



# Toetsing beleids- ontwikkelingen waterstof



**CE Delft**

*Committed to the Environment*

# Toetsing beleidsontwikkelingen waterstof

Dit rapport is geschreven door:

CE Delft: Cor Leguijt, Martijn Blom, Pascal Bouwman, Emiel van den Toorn, Reinier van der Veen

TNO: Marcel Weeda

Delft, CE Delft, februari 2024

Publicatienummer: 24.230415.024

Opdrachtgever: Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Uw kenmerk: TSE1230050

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider Cor Leguijt (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

## **CE Delft**

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, NGO's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al sinds 1978 werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.

# Inhoud

	Samenvatting	3
1	Inleiding	6
	1.1 Aanleiding	6
	1.2 Doel en onderzoeksvragen	6
	1.3 Leeswijzer	7
2	Ontwikkeling aanbod en vraag en relatie met ingroeipad	8
	2.1 Benodigde waterstofcapaciteit vanuit RFNBO-afnameverplichting	8
	2.2 Gevraagde waterstofcapaciteit vanuit mobiliteit en transport	11
	2.3 Verwachte groenewaterstofproductie in Nederland op basis van subsidiebudgetten	12
	2.4 Importmogelijkheden groene waterstof	18
	2.5 Importfaciliteiten	19
	2.6 Conclusies over betekenis voor ingroeipad afnameverplichting	20
3	Analyse HWI-inkooptenders	24
	3.1 Beschrijving instrument HWI-inkooptender	24
	3.2 Belangrijke parameters voor werking van HWI-tenders	25
	3.3 Verwachte werking tenderinstrument	25
	3.4 Imperfecte concurrentie op de HWI-markt	26
	3.5 Beleidsaanbevelingen voor het ontwerp van HWI-tender en markt	27
4	Conclusies en aanbevelingen	28
	Referenties	32



# Samenvatting

In 2030 geldt er in de EU een lidstaatverplichting voor gebruik van ‘groene waterstof’<sup>1</sup> in de industrie, van 42%. Voor Nederland - na Duitsland de grootste waterstofgebruiker in de EU - is dit een uitdagende doelstelling. Om (gedeeltelijk) aan deze doelstelling te voldoen en om de groenewaterstofmarkt op te laten bouwen, heeft het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (EZK) een afnameverplichting met een ingroeipad voor de industrie uitgewerkt. CE Delft is gevraagd hier een review op uit te voeren. Onze belangrijkste conclusie is dat in het basisscenario van onze analyses (waaronder een grondslag van het huidig industrieel waterstofgebruik van 70 PJ per jaar en een conservatieve onrendabele top van groene waterstof) het ingroeipad naar een afnameverplichting van 24% in 2030 niet gehaald wordt. Met andere aannames over onder andere kosten en grondslag (zoals door import van ammoniak) is het ingroeipad wel haalbaar, op grond van kwantitatieve analyses van subsidie-budgetten en onrendabele toppen. Om dat ook daadwerkelijk te realiseren, moeten nu wel in hoog tempo Financial Investment Decisions (FIDs) worden genomen, waarvoor voldoende marktvertrouwen nodig is. We denken dat de overheid daar een actieve rol in kan spelen door het maken van maatwerk- en ketenafspraken met marktpartijen.

## Struikelblokken groenewaterstofmarkt

De opbouw van de keten voor een groenewaterstofmarkt kenmerkt zich door drie struikelblokken: grote onzekerheid omtrent productie- en afnamevolumes, ongunstige kostprijsontwikkeling, en fysieke infrastructuur die nog in ontwikkeling is. Hierdoor zijn partijen over de hele keten huiverig om FIDs te nemen. De beschikbaarheid van de verschillende subsidies is belangrijk, maar vormt op dit moment niet het grootste struikelblok voor het nemen van een FID.

