan in Duitsland. In België en Frankrijk liggen de nettarieven veel lager dan in Nederland [27]. Beide landen zijn ook verder geëlektrificeerd dan Nederland waardoor minder investeringen nodig zijn in uitbreiding van de netten en minder sterke stijging van tarieven in de toekomst is te verwachten. Verder krijgen grote elektriciteitsverbruikers, zoals elektrolyzers, in Frankrijk op het ogenblik een grote korting van naar schatting bijna driekwart van het nettatarief. In België en Frankrijk geldt op het ogenblik geen vrijstelling van nettarieven voor elektrolyzers [27].

4.3 Perspectief voor Nederland

Op basis van wat nu bekend is tekenen zich diverse overeenkomsten af tussen Duitsland, België en Frankrijk die door de markt als gunstiger worden beoordeeld voor een *business case* voor elektrolyse dan de voorgenomen regelgeving in Nederland. Partijen met mogelijkheden om te investeren in de verschillende landen zullen dan waarschijnlijk eerder kiezen voor investeren daar dan in Nederland, zoals in ieder geval door de recente beslissingen in Duitsland lijkt te worden bevestigd.

Het is echter ook niet uitgesloten dat er partijen zijn die vanwege de beschikbare middelen in Nederland en met het oog op mogelijke ontwikkelingen de komende jaren toch voldoende perspectief zien, hoewel er ook raffinaderijen moeten zijn die de waterstof willen afnemen. Partijen met ambities voor (volledige) vervanging van grijze door groene waterstof, zoals TotalEnergies [28], zouden hier een rol in kunnen spelen, naast Shell dat voorlopig voor eigen productie en afname zorgt. Maar wanneer de condities in de buurlanden gunstig blijven ten opzichte van Nederland dan zal de groene waterstof mogelijk daarheen gaan stromen zodra de waterstofinfrastructuur die aangelegd gaat worden dat toelaat. Ongeacht de nieuwe infrastructuur zou voor die tijd uitwisseling al kunnen plaats kunnen gaan vinden via het bestaande private waterstofnetwerk dat zich uitstrekt van Noord-Frankrijk tot de Rotterdamse haven [29].

Om beide effecten te mitigeren is het van belang dat de manier waarop de REDIII wordt omgezet in nationaal beleid zoveel mogelijk wordt afgestemd tussen de lidstaten zodat een speelveld ontstaat met vergelijkbare kansen voor de ontwikkeling en de benutting van groene waterstof van elektrolyseprojecten. Vanwege de overeenkomsten en verschillen die zich aftekenen tussen Nederland, Duitsland, België en Frankrijk ligt het in dit verband meer voor de hand dat Nederland opschuift richting de systematiek die naar verwachting gehanteerd gaat worden in Duitsland, België en Frankrijk dan andersom.

5 Alternatieve opties voor invulling RFNBO-doel

Dit hoofdstuk gaat in op de vraag of aanpassing van de CF nodig is om een gelijk speelveld te creëren voor inzet van Nederlandse groene waterstof in de raffinageroute in vergelijking met mogelijke importopties van RFNBO die hiermee kunnen concurreren. Hierbij kan worden gedacht aan import van groene waterstof voor de raffinageroute via e-ammoniak, en import van e-methanol voor bijmengen bij benzine. Naast deze twee opties is er tijdens gesprekken in het kader van deze studie ook gesproken over import van synthetisch methaan (hierna e-methaan).

Methaan is het hoofdbestanddeel van aardgas en wordt daarom ook wel synthetisch aardgas genoemd of *synthetic natural gas* (SNG). Bij import per schip zal dat net als nu bij aardgas waarschijnlijk gebeuren in vloeibare vorm (LSM of LSNG). Het zou een bijdrage kunnen leveren aan directe inzet van RFNBO in binnenvaartschepen of vrachtwagens die nu LNG als brandstof gebruiken. Inzet kan ook door vervanging van aardgas dat nu wordt gebruikt in de productie van waterstof voor raffinaderijen. In dat geval zal wel de CF van toepassing op de inzet van waterstof net als bij inzet van groene waterstof dat door kraken wordt teruggewonnen uit geïmporteerde ammoniak. Goede schattingen over kosten voor productie en import ontbreken echter nog, en omdat er in het kader van deze studie geen ruimte was voor een kostenanalyse is de optie hier niet verder beschouwd.¹⁹

5.1 Groene waterstof uit ammoniak

Onlangs heeft TotalEnergies een grote afnameovereenkomst getekend voor groene waterstof van Air Products voor gebruik in zijn Europese raffinaderijen [30]. Die groene waterstof zal afkomstig zijn van het NEOM Green Hydrogen-project in Saudi-Arabië en wordt dan in de vorm van ammoniak naar Europa verscheept. Voor terugwinning van de groene waterstof uit ammoniak ontwikkelt Air Products op drie locaties plannen voor ammoniakkrakers, te weten in Hamburg, in Rotterdam en in Immingham in Engeland. TotalEnergies heeft echter geen raffinaderij in Engeland zodat de waterstof voor de raffinaderij bij Hamburg is of voor de Zeeland Refinery in Vlissingen.

In geen van beide gevallen is de kraakinstallatie al gerealiseerd. In Nederland zal ook de infrastructuur gerealiseerd moeten zijn om de waterstof van Rotterdam naar Vlissingen te transporteren. Mogelijk dat de locaties voor import en afname in Hamburg gunstiger liggen ten opzichte van elkaar. Levering onder het contract wordt in ieder geval ook pas voorzien vanaf 2030 en zal dus niet kunnen bijdragen aan de raffinageroute in de periode 2026-2030. Maar kort daarna kan het wel voor concurrentie met binnenlands geproduceerde groene waterstof zorgen.

¹⁹ De kosten voor e-methaan liggen naar verwachting hoger dan voor e-ammoniak en e-methanol. Ten opzichte van methanol is meer waterstof nodig omdat de CO₂ verder moet worden gereduceerd; verwijderen van de zuurstof vergt waterstof waarbij weer water wordt gevormd. Verder is methanol een vloeistof die eenvoudig in bulk is te transporteren. Methaan zal tot -164 graden Celsius moeten worden afgekoeld om als vloeistof te kunnen transporteren. Hoewel methanisatie van CO₂ een bestaand proces is wordt het niet op grote schaal toegepast in tegenstelling tot productie van ammoniak en methanol wat die processen ook een voordeel geeft.

Helaas zijn er geen indicaties over de productiekosten of de prijs van e-ammoniak van het NEOM-project beschikbaar. De enige concrete indicatie voor de prijs van geïmporteerde e-ammoniak komt van de eerste tender van het H2Global initiatief. Als resultaat van die tender is een overeenkomst gesloten met Fertiglabe voor levering van cumulatief 397 kt in de periode 2027 – 2033. De totale waarde van de overeenkomst is €397 million [31]. Dit betekent een prijs voor import van e-ammoniak van 1000 €/ton. Deze prijs is opgebouwd uit 811 €/ton productiekosten en 189 €/ton aan kosten voor logistiek en transport. Het totaal is equivalent aan 5667 €/ton waterstof op basis van de waterstofinhoud van ammoniak. Bij een efficiency van 76% [32] [33] levert dit 7,5 €/kg waterstof. Dit is exclusief de kosten van een importterminal en de CAPEX- en vaste OPEX-kosten van de ammoniakkraker voor terugwinning van de waterstof. De totale kosten liggen daarmee naar verwachting in de orde van 8 à 9 €/kg.

De productie voor het H2Global contract komt van een *brown-field* locatie in Egypte waar alle ammoniakinfrastructuur al aanwezig is. Ammoniak van *green-field* projecten, zoals het NEOM-project, is mogelijk duurder. Wel worden de kosten voor logistiek en transport in het H2Global contract als hoog ingeschat, dus daar zit wellicht ruimte. Verder zullen de eerste *green-field* projecten op de meest gunstige locaties worden gerealiseerd waardoor kosten ook beperkt kunnen blijven. Het is dus niet uitgesloten dat levering van e-ammoniak uit *green-field* projecten tegen vergelijkbare of zelfs lagere kosten zou kunnen.

Los van de exacte kosten van e-ammoniak is duidelijk dat de kosten van import van groene waterstof via e-ammoniak niet per definitie lager zijn dan van binnenlandse waterstofproductie met elektrolyzers. Dit zal zeker het geval zijn als binnenlandse productie met subsidie wordt ondersteund omdat een zekere mate van autonomie op dit gebied gewenst is. Mocht ook ondersteuning van import worden overwogen dan is het van belang om daar een goede balans in te vinden om te voorkomen dat gesubsidieerde binnenlandse productie vervolgens uit de markt wordt geprijsd. Hoewel bij inzet via de raffinageroute de CF van toepassing is op zowel de binnenlandse als de geïmporteerde waterstof kan de hoogte van de CF in dit verband wel van belang zijn. Naarmate de CF kleiner is worden verschillen in kosten namelijk verder uitvergroot. Om dit effect zo beperkt mogelijk te kunnen houden is een CF van 1 nodig.