## Cijfers ontwikkeling vraag en aanbod

We gaan uit van een grondslag van het huidig industrieel waterstofgebruik van 70 PJ/jaar. Daarvan is 59 PJ voor ammoniakproductie bij twee grote bedrijven, vooral voor productie van kunstmest. Die grondslag kan substantieel kleiner worden, afhankelijk van de bedrijfskeuzes van beide bedrijven en van beslissingen van de Europese Commissie over de positie van ammoniakproductie in de lidstaatverplichting. De grondslag kan echter ook groter worden, indien ook andere industrieën waterstof gaan gebruiken.

Als we uitgaan van een grondslag van 70 PJ/jaar, is er met een afnameverplichting voor industrie van 24%<sup>2</sup> in 2030 een groenewaterstofbehoefte van circa 17 PJ. Samen met de minimale RFNBO-verplichting vanuit vervoer leidt dit tot een totale behoefte in Nederland van 21 PJ in 2030. Dit zou circa 2,1 GW aan elektrolysecapaciteit in binnen- en buitenland vergen, zie Tabel 1. Na 2030 zal de omvang van de verplichtingen verder toenemen.

<sup>1</sup> De formele term is: RFNBO (Renewable Fuels of Non-Biological Origin; dat wil zeggen ‘groene’ waterstof en groenewaterstofdragers, zoals groene methanol).

<sup>2</sup> Dus niet de totale lidstaatverplichting van 42%.

Tabel 1 - Benodigde volumes waterstof voor het concept-ingroeipad van voorgenomen RFNBO-afnameverplichting industrie (en een grondslag van 70 PJ/jaar)

Jaar	Percentage ingroeipad industrie	Benodigd volume industrie (PJ)	Vraag groene waterstof vervoersector (PJ)	Totale vraag groene waterstof industrie plus vervoer	Indicatie benodigde productiecapaciteit (GW)
2026	0,2%	0,14	0	0,14	0,014
2027	1%	0,7	1	1,7	0,17
2028	8%	5,6	2	7,6	0,76
2029	16%	11,2	3,25	14,45	1,45
2030	24%	16,8	4,5	21,3	2,13

## Invulling van de afnameverplichting

Vanuit verschillende financiële instrumenten is er tot 2030 opgeteld ongeveer € 6,5 miljard beschikbaar voor de opbouw van de waterstofketen. Hier staat tegenover dat de kostprijs van groene waterstof significant hoger ligt dan van grijze waterstof. Vanuit verschillende recente rapporten ontstaat een bandbreedte voor de onrendabele top (groene ten opzichte van grijze waterstof) van € 4 tot € 8 per kg groene waterstof. In dit rapport is als basis-variant (conservatief) gerekend met een onrendabele top van 8 €/kg groene waterstof, als conservatieve inschatting.

Aan de hand van de beschikbare subsidies en volledige *meerkostenfinanciering* van groene waterstof, is een berekening gemaakt van de mogelijke productiecapaciteit in Nederland. Hieruit blijkt dat er tot en met 2028 voldoende subsidie beschikbaar is om te voldoen aan het ingroeipad van de afnameverplichting. Vanaf 2029 ontstaat er een tekort van ruim 300 MW en in 2030 van bijna 700 MW productiecapaciteit. Dit tekort zal nog verder en sneller oplopen na 2030.

Ongeveer 20% van de groenewaterstofkostprijs bestaat uit nettarieven elektriciteit en dit is een factor die binnen het bereik van overheidsbeleid ligt. Daarnaast bestaat de mogelijkheid dat een deel van de onrendabele top betaald wordt door de industrie, in de vorm van positieve HWI-prijs<sup>3</sup> of onrendabele top voor RFNBO. Bij de rekenvariant waarbij elektrolyzers 100% vrijgesteld worden van de netkosten voor elektriciteit, zou er op grond van de beschikbare subsidiebudgetten (en met alle gemaakte rekenaannames) nét onvoldoende productiecapaciteit gerealiseerd kunnen worden om aan de afnameverplichting in 2030 te kunnen voldoen. Bij de opties waarbij 50 tot 100% van de netkosten voor elektriciteit worden vrijgesteld en de overheid 70% van de resterende meerkosten dekt, gaat het ruimschoots goed. Ook import kan een deel van de voor afnameverplichting benodigde volumes groene waterstof invullen.

<sup>3</sup> HWI = Hernieuwbare Waterstofeenheid voor de Industrie.

Tabel 2 - Gevraagde productiecapaciteit op basis van de afnameverplichting industrie, en berekende realisatie voor verschillende varianten, op grond van beschikbare subsidiebudgetten

Jaar	Gevraagde capaciteit in MW vanuit afnameverplichting industrie	Berekende mogelijke realisatie productiecapaciteit <sup>4</sup> groene waterstof (MW) op grond van beschikbare subsidiebudgetten en onrendabele top			
		Basisscenario	Netkosten 100% vrijgesteld en 100% dekking meerkosten door overheid	Netkosten 50% vrijgesteld en 70% dekking meerkosten door overheid	Netkosten 100% vrijgesteld en 70% dekking meerkosten door overheid
2026	14	173	310	283	391
2027	70	423	717	777	1.015
2028	560	615	1.039	1.171	1.518
2029	1.120	782	1.335	1.540	1.995
2030	1.680	948	1.632	1.909	2.473

### *Over HWI-inkooptenders (door de overheid) als mogelijk instrument*

HWI-inkooptenders door de overheid zouden meer afzetzekerheid kunnen creëren voor HWI-rechten, en daardoor industriële partijen kunnen stimuleren om fysiek meer groene waterstof te gebruiken (dan hun verplichting). Hierdoor kunnen partijen met een fysiek tekort ook aan hun jaarplicht voldoen.

In de analyse zien we dat dit tenderinstrument, in een krappe HWI-markt zoals die in eerste instantie zal zijn, een prijsopdrijvende werking kan hebben, zonder dat het veel extra groenewaterstofgebruik realiseert. Ons beeld van HWI-tenders is dat het wel een deel van de onrendabele top kan overbruggen, maar dat dit onvoldoende is om FIDs te nemen.

### **Conclusies en aanbevelingen**

Een afnameverplichting ondersteunt het vertrouwen van de markt in een bestendig overheidsbeleid om een waterstofeconomie in Nederland op te bouwen. Of het voorgestelde ingroeipad voor de afnameverplichting haalbaar is, hangt af van enkele belangrijke factoren en hun precieze timing, zoals de realisatie van productie- en importcapaciteit, en van de infrastructuur. In het huidige tempo, en uitgaande van een grondslag van industrieel waterstofgebruik van 70 PJ, wordt het voorgestelde ingroeipad van de afnameverplichting voor de industrie naar 24% in 2030 niet gehaald, laat staan de lidstaatverplichting van 42% in 2030. Met andere aannames over onder andere kosten en grondslag (waaronder over import van ammoniak) is het ingroeipad wel haalbaar, op grond van kwantitatieve analyses van subsidiebudgetten en onrendabele toppen. Om dat ook daadwerkelijk te realiseren, moeten nu wel in hoog tempo Financial Investment Decisions (FIDs) worden genomen. We merken dat marktpartijen daarvoor nu nog te grote onzekerheden zien, en constateren dat er sprake is van ‘transitiefalen’. We denken dat de overheid daar een actieve rol in kan spelen door het maken van maatwerk- en bindende ketenafspraken met marktpartijen, gericht op het de-risken van investeringen in de RFNBO-keten. Duidelijkheid over de toekomst van ammoniakproductie in Nederland dient een onderdeel van die afspraken te zijn.

<sup>4</sup> Ook import kan een deel van de benodigde volumes invullen. In deze analyses is aangenomen dat daarvoor ruwweg dezelfde onrendabele top geldt als voor productie in Nederland. Zie ook CE Delft (2023).

# 1 Inleiding

## 1.1 Aanleiding

De RED III bevat een lidstaatverplichting om te zorgen dat in 2030 in de lidstaat een hoeveelheid RFNBO (verder in dit document veelal: 'groene waterstof') wordt ingezet, die gelijk is aan 42% van het industrieel waterstofgebruik voor finaal energiegebruik en niet-energetisch gebruik, behoudens enkele uitzonderingen. Dat percentage groeit naar 60% in 2035. De Nederlandse overheid is voornemens om die lidstaatverplichting althans deels door te leggen naar de waterstofgebruikende industrie. De tijd tot 2030 is kort, mede omdat de gehele keten moet worden opgebouwd (productie, infrastructuur, afname). Bovendien valt de kostprijsontwikkeling van groene waterstof tegen.