5.2 Productie en import van e-methanol

Bij de huidige waarde van de CF wordt het bijmengen van e-methanol bij benzine door marktpartijen gezien als optie die kan concurreren met de raffinageroute, en als zodanig een bedreiging voor de *business case* van elektrolyse. Eerder is betoogd dat dit niet waarschijnlijk lijkt voor 2030 omdat wereldwijd de productie en dus het aanbod nog zeer beperkt is [1]. Op het ogenblik zijn er 6 projecten gerealiseerd met een totale productiecapaciteit van 68 kt per jaar (kt/j), waarvan 2 projecten 60 kt voor hun rekening nemen. De 4 overige projecten zijn pilot/demo-projecten [34]. Daarnaast zijn er ook een tiental projecten in aanbouw die mogelijk in de loop van 2025 en 2026 in bedrijf komen. Een daarvan is een demo-project in Duitsland met een capaciteit van 1 kt/j in Duitsland. De overige 9 projecten met een totale capaciteit van bijna 880 kt/j zijn alle in aanbouw in China. Import van e-methanol vanuit deze projecten is wellicht mogelijk, maar geen van de projecten ligt aan de kust en China heeft ook zelf een grote vraag naar methanol als brandstof.

Naast het beperkte aanbod is er ook concurrentie voor het aanbod vanuit diverse andere toepassingen dan bijmengen bij benzine. Het kan worden ingezet als brandstof in de zeescheepvaart. Voor invulling van de RFNBO-jaarverplichting van 1,72 PJ voor deze sector in

2030 zou al 86 kt kunnen worden ingezet. Concurrentie kan ook komen van de productie van e-SAF voor de luchtvaart. Voor de productie van 1 ton e-SAF is ongeveer 3 ton methanol nodig. Er is een hoge boete gedefinieerd in de ReFuelEU Aviation²⁰ verordening voor het niet naleven van de verplichting voor inzet van e-SAF waardoor inzet mogelijk eerst voor die toepassing plaatsvindt. Invulling van de minimale jaarverplichting van 1,1 PJ voor de sector Luchtvaart in Nederland zou dan al 166 kt e-methanol vergen. Tot slot wordt methanol ook op grote schaal gebruikt in de chemische industrie en zou e-methanol dus ook een bijdrage kunnen leveren in invulling van een eventuele RFNBO-afnameverplichting voor de industrie.

De Europese Fuel Quality Directive (FQD) staat bijmengen van methanol bij benzine toe tot een niveau van 3 volumeprocent (vol%) [35].²¹ De vraag is in hoeverre dit in de huidige praktijk mogelijk is. In Nederland wordt bijna alleen E10-brandstof op tankstations geleverd. In het Besluit voor invoering van E10 uit juni 2019 staat E10 gedefinieerd als benzine met ten minste 8,5 volumeprocent biobrandstof, waarvan ten minste 7,5 volumeprocent bestaat uit ethanol of het equivalent van ethanol in ETBE (ethyl tert-butylether) of TAAE (tertamyl ethylether) [36]. Op basis van cijfers van de NEa [37] blijkt dat er in 2023 circa 8 vol% ethanol is bijgemengd. Op basis van de zuurstof in ethanol komt dat overeen met ongeveer 3 massaprocent (wt%) zuurstof, wat dicht tegen het maximum van 3,3 wt% aanzit dat is opgenomen in een recent informatiepakket over de FQD [38]. Dit betekent dat er beperkt ruimte is voor extra bijmengen van methanol. Enige ruimte kan worden gecreëerd door de hoeveelheid ethanol terug te brengen tot 7,5%, maar dan moet er een andere zuurstoffloze vorm van biobrandstof aan de benzine worden toegevoegd om aan de eis van minimaal 8,5 vol% biobrandstof voor E10 te voldoen. Als dit mogelijk is dan geeft een indicatieve berekening op basis van de cijfers voor 2023 aan dat bijna 40 kt methanol kan worden bijgemengd met een energiewaarde van 0,8 PJ. Het zou een bijmengpercentage van ruim 0,8 vol% betekenen, ruim onder de grens van maximaal 3 vol%.

Om de RFNBO-jaarverplichting voor de sector Land te halen (bij 2 PJ in 2030) is in de beginjaren maar een beperkte hoeveelheid methanol nodig, zoals de cijfers in Tabel 5.1 laten zien. In de eerste jaren zou zelfs in de behoefte kunnen worden voorzien door de huidige beperkte productiecapaciteit. Gezien de hierboven geschetste situatie is niet uit te sluiten dat de bijmengroute daarmee tot ontwikkeling kan komen en zelfs tot versnelling van investeringen in capaciteit voor productie van e-methanol kan leiden. De impact van de CF kan hier een verschil maken en daarmee ook het uitzicht op een *business case* voor elektrolyse beïnvloeden.

Tabel 5.1: Hoeveelheid e-methanol nodig voor de sector Land bij 2 PJ RFNBO-jaarverplichting

	2026	2027	2028	2029	2030
e-methanol voor RFNBO-jaarverplichting sector Land [kt]	13	16	34	82	100

In de voorgaande TNO-studie naar een mogelijke grondslag voor een CF zijn de kosten van e-methanol geschat op 57 – 124 €/GJ. Dat is 1140 – 2480 €/ton e-methanol. Het gemiddelde van 1810 €/ton komt redelijk overeen met indicaties voor kosten van e-methanol uit “de markt” te weten 83 – 90 €/GJ. Dit is omgerekend 1650 – 1800 €/ton.

²⁰ De boete bedraagt 2x het prijsverschil tussen conventionele fossiele kerosine en e-SAF.

²¹ Er kleven wel milieu-, gezondheid- en motor-technische bezwaren aan bijmengen van methanol. Het is giftig en corrosief voor bepaalde mototonderdelen. Maar bij het relatief lage bijmengvolume van 3 vol% worden deze bezwaren (vooralsnog) aanvaardbaar/beheersbaar geacht. Verder lijken het ook geen onoverkomelijke aspecten. China gebruikt nu methanol als brandstof voor voertuigen in mengsels variërend van vijf procent tot 100 procent ('M5' tot 'M100') [40].

Bij bijmengen van e-methanol bij benzine zijn vermeden kosten voor fossiele brandstof geschat op 19 €/GJ. Uitgaande van 83 – 90 €/GJ komen de meerkosten voor raffinaderijen daarmee op 64 – 71 €/GJ. Dat zit aan de bovenkant van de meerkosten voor inzet van groene waterstof via de raffinageroute die in de TNO-studie zijn geschat op 23 – 68 €/GJ. Omdat bijmengen van methanol ten koste zal gaan van het aandeel ethanol zou in de vergelijking ook rekening moeten houden met mogelijke extra kosten van een vervangende zuurstofloze benzine-biobrandstof om het aandeel biobrandstof in E10-benzine weer aan te vullen tot het minimum van 8,5 vol%. Op dit punt ontbreekt echter informatie over het mogelijke type brandstof en de kosten daarvan maar in de vergelijking kan rekening worden gehouden met iets aan extra kosten.

Voor raffinaderijen is bijmengen van e-methanol bij benzine dus niet goedkoper dan inzet van groene waterstof. Maar omdat bijmengen van e-methanol wordt gezien als een vorm van directe inzet waar de CF niet op van toepassing is kan bijmengen van e-methanol wel gunstiger zijn voor brandstofleveranciers zoals getoond in Tabel 5.2.

Tabel 5.2: Vergelijking tussen kosten van bijmengen van e-methanol bij benzine en de raffinageroute bij verschillende CF's voor brandstofleveranciers

CF	1/CF	Kosten RARE-credits voor compensatie van een ERE-RFNBO-credit [€/GJ]	Kosten ERE-RFNBO-credit van bijmengen van e-methanol [€/GJ]
0,4	2,5	58 – 170	64 – 71 (bandbreedte TNO-studie: 57 – 124)
0,7	1,4	33 – 97	
1	1	23 – 68	

Bij beschikbaarheid van e-methanol kunnen brandstofleveranciers bij een CF van 0,4 kiezen of aandringen op bijmengen van e-methanol voor naleving van de RFNBO-verplichting. De kosten zijn lager en kunnen dan makkelijker worden doorgelegd naar de eindgebruikers. Bij een CF van 0,7 zijn de kosten van bijmengen vergelijkbaar met die van de raffinageroute en zal de prikkel richting bijmengen kleiner zijn. Andere aspecten kunnen dan de doorslag geven zoals de relatieve eenvoud van bijmengen van ingekochte e-methanol ten opzichte van de bouw van een elektrolyser en inpassing van de waterstof. Bijmengen van geïmporteerde e-methanol levert ook meer flexibiliteit hoewel producenten van e-methanol ook zullen streven naar het afsluiten van langjarige afnamecontracten. Om de kans op een goede *business case* voor elektrolyse in Nederland te vergroten zouden de kosten van de raffinageroute daarom duidelijk lager moeten liggen dan die van bijmengen. Dit betekent dat de CF verder op zou moeten schuiven van 0,7 naar 1.