Marktpartijen in de gehele keten willen in principe wel, en zien economische kansen. Afnemers maken zich echter zorgen over hun concurrentiepositie ten opzichte van de andere EU-lidstaten (die voor zover nu bekend niet naar een afnameverplichting voor de industrie toewerken) en ook voor hun exportpositie naar klanten buiten de EU (CBAM beschermt alleen tegen *import* van grijze waterstof(dragers)). De uitslag van de Tweede Kamerverkiezingen heeft daar nieuwe onzekerheden aan toegevoegd wat betreft de ambities van een nieuw kabinet op het waterstofdossier. Door al deze en andere onzekerheden (zie onder andere CE Delft (2023)) zijn partijen huiverig om investeringsbeslissingen te nemen voor productie of import van groene waterstof.

Al met al is er een complexe situatie ontstaan. De vraag is wat een goed werkbare weg vooruit is qua beleidsinstrumentatie, in de periode tot 2030 en verder.

## 1.2 Doel en onderzoeksvragen

Het doel van het project is tweeledig:

1. Verifiëren van het ingroeipad zoals het ministerie van Economische Zaken en Klimaat (verder: EZK) dat voorgesteld heeft te onderzoeken.

Met daarbij de onderzoeksvragen:

- Is dat ingroeipad haalbaar en zo ja, onder welke voorwaarden?
  - En zo niet: wat is dan maximaal haalbaar en onder welke voorwaarden?
2. Check uitvoeren op de mogelijkheid van 'HWI-inkooptenders' door de Rijksoverheid, met daarbij de onderzoeksvragen:
    - Onder welke voorwaarden kunnen deze inkooporders tot FID van elektrolyseprojecten leiden?
    - Onder welke voorwaarden hebben deze tenders een negatieve invloed op de RFNBO-verplichting?
    - In welke mate kunnen deze inkooporders bijdragen aan de haalbaarheid van het genoemde ingroeipad, doordat ze voldoende zekerheid bieden voor FIDs van nog enkele projecten in 2024?



### 1.3 Leeswijzer

In Hoofdstuk 2 gaan we in op de nu bekende cijfers over aanbod- en vraagzijde, met subconclusies over wat die betekenen voor het ingroeipad van de afnameverplichting. In Hoofdstuk 3 bespreken we de effecten van HWI-inkooptenders. Conclusies en aanbevelingen staan in Hoofdstuk 4.

De opdracht was om dit rapport zo bondig mogelijk te houden met een beperkt aantal pagina's. We gaan er daarom van uit dat de lezer al goed bekend is met termen als RFNBO en HWI's. Nadere uitleg is te vinden in CE Delft (2023).

De formele term die de RED III hanteert is 'RFNBO' (Renewable Fuels of Non-Biological Origin), gedefinieerd als: "liquid and gaseous fuels the energy content of which is derived from renewable sources other than biomass". Voor het leesgemak gebruiken we in de teksten in dit rapport regelmatig de term 'groene waterstof', wat grotendeels (maar niet geheel) synoniem is van RFNBO. Belangrijk om bij het lezen in het achterhoofd te houden, is dat ook 'groene waterstofdragers', zoals groene methanol, kwalificeren als RFNBO.

Energiecijfers van waterstof in dit rapport zijn in LHV (lower heating value). Voor de lezers die liever in kilotonnen rekenen: 1 PJ pure waterstof (LHV) weegt 8,34 kton.