6 Mogelijkheden voor een raffinageroute met toekomstwaarde

De REDIII staat toe dat het gebruik van RFNBO in raffinageprocessen voor productie van transportbrandstoffen meetelt voor invulling van het RFNBO-doel voor de vervoersector. Met deze raffinageroute beoogt de REDIII de opschaling van elektrolysecapaciteit te stimuleren. Dit kan ook ten goede komen aan de directe inzet van RFNBO in vervoerssectoren, zowel via directe inzet van groene waterstof als via synthetische brandstoffen geproduceerd op basis van groene waterstof. Opschaling is echter ook nodig voor de ontwikkeling van het gebruik van RFNBO in de industrie en de verduurzaming van de industrie in het algemeen.

Het MinlenW heeft een voorkeur voor directe inzet van RFNBO in de vervoersector in plaats van via de raffinageroute omdat dit een grotere bijdrage levert aan de reductie van de broeikasgasintensiteit van transportbrandstoffen en meer toekomstwaarde heeft voor de lange termijn verduurzaming van de vervoersector. Hierbij speelt mee dat emissiereductie van waterstofinzet via de raffinageroute wél meetelt voor het Europese REDIII RFNBO-doel, maar niet meetelt voor het halen van de emissiereductie afspraken binnen het Nederlandse Klimaatakkoord. Het ministerie wil daarom slechts begrensd ruimte bieden aan het gebruik van de raffinageroute, zodanig dat er ook voldoende stimulans blijft om met directe inzet van RFNBO bij te dragen aan het halen van het REDIII RFNBO-doel. Om dit te bewerkstelligen is het voornemen om een CF van 0,4 in te stellen op gebruik van de raffinageroute door brandstofleveranciers voor invulling van de reductieverplichting door RFNBO voor de verschillende vervoerssectoren.

In reactie op het voornemen is door een aantal marktpartijen aangegeven dat een CF van 0,4 een te grote onzekerheid levert voor een goede *business case* voor groene waterstof, en dat met die factor investeringen in elektrolyseprojecten in Nederland zullen uitblijven. Bij de keuze van de voorgestelde CF van 0,4 zou onvoldoende rekening zijn gehouden met:

1. de impact op de *business case* voor elektrolyse in Nederland;
2. het effect op investeringsbereidheid als gevolg van de - naar verluid - gunstigere condities voor de raffinageroute in de buurlanden, en;
3. de mogelijkheden om aan de RFNBO-doelen uit de REDIII te voldoen door import van RFNBO die goedkoper is dan in Nederland geproduceerde groene waterstof.

Dit hoofdstuk bevat de bevindingen samen van onderzoek naar deze aspecten en schetst mogelijkheden voor aanpassing van de CF en de 'systematiek energie vervoer' met reflectie op de haalbaarheid en consequenties daarvan.

Aanpassing van correctiefactor en jaarverplichting voor een betere *business case* voor elektrolyse in Nederland

Uit berekeningen met de jaarverplichtingen en CF die als uitgangssituatie gelden voor deze studie blijkt dat de CF van 0,4 slechts tot een beperkte stijging van brandstofkosten zou leiden (zie Tabel 3.4). De kans lijkt groot dat meerkosten van groene waterstof voor de raffinageroute gedekt kunnen worden door beperkte verhoging van brandstofprijzen, waarmee dit niet de grootste onzekere factor voor de *business case* lijkt.

Bij verhoging van de CF wordt de benodigde hoeveelheid groene waterstof kleiner, doordat het volumeverhogende effect van de CF afneemt, en dalen de kosten. Met afname van de hoeveelheid waterstof neemt echter ook de bijdrage af die groene waterstof kan leveren aan verduurzaming van de industrie. Verder zal directe inzet van RFNBO dalen omdat het kostenverschil tussen directe inzet en inzet via de raffinageroute toeneemt.

Bij verhoging van de CF richting de waarde 1 in de uitgangssituatie neemt de kans af dat het RFNBO-doel wordt gehaald omdat het volumeverhogende effect op de hoeveelheid groene waterstof die nodig is voor de raffinageroute steeds kleiner wordt; de voorgestelde doelen leiden zonder ophoging tot circa 5 PJ aan RFNBO-inzet (inclusief de inzet via ReFuelEU Aviation, en 3,9 PJ exclusief ReFuelEU Aviation; zie Figuur 3.2 en Figuur 3.3). Dit kan worden gecompenseerd door de jaarverplichting te verhogen. Voordeel bij verhoging van de CF richting 1 is dat de totale behoefte aan RFNBO steeds minder afhankelijk wordt van de mate van directe inzet. Hierdoor is een betere inschatting te maken van de ontwikkeling in de vraag naar groene waterstof wat meer zekerheid biedt voor de analyse van een *business case*. Een CF van 1 geeft de meeste houvast.

Vanwege gemaakte afspraken met België over RFNBO-subdoelen voor de binnenvaart [39], en om 'bunkertoerisme' te voorkomen bij de zeevaart ligt verhoging van de jaarverplichting voor de sector Land het meest voor de hand. Als bij een CF van 1 de kostenstijging bij de uitgangssituatie als bovengrens wordt genomen dan kan de jaarverplichting worden opgehoogd naar 5,7 PJ waarbij het totale RFNBO-doel uitkomt op 7,5 PJ. Omdat in de periode van de verplichting nog geen grote bijdrage wordt verwacht van inzet van RFNBO in de zeevaart vertaald de 7,5 PJ zich voornamelijk in een behoefte aan groene waterstof.

De hoeveelheid van 7,5 PJ is vergelijkbaar met de 8,3 PJ die is geschat voor de subdoelen en CF die de uitgangssituatie vormden voor deze studie. Met verhoging van de CF en het RFNBO-subdoel Land lijkt daarmee niet alleen het REDIII RFNBO-doel voor de vervoersector te kunnen worden gehaald maar lijkt ook een bijdrage aan verduurzaming van de industrie geborgd. Daarbij leidt de aanpassing van CF en jaarverplichting tot meer zekerheid voor een *business case* en neemt de kans toe dat de benodigde elektrolyseprojecten ook daadwerkelijk in Nederland worden gerealiseerd.

Aandachtspunt bij verhoging van de CF richting 1 is dat het kostenverschil tussen *credits* van directe inzet en de raffinageroute toeneemt waardoor deze minder aantrekkelijk worden voor brandstofleverancier en de kans op directe inzet afneemt. Om het grotere kostenverschil te overbruggen is er meer subsidie nodig om een eenheid direct inzet te stimuleren. Om de kans op ontwikkeling van directe inzet op peil te houden ten opzichte van de uitgangssituatie is dan meer subsidiebudget nodig en moeten subsidiemogelijkheden waarschijnlijk worden verruimd. Een daling van het aandeel heeft echter geen gevolg voor het halen van het REDIII doel voor emissiereductie. Het verhogen van de CF richting 1 in combinatie met ophoging van het RFNBO-subdoel leidt wel tot een (beperkt) kleinere bijdrage aan de afspraken in het Nederlandse Klimaatakkoord voor mobiliteit.

Aanpassing van de correctiefactor voor een meer gelijk speelveld met buurlanden

Ten opzichte van Nederland lijken de buurlanden achter te lopen met de omzetting van de REDIII naar nationale wet- en regelgeving. Niets is nog definitief, maar op basis van wat nu bekend is tekenen zich wel diverse overeenkomsten af tussen Duitsland, België en Frankrijk die door de markt als gunstiger worden beoordeeld voor een *business case* voor elektrolyse dan de voorgenomen regelgeving in Nederland. Partijen met mogelijkheden om te investeren in de verschillende landen zullen dan waarschijnlijk eerder kiezen voor investeren buiten Nederland, zoals in ieder geval door de recente investeringsbeslissingen in Duitsland lijkt te worden bevestigd.

Overeenkomsten en verschillen in systematiek met de buurlanden

Enige overeenkomst tussen alle lidstaten is waarschijnlijk het instellen van een nationaal RFNBO-doel. Mogelijk komen er ook aparte subdoelen voor verschillende vervoerssectoren zoals de zeevaart en binnenvaart. De verschillen tussen Nederland en de buurlanden lijken echter groter dan de overeenkomsten. Ten opzichte van Nederland gaat het om de volgende verschillen:

- Geen CF op de raffinageroute.
- Geen plafond op inzet van raffinaderij-*credits*. Dit betekent dat nadat het RFNBO- (sub)doel is ingevuld een overschot aan raffinaderij-*credits* ook ingezet kan worden voor het leveren van een bijdrage aan het algehele REDIII doel voor emissiereductie of het leveren van hernieuwbare energie aan de vervoersector. Na invulling van de verplichtingen concurreren de verschillende opties voor het halen van het REDIII-doel dan op basis van economische haalbaarheid en is het aan de markt om de meest kosteneffectieve mix te vinden.
- Een *buy-out* optie die minimaal equivalent is aan, en overeenkomt met een boete van minstens 10 €/kg waterstof. Bij voortzetting van de huidige situatie bedraagt de *buy-out* optie in Duitsland zelfs 14 €/kg. Een concrete *buy-out* optie werkt als een boete op het niet naleven van verplichtingen en levert houvast in een *business case* analyse.

De mogelijkheid om een bijdrage te leveren aan de algehele verplichting is geen garantie dat een overschot aan RFNBO dan ook daadwerkelijk kan worden ingezet. Het is afhankelijk van de plaats van de optie in de *merit-order*. Met het oog hierop biedt Duitsland het beste perspectief omdat de vermenigvuldigingsfactor van 3 voor RFNBO die nu geldt waarschijnlijk gehandhaafd blijft. Hierdoor schuiven RFNBO-opties naar voren in de *merit-order*. Vooralsnog wordt verwacht dat dit geldt voor zowel directe inzet van RFNBO als brandstof als voor inzet van groene waterstof via de raffinageroute.

Praktisch gezien zou een vermenigvuldigingsfactor op alle inzet, of alleen directe inzet van RFNBO, inclusief eventuele uitzonderingen (zie hieronder), moeten worden geregeld in het Besluit Energie voor Vervoer als onderdeel van de Wet Milieubeheer. Een voorstel voor aanpassing van wet en besluit met daarin de correctiefactor is in verband met de omzetting van de REDIII echter al onderweg naar de Tweede Kamer. Grote aanpassingen in deze fase zullen tot veel (extra) vertraging leiden waarmee realisatie van projecten niet is gediend.

Aansluiten bij een vermenigvuldigingsfactor op inzet van RFNBO levert daarnaast ook een aantal aandachtspunten op die bij de correctiefactor op de raffinageroute niet spelen:

- De factor werkt op alle RFNBO dus ook op e-methanol. Indien de kans op bijmengen van e-methanol bij benzine groot is en dit als onwenselijk wordt gezien dan zou een uitzondering voor e-methanol nodig zijn met een aparte ERE-RFNBO-e-methanol. Maar hoewel een factor op directe inzet van e-methanol niet wenselijk kan zijn voor de sector Land, zou het voor de sector Scheepvaart juist weer wel wenselijk kunnen zijn. Dit zou uitzondering op uitzondering kunnen vergen waardoor complexiteit verder toeneemt.
- Een vermenigvuldigingsfactor leidt tot een gat tussen wat er ingeboekt wordt en de daadwerkelijke bijdrage aan het halen van de EU-doelen. Dit gat kan beperkt blijven als de factor alleen van toepassing is op directe inzet en RFNBO-opties alleen kunnen bijdragen aan de RFNBO-subdoelen.²² Als de factor ook van toepassing is op de raffinageroute, en overschotten van RARE-*credits* en eventuele andere RFNBO-*credits* kunnen worden ingezet voor het halen van andere subdoelen (dit zou kunnen zonder beperking, of alleen als er tekorten zijn, bijvoorbeeld van *advanced biofuels*), of zelfs kunnen bijdragen aan het halen van het algehele doel, dan kan het gat aanzienlijk worden. Ophoging van subdoelen en verhoging van de algehele verplichting is dan nodig om aan de fysieke verplichting van het REDIII-doel te kunnen voldoen, met stijgende kosten aan de pomp tot gevolg. Hoe breder de toepassing van de factor op RFNBO en hoe ruimer de mogelijkheden om bij te dragen aan het algehele doel, hoe moeilijker het wordt om passende subdoelen en een algehele verplichting te definiëren die garantie geven voor het halen van het REDIII-doel.
- Als een vermenigvuldigingsfactor van toepassing is op zowel direct inzet als de raffinageroute wordt het kostenverschil tussen inzet van RFNBO via deze routes vergroot, waarmee de kans op ontwikkeling van directe inzet kleiner wordt, tenzij daar veel meer financiële ondersteuning voor komt.
- Als een vermenigvuldigingsfactor op RFNBO ook buiten de RFNBO-subdoelen of de totale RFNBO-jaarverplichting zou gelden dan verandert dit het speelveld tussen RFNBO en andere hernieuwbare energiedragers. Maar niet alleen de productie van groene waterstof (en *e-fuels*) moet worden opgeschaald, dit geldt ook voor andere energiedragers zoals geavanceerde biobrandstoffen. Dit kan worden verstoord door de factor waardoor ontwikkeling en investeringen in andere opties achterblijft, of zelfs bestaande investeringen hun waarde verliezen. Gezien de hoge doelen en snelle transitie die nodig is moeten de hernieuwbare opties vooral fossiel vervangen en niet elkaar. Met het oog hierop is bewust gekozen voor aparte doelen in plaats van een gecombineerd doel. De wens om grip te houden op de raffinageroute speelt hier ook mee, hoewel daar tegenin kan worden gebracht dat de grenzen aan het budget voor ondersteuning van de productie van groene waterstof ook een zekere waarborg biedt dat de omvang van de route voorlopig binnen de perken blijft.

Verschillen in nettarieven voor elektriciteit met en tussen de buurlanden

Een ander verschil met de buurlanden zijn de lagere nettarieven voor elektriciteit. De reguliere nettarieven in België en Frankrijk liggen een stuk lager dan in Nederland waarbij in Frankrijk grote elektriciteitsverbruikers, zoals elektrolyzers, nog een grote korting krijgen op het nettatarief. Voor zover bekend is er geen vrijstelling in België en Frankrijk. Dat is wel het

²² (Eenvoudig) voorbeeld: Als bij een REDIII RFNBO-verplichting van 5,5 PJ een hoeveelheid van 1,5 PJ wordt gerealiseerd met een factor 3, dan kan voor die 1,5 PJ een bijdrage van 4,5 PJ worden ingeboekt voor de verplichting en is er nog 1 PJ nodig via de raffinageroute. Fysiek wordt er maar 2,5 PJ gerealiseerd. De algehele verplichting moet dan worden opgehoogd naar 8,5 PJ om aan het fysieke REDIII-doel van 5,5 PJ te kunnen voldoen.

geval in Duitsland waar een vrijstelling van 20 jaar geldt voor installaties die voor 1 januari 2030 in gebruik worden genomen. Daarnaast is er mogelijk sprake van een *grandfathering*-periode van 10-12 jaar die inhoudt dat voor installaties die in die periode kunnen worden gezien als uitbreiding op de installaties die voor 1 januari 2030 in bedrijf zijn genomen de vrijstelling ook geldt.

Het belang van en opties voor afstemming van beleid met buurlanden

Het perspectief voor elektrolyseprojecten is duidelijk het gunstigst in Duitsland wat ook wordt geïllustreerd door het grotere aantal investeringsbeslissingen in Duitsland in vergelijking met de buurlanden. Het is echter ook niet uitgesloten dat er partijen zijn die vanwege de beschikbare subsidiemiddelen in Nederland en met het oog op mogelijke ontwikkelingen de komende jaren toch voldoende perspectief zien voor elektrolyseprojecten in Nederland, hoewel er ook raffinaderijen moeten zijn die de waterstof willen afnemen. Maar wanneer de gunstigere condities in de buurlanden in stand blijven zal in Nederland gesubsidieerde waterstof mogelijk daar heen stromen zodra de waterstofinfrastructuur die aangelegd gaat worden dat toelaat.

Om beide effecten te mitigeren is het van belang dat de manier waarop de REDIII wordt omgezet in nationaal beleid zoveel mogelijk wordt afgestemd tussen de lidstaten zodat een speelveld ontstaat met vergelijkbare kansen voor ontwikkeling van elektrolyseprojecten. Vanwege de overeenkomsten en verschillen die zich aftekenen tussen Nederland, Duitsland, België en Frankrijk ligt het in dit verband meer voor de hand dat Nederland opschuift richting de systematiek die naar verwachting gehanteerd gaat worden in Duitsland, België en Frankrijk dan andersom. Minimaal zou de CF dan aangepast moeten worden richting 1. Voorts kan worden overwogen om de raffinageroute ook bij te laten dragen aan invulling van de algehele REDIII-jaarverplichting nadat aan de RFNBO-subdoelen is voldaan, hoewel hierbij de nodige kanttekeningen zijn te maken (zie hierboven pagina 45), en aan het instellen van een *buy-out* optie. Voor een gelijk speelveld is het tot slot van belang om de nettarieven voor elektrolyzers zoveel mogelijk te beperken.

Aanpassing van de correctiefactor in verband met mogelijke importopties

Mogelijke importopties die kunnen concurreren met groene waterstofproductie in Nederland zijn onder andere import van groene waterstof via e-ammoniak, en import van e-methanol die kan worden bijgemengd bij benzine. Voor het halen van RFNBO-doelen maakt het in principe niet uit of de RFNBO in Nederland wordt geproduceerd of elders. Vertrouwen op import kan echter nieuwe, mogelijk kwetsbare afhankelijkheden creëren. Maar wellicht belangrijker is dat zonder binnenlandse productiecapaciteit ook de systeemfunctie van groene waterstof voor maximaal gebruik en optimale inpassing van het Nederlandse potentieel aan hernieuwbare energie van zon en vooral wind op zee niet kan worden benut. Het belang van ontwikkeling van elektrolyseprojecten in Nederland moet daarom niet alleen worden gezien in relatie tot behoefte aan RFNBO voor de vervoersector.

Import van groene waterstof via e-ammoniak

Uit de verkenning blijkt dat de kosten van groene waterstof die wordt teruggewonnen uit geïmporteerde ammoniak van dezelfde orde van grootte zijn als de kosten van groene waterstof die in Nederland wordt geproduceerd. De importoptie lijkt iets goedkoper, maar het verschil is afhankelijk van de mate waarin de onrendabele top van binnenlandse productie door subsidie wordt afgedekt. Mocht ook ondersteuning van import worden overwogen dan is het van belang om daar een goede balans in te vinden om te voorkomen

dat gesubsidieerde binnenlandse productie door import uit de markt wordt geprijsd. Hoewel bij inzet via de raffinageroute de CF van toepassing is op zowel de binnenlandse als de geïmporteerde waterstof kan de hoogte van de CF in dit verband wel van belang zijn. Naarmate de CF kleiner is worden onderlinge verschillen in kosten namelijk verder uitvergroot. Bij een CF van 1 speelt deze uitvergroting van kostenverschillen niet meer.

Import van e-methanol voor bijmengen bij benzine

In het geval van bijmengen van e-methanol wordt dit gezien als een vorm van directe inzet en heeft de CF geen invloed op de kosten voor bijmengen van e-methanol. Op het ogenblik is de productiecapaciteit van e-methanol nog beperkt, maar in principe voldoende om in de beginjaren invulling te geven aan de RFNBO-jaarverplichting voor de sector Land. Ondanks mogelijke concurrentie van directe inzet in de zeescheepvaart, productie van e-SAF op basis van methanol, en inzet in de industrie is het daarom niet uit te sluiten dat de bijmengroute een rol zou kunnen gaan spelen en zelfs tot versnelling van investeringen in capaciteit voor productie van e-methanol kan leiden. De impact van de CF kan hier een verschil maken en daarmee ook het uitzicht op een *business case* voor elektrolyse beïnvloeden.

Uit de verkenning volgt dat voor raffinaderijen de kosten van e-methanol hoger zijn dan van groene waterstof voor de raffinageroute. Die kosten zijn in principe onafhankelijk van de CF. Dit ligt anders voor brandstofleveranciers. Bij een CF van 0,4 zijn de kosten van bijmengen aanzienlijk lager dan van de raffinageroute. De kosten kunnen dan makkelijker worden doorgelegd naar de eindgebruikers. Bij een CF van 0,7 zijn de kosten van bijmengen vergelijkbaar met de raffinageroute en zal de prikkel richting bijmengen kleiner zijn. Andere aspecten kunnen dan de doorslag geven zoals de relatieve eenvoud van bijmengen van ingekochte e-methanol ten opzichte van de bouw van een elektrolyser en inpassing van de waterstof. Bijmengen van geïmporteerde e-methanol levert ook meer flexibiliteit hoewel producenten van e-methanol ook zullen streven naar het afsluiten van langjarige afnamecontracten. Om de kans op een goede *business case* voor elektrolyse in Nederland te vergroten zouden de kosten van de raffinageroute daarom duidelijk lager moeten liggen dan die van bijmengen. Dit betekent dat de CF verder op zou moeten schuiven van 0,7 naar 1.

Overige overwegingen voor mogelijke verbetering van de *business case* voor groene waterstof

Verhoging van de CF naar 1 leidt tot een meer gelijk speelveld voor een *business case* voor groene waterstof in Nederland in vergelijking met de buurlanden. Het reduceert ook de kans dat de raffinageroute uit de markt wordt geprijsd door goedkopere RFNBO-importopties voor invulling van de RFNBO-jaarverplichting. Tot slot levert een CF van 1 meer houvast, en daarmee zekerheid voor de analyse van een *business case* omdat bij een CF van 1 de benodigde hoeveelheid RFNBO niet afhankelijk is van de mate waarin directe inzet tot ontwikkeling komt. In combinatie met een verhoging van de jaarverplichting kan dan ook een bijdrage van de raffinageroute aan verduurzaming van de industrie voldoende worden geborgd. De onzekerheid voor de *business case* van een aanpasbare CF, van situaties van onbalans in vraag en aanbod, en het ontbreken van een perspectief na 2030 worden met bovengenoemde aanpassingen echter nog niet weggenomen.

Mitigeren van onzekerheid over een aanpasbare factor

De CF voor de raffinageroute zal worden opgenomen in de ‘Regeling energie vervoer’. De factor kan hierdoor relatief eenvoudig worden aangepast zoals recent bijvoorbeeld tot tweemaal toe is gedaan voor de correctiefactor voor biobrandstoffen voor de maritieme sector. Aanpassing van de factor zal leiden tot verandering van marktomstandigheden en

dat kan potentieel een groot effect hebben op de *business case* voor productie van groene waterstof. De factor wordt daarom gezien als een risico en een hindernis voor het nemen van investeringsbesluiten. Bij aanpassing van de factor naar 1 ligt afschaffing van de factor dan voor de hand. Maar er zouden zich (markt)ontwikkelingen kunnen voordoen die nu wellicht nog lastig zijn te voorzien, maar die toekomstige aanpassing van de factor zouden kunnen rechtvaardigen. Afschaffing kan dus ook tot beperking van flexibiliteit leiden om ongewenste ontwikkelingen bij te kunnen stellen. Hierbij zou meer zekerheid aan de markt kunnen worden geboden door in de Regeling duidelijk aan te geven onder welke omstandigheden en met welk doel aanpassing kan worden overwogen, eventueel met indicatie van de bandbreedte waarbinnen stapsgewijze aanpassing kan worden gedaan.

Reduceren van onzekerheid door *banking van credits*

Introduceren van de mogelijkheid om de raffinageroute ook bij te laten dragen aan het algehele REDIII-doel, na het voldoen aan de RFNBO-jaarverplichtingen, is door de plaats van de route in de *merit order* geen garantie dat er ruimte is voor bredere inzet. Dit is een probleem als geproduceerde volumes tot een overschot kunnen leiden ten opzichte van de verplichting. Meerkosten van productie kunnen dan niet worden gedekt waardoor geïnstalleerde capaciteit stil moet worden gezet met negatieve gevolgen voor de *business case*. Ook kunnen investeringen worden uitgesteld totdat er voldoende zekerheid is over afname. Als oplossing voor dit probleem kan worden overwogen om, in aanvulling op, of ter vervanging van een bredere openstelling voor de raffinageroute, voldoende mogelijkheden te creëren voor het sparen van RARE-*credits* die dan op een later moment kunnen worden ingezet om aan verplichtingen te voldoen. Alleen het gebruik van gespaarde *credits* om te voldoen aan het RFNBO-doel in 2030 lijkt niet toegestaan, omdat het REDIII-doel is gericht op fysieke inzet in dat specifieke jaar. Maar sparen in de periode voor, en inzet van gespaarde *credits* in de periode na 2030 zou mogelijk moeten zijn. Dit kan ook onderdeel zijn van een pakket dat zekerheid biedt voor de periode na 2030 (zie hierna) en kan ertoe bijdragen dat partijen voor de markt uit gaan investeren zoals Shell in feite heeft gedaan met de Holland Hydrogen 1.

Bieden van perspectief voor de periode na 2030

De REDIII doelen en de uitwerking van de jaarverplichting voor vervoer hebben slechts betrekking op de periode 2026 – 2030. Dit verhoudt zich slecht met een investeringshorizon van minimaal 10 tot 15 à 20 jaar voor grote investeringen, zoals grote elektrolyseprojecten. Marktpartijen is duidelijk dat de transitie niet stopt na 2030 en dat de kans groot is dat het RFNBO-doel voor de vervoersector in een vervolg op de REDIII omhoog zal gaan, mogelijk in lijn met het REDIII industriedoel voor 2035 en het pad dat al is uitgestippeld voor e-SAF tot 2050 in de *ReFuelEU Aviation* verordening. Zekerheid over ontwikkeling van het doel kan niet worden geboden, maar het kan helpen om alvast over de beoogde inzet voor ophoging van doelen te communiceren aan marktpartijen. Verder gaat de overgang van de REDII naar de REDIII gepaard met een grote aanpassing van de ‘systematiek energie vervoer’, waaronder de overgang naar een doel voor reductie van broeikasgasintensiteit in plaats van levering van een aandeel hernieuwbare energie, het stellen van subdoelen per vervoerssector, en de raffinageroute. De markt moet zich hier nog op aanpassen. Vanwege de behoefte aan continuïteit kan het helpen om meer duidelijkheid te geven over de intentie om deze systematiek zoveel mogelijk ook na 2030 aan te houden en alleen aan te passen indien strikt noodzakelijk, in goed overleg met de marktpartijen.

Referenties

- [1] M. Weeda, H. de Wilde en S. Lamboo, „Inzet van groene waterstof in de vervoerssector - Kostenvergelijk van de raffinageroute met optie voor direct gebruik,” TNO 2024 R11701, 2024.
- [2] Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, „3e voortgangsbrief implementatie RED-III vervoer,” 30 oktober 2024. [Online]. Available: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2024/10/30/derde-voortgangsbrief-implementatie-red-iii-vervoer>.
- [3] Tweede Kamer, „36600-XXIII-31: 2024D42811 Motie van de leden Bontenbal en Vermeer,” 7 november 2024. [Online]. Available: https://www.tweedekamer.nl/debat_en_vergadering/plenaire_vergaderingen/details/activiteit?id=2024A07628.
- [4] Europees parlement en de Raad, *Richtlijn (EU) 2023/2413*, Brussel: EU, 2023.
- [5] Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, „Kamerbrief over voortgang implementatie RED-III vervoer,” 26 april 2024. [Online]. Available: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2024/04/26/voortgang-implementatie-red-iii-vervoer>.
- [6] Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, „2e voortgangsbrief voortgang implementatie RED-III vervoer,” 17 juni 2024. [Online]. Available: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2024/06/17/tweede-voortgangsbrief-implementatie-red-iii-vervoer>.
- [7] Europees parlement en de Raad, *Verordening (EU) 2023/2405*, Brussel: EU, 2023.
- [8] Bovag en RAI Vereniging, „Mobiliteit in Cijfers - Auto's 2024 - 2025,” 2024.
- [9] CBS Statline, „Aardoliegrondstoffen- en aardolieproductenbalans; aanbod en verbruik,” [Online]. Available: <https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/nl/dataset/84596NED/table?ts=1744102675765>. [Geopend 10 januari 2025].
- [10] European Commission, „ETS2: buildings, road transport and additional sectors,” [Online]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/ets2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en. [Geopend 17 maart 2025].
- [11] Eblé, L.; Weeda, M., „Evaluation of the levelised cost of hydrogen based on proposed electrolyser projects in the Netherlands: Renewable Hydrogen Cost Element Evaluation Tool (RHCEET),” TNO 2024 R10766, 2024.
- [12] Shell, „Shell start bouw van Europa's grootste groene waterstoffabriek in Rotterdam,” 6 juli 2022. [Online]. Available: <https://www.shell.nl/over-ons/nieuws/nieuwsberichten-2022/holland-hydrogen-1.html>. [Geopend 17 maart 2025].
- [13] Leguijt, C.; Blom, M.; Bouwman, P.; Schep, E.; van den Toorn, E.; van der Veer, R. (CE Delft); Hers, S.; Lamboo, S.; Weeda, M., „Afnameverplichting groene waterstof,” CE Delft, Delft, 2023.
- [14] Motie Flach, „Gewijzigde motie van het lid Flach c.s. over ammoniakproductie vrijstellen van verplichte inzet van groene waterstof,” Energiea, 4 maart 2025.

- [Online]. Available:
<https://www.tweedekamer.nl/kamerstukken/moties/detail?id=2025Z03524&did=2025D08007>.
- [15] Ministerie van Klimaat en Groene Groei, „Wet jaarverplichting hernieuwbare brandstoffen van niet-biologische oorsprong in de industrie (document: Memorie van toelichting),” november 2024. [Online]. Available:
<https://www.internetconsultatie.nl/jaarverplichting/b1>.
- [16] European Commission, „European Hydrogen Bank pilot auction results,” 2024. [Online]. Available: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en. [Geopend 10 October 2024].
- [17] Bundesministerium der Justiz, „Verordnung zur Neufassung der Siebenunddreißigsten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes 1, 2 (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote) (37. BImSchV),” 17 april 2024. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_37_2024/index.html. [Geopend 7 februari 2025].
- [18] Bundesministerium der Justiz, „(37. BImSchV), Anlage (zu § 3 Absatz 6 Nummer 3), Anpassungsfaktoren für die Antriebseffizienz,” 17 april 2024. [Online]. Available: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_37_2024/anlage.html. [Geopend 7 februari 2025].
- [19] Wirtschaftskanzlei Graf von Westphalen, „Charges, levies, taxes and fees for the purchase of electricity for hydrogen production in electrolyzers,” February 2024. [Online]. Available: <https://www.gvw.com/en/news/blog/detail/umlagen-abgaben-steuern-und-entgelte-bei-dem-strombezug-fuer-die-wasserstofferzeugung-in-elektrolyseuren>. [Geopend 3 april 2025].
- [20] Europees parlement en de Raad, *Verordening (EU) 2023/1805*, Brussel: EU, 2023.
- [21] Uniper, „Bad Lauchstädt Energy Park now in implementation phase,” 21 June 2023. [Online]. Available: <https://www.uniper.energy/news/bad-lauchstaedt-energy-park-now-in-implementation-phase>. [Geopend 3 april 2025].
- [22] Shell, „Shell to build 100-megawatt renewable hydrogen electrolyser in Germany,” 24 July 2024. [Online]. Available: <https://www.shell.com/what-we-do/hydrogen/latest-news-from-shell-hydrogen/shell-to-build-100-megawatt-renewable-hydrogen-electrolyser-in-germany.html>. [Geopend 3 april 2025].
- [23] BP, „bp verkündet Investitionsentscheidung für Projekt „Lingen Green Hydrogen“,” 18 Dezember 2024. [Online]. Available:
https://www.bp.com/de_de/germany/home/presse/pressemeldungen/pm-2024-12-18-bp-verkuendet-investitionsentscheidung-fuer-projekt-lingen-green-hydrogen.html. [Geopend 3 april 2025].
- [24] EWE AG, „Energieversorger EWE vergibt Auftrag für Wasserstoff-Großprojekt in Norddeutschland an Siemens Energy,” 25 Juli 2024. [Online]. Available:
<https://www.ewe.com/de/media-center/pressemitteilungen/2024/07/energieversorger-ewe-vergibt-auftrag-fr-wasserstoffgroprojekt-in-norddeutschland-an-siemens-energy>. [Geopend 3 april 2025].
- [25] RWE, „RWE commissions Sunfire and Bilfinger to build third electrolyser plant for GET H2 Nukleus in Lingen,” 11 September 2024. [Online]. Available:
<https://www.rwe.com/en/press/rwe-generation/2024-09-11-rwe-commissions-sunfire-and-bilfinger-to-build-third-electrolyserplant-for-geth2-nukleus/>. [Geopend 3 april 2025].

- [26] Federale Regering België, *Federaal Regeerakkoord 2025 - 2029*, 2025.
- [27] E-Bridge, „Electricity cost assessment for large industry in the Netherlands, Belgium,,” 26 03 2024. [Online]. Available: <https://open.overheid.nl/documenten/17f8a8ea-2069-40ea-b4ce-c0138cd2fb71/file>.
- [28] L. Collins, „Hydrogen Insight,” 14 Spetember 2023. [Online]. Available: TotalEnergies launches call for tenders for supply of 500,000 tonnes of green hydrogen per year to its European refineries | Hydrogen Insight.
- [29] TotalEnergies, „TotalEnergies bundelt krachten met Air Liquide om zijn raffinaderijen in Noord-Europa te decarboniseren met groene waterstof,” 18 februari 2025. [Online]. Available: <https://totalenergies.nl/totalenergies-innovatie/totalenergies-bundelt-krachten-met-air-liquide-om-zijn-raffinaderijen-noord>.
- [30] P. Martin, „Total signs major offtake deal for green hydrogen from Air Products for use in its European refineries,” Hydrogen Insight, 7 June 2024. [Online]. Available: <https://www.hydrogeninsight.com/industrial/total-signs-major-offtake-deal-for-green-hydrogen-from-air-products-for-use-in-its-european-refineries/2-1-1657699>.
- [31] Hintco, „Hintco and Fertiglobe sign landmark renewable ammonia supply contract,” 2024. [Online]. Available: <https://www.hintco.eu/news/bmwk-1-tender-lot-1-signing-ceremony-fertiglobe>.
- [32] A. Aliyu, „Low-carbon Ammonia Roadmap (2023-03),” IEA-GHG, 2023.
- [33] S. Giddey, S. Badwal, C. Munnigs en M. Dolan, „Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media,” *ACS Sustainable Chem. Eng.*, vol. 5, nr. 11, pp. 10231 - 10239, 6 November 2017.
- [34] Methanol Institute, „Renewable Methanol,” [Online]. Available: <https://www.methanol.org/renewable/>. [Geopend 5 maart 2025].
- [35] Europees Parlement en de Raad, „EU Richtlijn 2009/30/EG (Fuel Quality Directive),” 2009.
- [36] Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, *Besluit 227: Besluit van 14 juni 2019 tot wijziging van het Activiteitenbesluit milieubeheer en het Besluit brandstoffen luchtverontreiniging in verband met de invoering van E10-benzine en de informatieplicht van leveranciers van brandstoffen*, Staatsblad van het Koninkrijk der Nederlanden,, jaargang 2019.
- [37] NEa, „Rapportage Energie voor Vervoer in Nederland 2023,” 2024.
- [38] Dina Silina, DG CLIMA, Unit B.3 Mobility - Road, *The most up-to-date information on the Fuel Quality Directive in the EU Member States and its monitoring and reporting system associated with different types of fuels*, Belgrade: 15th OIL FORUM –10-11 October 2023, 2023.
- [39] Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, *Memorandum of Understanding on the Implementation of the 2023 Revised Renewable Energy Directive for the Maritime Transport, Inland Navigation And Aviation Sectors*, Ministerie van Infrastructuur en Waterstaat, Staatscourant Nr. 18385, 2024.
- [40] International Energy Forum, „Here's Why China is Betting Big on Methanol,” 24 February 2023. [Online]. Available: <https://www.ief.org/news/heres-why-china-is-betting-big-on-methanol>. [Geopend 9 april 2025].

Bijlage A

Ingroeipad RFNBO's en onderbouwing van het direct gebruik van RFNBO

Voor de sectoren Land en Binnenvaart is directe inzet van groene waterstof als brandstof het voorkeursalternatief voor gebruik van de huidige conventionele brandstof. Voor de zeescheepvaart is dat synthetische methanol of e-methanol, en voor de luchtvaart is het *synthetic aviation fuel* of e-SAF. Tabel A.2 geeft het ingroeipad van de RFNBO-jaarverplichting voor de sectoren in hoeveelheid energie. De waarden voor 2026 tot en met 2029 zijn afgeleid van de gedefinieerde ingroeipaden voor de jaarverplichting als percentage van de opgave voor reductie van de broeikasgasintensiteit van energie geleverd aan de vervoersector (Tabel A.1) en de energetisch RFNBO-subdoelen voor 2030 (in Tabel A.2).

Tabel A.1: Ingroeipad voor RFNBO-jaarverplichting per sector als percentage van de opgave voor reductie van de broeikasgasintensiteit van aan de vervoersector geleverde energie.

Sector	2026	2027	2028	2029	2030
Land	0,05%	0,06%	0,13%	0,31%	0,38%
Binnenvaart	0,02%	0,04%	0,09%	0,17%	0,34%
Zeevaart	0%	0,02%	0,08%	0,16%	0,32%
Luchtvaart	0%	0%	0%	0%	0,56%

Tabel A.2: Ingroeipad voor RFNBO-jaarverplichting per sector in petajoule [PJ]

Sector	2026	2027	2028	2029	2030
Land	0,26	0,32	0,68	1,63	2
Binnenvaart	0,01	0,03	0,06	0,11	0,22
Zeevaart	0	0,11	0,43	0,86	1,72
Luchtvaart	0	0	0	0	1,1

Hieronder volgen de overwegingen met betrekking tot het inschatting van de mate waarin directe inzet routes van RFNBO in de periode 2026-2030 tot ontwikkeling komen, en de behoefte aan productie van groene waterstof die daar uit volgt.

Sector Land

Voor de sector Land is een inschatting gemaakt voor directe inzet van RFNBO aan de hand van de volgende gegevens en aannames:

- De waterstofvoertuigen op de weg in januari 2025²³, met de aanname dat die voertuigen ook in 2026 nog op de weg zijn maar daarna lineair afnemen tot geen van de huidige voertuigen meer op de weg in 2030.
- De aantallen voertuigen uit de eerste tender van de SWIM-regeling met een omvang van €28 mln zijn in 2026 op de weg.²⁴ Besteding van het totale subsidiebudget leidt tot evenredige toename van het aantal voertuigen die allemaal op de weg zijn in 2030. Aanname hierbij is dat het huidige budget van €179 mln in stand blijft.²⁵
- De inschatting van het dagverbruik per type voertuig in de bijlage van de regeling is gebruikt voor berekening van het totale energieverbruik.²⁶

De resultaten van de berekening leveren een indicatief verbruik van 0,31 PJ in 2026 dat oploopt naar 1,36 PJ in 2030. Indien voertuigen goedkoper worden in de loop van de tijd zouden er meer voertuigen voor het budget gerealiseerd kunnen worden waardoor het verbruik in 2030 hoger uit zou kunnen komen. Tegelijkertijd zijn er ook tal van onzekerheden die tot een lager verbruik kunnen leiden. Zo is het aantal aanbieders van voertuigen nog beperkt waardoor de uitrol trager kan verlopen. Verder betreft het nieuwe producten waarvan de betrouwbaarheid in de praktijk nog niet vaststaat en blijft de *business case* voor rijden op waterstof uitdagend. Op basis van deze overwegingen is de inschatting voor directe inzet in 2030 naar beneden afgerond op 1 PJ en is het verbruik in de overige jaren evenredig naar beneden geschaald. Het resultaat is vergeleken met het ingroeipad voor de RFNBO-jaarverplichting voor de sector (Tabel A.2) wat tot het percentage directe inzet leidt zoals weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel A.3: Inschatting voor direct gebruik van groene waterstof in het wegverkeer (sector Land)

RFNBO in [PJ]	2026	2027	2028	2029	2030
Verbruik huidige voertuigen	0,12	0,09	0,06	0,03	0
Verbruik voertuigen a.g.v. SWIM-regeling	0,19	0,48	0,78	1,07	1,36
Totaal	0,31	0,57	0,83	1,10	1,36
Geschaald totaal	0,26	0,42	0,62	0,81	1
% van RFNBO-jaarverplichting	90%	130%	90%	50%	50%

Sector Binnenvaart

Op het ogenblik zijn er 3 binnenvaartschepen op waterstof beschikbaar. Op het ogenblik wordt niet voorzien dat daar (veel) schepen bijkomen voor 2030. Indicaties voor het gemiddelde energieverbruik van binnenvaartschepen loopt sterk uiteen van 4,1 TJ/jaar tot 17,5 TJ per jaar. Bij het gemiddelde hiervan voor drie schepen komt het jaarlijks verbruik uit op ruim 0,03 PJ, bijna 15% van het RFNBO-subdoel voor de sector.

²³ [Dashboard Electric Vehicles | RVO dashboard](#)

²⁴ [Straks ruim 200 waterstofvoertuigen erbij door SWIM-regeling | Nationaal Waterstof Programma](#)

²⁵ Ministerie van Klimaat en Groene Groei, Meerjarenprogramma Klimaatfonds 2025 (pagina 47): [file](#).

²⁶ Bijlage 3 van [wetten.nl - Regeling - Tijdelijke subsidieregeling zero-emissie mobiliteit - BWBR0049842](#)

Sector Zeescheepvaart:

Voorlopig wordt e-methanol gezien als meest voor de hand liggende RFNBO voor de zeescheepvaart. Voor invulling van het RFNBO-subdoel van 1,72 PJ via directe inzet van brandstof zou 86 kt aan methanol nodig zijn. Op het ogenblik zijn er echter geen initiatieven of aankondigingen bekend voor significante productie van e-methanol in Nederland. In een recent rapport over de status van de ontwikkeling van sustainable aviation fuel (SAF) in de EU wordt gesteld dat projectaankondigingen doorgaans 4-5 jaar voor de geplande productie plaatsvinden. Dat betekent dat als de projecten nu nog niet zijn aangekondigd het niet waarschijnlijk is dat productie voor 2030 plaatsvindt. Daarbij kan verder nog worden aangetekend dat lang niet alle projecten die worden aangekondigd uiteindelijk ook worden gerealiseerd. De e-methanol zou dus moeten worden geïmporteerd. Maar ook wereldwijd is het aanbod nog zeer beperkt.

Op dit moment zijn er 6 projecten in bedrijf met een totale productiecapaciteit van 68 kt per jaar, waarvan 2 projecten 60 kt voor hun rekening nemen. De 4 overige projecten zijn pilot of demonstratieprojecten. Een van de 2 grotere projecten is in Denemarken met een capaciteit van 32 kt per jaar, maar deze e-methanol is in principe al verkocht.

Naast projecten in bedrijf, zijn er ook een tiental projecten in aanbouw die mogelijk in de loop van 2025 en 2026 in bedrijf komen. Een daarvan is een demonstratieproject met een capaciteit van 1 kt/jr in Duitsland. De overige 9 projecten met een totale capaciteit van bijna 880 kt/jr zijn alle in aanbouw in China.²⁷ Import van e-methanol vanuit deze projecten is mogelijk, maar geen van de projecten ligt aan de kust en China heeft ook zelf een grote vraag naar methanol als brandstof. Verder lijkt het logischer dat als rederijen e-methanol willen inzetten als brandstof voor hun schepen ze dan bunkeren op de locatie waar de e-methanol aanwezig is. Op basis van projectenstatus, productievolumes op korte termijn en locaties van de productievolumes is de verwachting dat er in de periode 2026-2030 geen significante bunkering van e-methanol in Nederland plaatsvindt. Het RFNBO-subdoel zal voor de sector Zeescheepvaart dan volledig via de raffinageroute ingevuld moeten worden.

Sector Luchtvaart

Zoals de situatie er nu voor staat kan sector geen gebruik maken van de raffinageroute voor invulling van het RFNBO-doel uit de *ReFuelEU Aviation* verordening. Eventuele vraag naar waterstof zou dan moeten komen van productie van e-SAF in Nederland. Op het ogenblik zijn er ongeveer 30 grootschalige fabrieken voor e-SAF in Europa aangekondigd met een totale productiecapaciteit van circa 2,3 Mt/jr.^{28, 29} Ondanks de ambities is voor nog geen van de projecten een definitief investeringsbesluit (FID) bereikt en de meerderheid zal dat niet voor 2026 doen. Als alles meezit dan zullen de eerste projecten eind 2029 of begin 2030 toe zijn aan de opstart van de productiefase. Ook in Nederland is er een plan voor een e-SAF fabriek, qua capaciteit op het ogenblik zelfs de grootste in Europa. Het plan is echter om e-SAF te produceren via het *Methanol-to-Jet* proces waarbij de e-methanol voor het proces zal worden geïmporteerd. Gezien de bovenstaande overwegingen met betrekking tot e-methanol is het zeer de vraag of er al voldoende beschikbaar is in 2030. Hoe dan ook is de verwachting dat de ontwikkeling van de productie van e-SAF en e-methanol niet zal leiden tot vraag naar groene waterstof in Nederland in de periode 2026-2030.

²⁷ [Renewable Methanol | Methanol Institute](#). Wereldkaart met projecten: selectie 'Operational' en 'Under construction' onder 'Status', en 'CO2 + H2 (renewable)' onder 'Feedstock'. Status t/m februari 2025.

²⁸ Insights report [Accelerating the take-off for e-SAF in Europe | Project SkyPower](#) (oktober 2024)

²⁹ Europese Commissie: [Assessment of the production and supply of SAF in Union airports and study on the feasibility of the creation of a system of tradability of SAF in the EU - Publications Office of the EU](#) (rapport door Guidehouse, februari 2025)

Bijlage B

Overzicht van elektrolyseprojecten

Onderstaande tabel bevat een overzicht van elektrolyseprojecten in Nederland. Het overzicht is mogelijk niet uitputtend, maar bevat wel de belangrijkste initiatieven. Voor 1 groot project is tot dusver een investeringsbeslissing genomen. Het project van Shell is in aanbouw en start van de productie wordt verwacht in 2026. In aanvulling op de tabel een aantal overige opmerkingen en ontwikkelingen:

- Er zijn veel projectenprojecten die al subsidie toegekend hebben gekregen, maar waarvoor nog geen definitieve investeringsbeslissing is genomen.
- De doorlooptijd van investeringsbeslissing tot volledig in bedrijf bedraagt al gauw 2,5 à 3 jaar en mogelijk langer. Het “window of opportunity” om voor 2030 in bedrijf te zijn wordt snel kleiner.
- Ørsted ontwikkelt het SeaH2Land programma, dat gerealiseerd moet worden in de provincie Zeeland en beoogt de grote industriële waterstofvraag in het Nederlands-Vlaamse North Sea Port cluster te verduurzamen. Waarschijnlijk is het Haddock-project (zie tabel) hier een eerste onderdeel van.
- RWE heeft de offshore wind tender HKW site VII gewonnen in 2022 (10/11/2022) met toezegging voor realisatie van 600 MW elektrolyse. De projecten Eemshydrogen (50MW); Oranjewind elektrolyse (100MW), EnergHys (250MW) en een deel van het ELYgator project (100MW) zijn hier mogelijk een invulling van, maar tot nu te zijn er nog geen definitieve investeringsbeslissingen.
- Vattenfall en CIP (consortium Zeevonk) hebben vorig jaar de offshore wind tender IJmuiden Ver Beta gewonnen (11/6/2024) met toezegging voor 1000 MW elektrolyse in de uitwerking van de plannen. Invulling van de 1000 MW zal plaats moeten vinden met projecten in de komende OWE subsidierondes en via andere subsidietrajecten.

Tabel B.1: Tekst

Subsidie	Initiatiefnemer	Naam Project	Locatie	Capaciteit [MW _e]	Opmerkingen
IPCEI (€784 miljoen)	Shell	Holland Hydrogen 1	Maasvlakte	200	Investeringsbeslissing in juli 2022. De fabriek is in aanbouw. Start productie verwacht begin 2026.

Subsidie	Initiatiefnemer	Naam Project	Locatie	Capaciteit [MW _e]	Opmerkingen
vervolg IPCEI	AirLiquide	ELYgator	Terneuzen	200	Nieuwe aankondiging 18/2/2025; verplaatst naar de Maasvlakte
	Air Liquide	CurtHyl	Maasvlakte	200	Na toekenning IPCEI-subsidie dec. 2022 geen nieuws meer
	BP en HyCC	H2.50 / H2-Fifty	Maasvlakte	250	Project (voorlopig) van de baan; BP op het ogenblik geen interesse meer
	HyCC en Tata	H2ermes	IJmuiden	100	Status onbekend; voorloper project HyCC-H2eron (50MW) al uitgesteld; HyCC-Djewels 1 (20 MW) ook nog geen FID ondanks diverse subsidies
	Engie	HyNetherlands	Eemshaven	100	In ontwikkeling sinds 2019; plan FID 2026 en productie 2028; na 1e fase plannen voor opschaling tot wel 1,85 GW na 2035
	Ørsted en Yara	Haddock	Sluiskil	100	Na toekenning IPCEI-subsidie dec. 2022 geen nieuws meer.
SDE++ (2022)	VoltH2	(nog geen naam)	Vlissingen & Terneuzen	2 x 25	Geen FID voordat er een oplossing is voor de hoge tarieven voor het elektriciteitsnetwerk
Innovatiefonds EU	Uniper	Hydrogen to Maasvlakte	Maasvlakte	100	Geen IPCEI subsidie, wel steun uit EU innovatiefonds; In april 2024 vertraging gemeld en onzekerheid over realisatie.
	TotalEnergies	EnergHys	Vlissingen	250	Geen IPCEI subsidie, wel steun uit EU innovatiefonds; In april 2024 vertraging gemeld en onzekerheid over realisatie.
OWE1 (€246 miljoen)	RWE	Eemshydrogen	Eemshaven	50	Nog geen FID. Onderdeel van 600 MW bod als onderdeel van offshore wind tender Hollandse Kust West site VII

Subsidie	Initiatiefnemer	Naam Project	Locatie	Capaciteit [MW _e]	Opmerkingen
vervolg OWE1	VoltH2	(nog geen naam)	Delfzijl	25	Nog geen FID; wel aankondiging 30/1/2025 van samenwerking met Evonik in Delfzijl voor ontwikkeling van 50 MW elektrolyse
	Divers	Divers	Divers	26	OWE1 totaal 101 MW; divers o.a. Hysolar 2,5 MW (Nieuwegein) en 5 MW H2Hollandia (Nieuw-Buinen) met ook al DEI+ subsidie
€80 miljoen 30/7/2024)	HyCC	Djewels1	Delfzijl	20	Na eerdere subsidies nog geen FID; McPhy meldt halvering van omzetprognose (13/1/2025) o.a. omdat order voor Djewels was verwacht
-	Eneco	Eneco Electrolyzer	Maasvlakte	800	Na nieuwsberichten op 20 november 2023 n.a.v. een vergunningverlening geen verder nieuws meer.
-	RWE	Oranjewind elektrolyser	Eemshaven	100	Vergunningen maar nog geen FID. Bijdrage aan invulling 600 MW bod als onderdeel van offshore wind tender Hollandse Kust West site VII; TotalEnergies is partner van RWE in Oranjewind en neemt 350 MW af voor elektrolyse, waarvan 250 MW in project met Air Liquide (vervolg EnergHys?) en overige 100 MW naar ELYgator
OWE2 (€998 miljoen)	Divers	Divers	Divers	“200”	Resultaten in eerste helft 2025; Aanvraag 3x overtekend; tot 80% subsidie op CAPEX; KGG mikt op realisatie van minimaal 200 MW
OWE3 (€2,5 miljard)	Divers	Divers	Divers	“500”	Resultaten pas in 2026 of 2027; bij extrapolatie van OWE2 ambitie dan mogelijk voldoende voor minimaal 500 MW

Energy & Materials Transition

Radarweg 60
1043 NT Amsterdam
www.tno.nl