## 2 Ontwikkeling aanbod en vraag en relatie met ingroeipad

### 2.1 Benodigde waterstofcapaciteit vanuit RFNBO-afnameverplichting

De benodigde waterstofcapaciteit vanuit de RFNBO-afnameverplichting voor de industrie hebben we berekend door te kijken naar het benodigde groenewaterstofvolume voor het conceptverplichtingspercentage, in PJ. Hierbij is gerekend met een totale grondslag van 70 PJ<sup>5</sup>. Vervolgens hebben we de benodigde hoeveelheden in PJ omgezet naar GW-elektrolysercapaciteit, met als vuistregel<sup>6</sup> 10 PJ/GW.

In Tabel 3 presenteren we de benodigde volumes groene waterstof die nodig zijn om te kunnen voldoen aan de afnameplicht. Deze informatie is nodig om te beoordelen of er voldoende groene waterstof beschikbaar zal zijn in Nederland voor de industrie.

Tabel 3 - Benodigde volumes waterstof voor het concept-ingroeipad van voorgenomen RFNBO-afnameverplichting industrie (en een grondslag van 70 PJ/jaar). Ook het volume voor de vervoersector is opgenomen (zie Paragraaf 2.2).

Jaar	Conceptpercentage ingroeipad afnameverplichting	Volume groene waterstof voor afnameverplichting industrie (PJ)	Volume in GW-elektrolysercapaciteit voor afnameverplichting industrie	(Minimale) vraag groene waterstof vervoer (PJ)
2026	0,2%	0,14	0,014	0
2027	1%	0,7	0,07	1
2028	8%	5,6	0,56	2
2029	16%	11,2	1,12	3,25
2030	24%	16,8	1,68	4,5

In 2030 bedraagt de conceptafnameverplichting industrie voor het gebruik van RFNBO 24% van het totale waterstofgebruik van de industrie. Dit dient ter invulling van een deel van de lidstaatverplichting voor de industrie.<sup>7</sup> In de nu volgende analyse van de vraag- en aanbodkant kijken we naar de gevolgen van het concept-ingroeipad van de afnameverplichting, niet van de lidstaatverplichting als geheel.

<sup>5</sup> Zie Tabel 4 voor de opbouw van die grondslag. Methanolproductie hebben we uit de berekening van de grondslag gehaald, omdat de betreffende methanolproductie-installatie al ruim twee jaar stilligt en een deel van het personeel inmiddels naar huis is gestuurd, dan wel elders is ingezet.

<sup>6</sup> Dit is een gangbare vuistregel, de werkelijke waarde verschilt van project tot project. De vuistregel gaat bijvoorbeeld op bij een conversie-efficiency van de waterstoffabriek van 57,65% (LHV) en 4.800 vollasturen per jaar. De vuistregel schaalt lineair met die beide parameters. Lezers die andere waardes daarvoor hanteren, kunnen zo gemakkelijk omrekenen. NB: elektrolysercapaciteit wordt uitgedrukt in elektrisch inputvermogen, niet in outputvermogen van waterstof.

<sup>7</sup> Om te kunnen voldoen aan de lidstaatverplichting van 42% in 2030 (en 60% in 2035) zal een groter deel van het waterstofgebruik vergoed moeten worden dan het concept-ingroeipad van de afnameverplichting industrie.

## 2.1.1 Voorgenomen flexopties

De integratie van groene waterstof aan de vraagkant brengt kosten met zich mee voor de industrie. Om meer flexibiliteit te kunnen bieden binnen de afnameverplichting voor de integratie van groene waterstof, is de overheid voornemens om flexopties te implementeren. De overheid denkt hierbij (onder andere) aan de volgende opties:

- **Uitstelmechanisme:** het behalen van de verplichting kan uitgesteld worden naar jaar  $X + 1$  of  $X + 2$ . Bijvoorbeeld: het bedrijf heeft de mogelijkheid om zijn verplichting voor 2026 (gedeeltelijk) mee te nemen naar 2027 of zelfs 2028.
- **Spaarmechanisme:** bedrijven kunnen meer doen dan hun verplichte deel en de bijbehorende HWI's sparen<sup>8</sup>. Deze HWI's kunnen ze vervolgens inzetten om in het volgende jaar aan hun verplichting te voldoen.

## 2.1.2 Analyse verwachte afnemerskosten (vraagkant)

In de modellering van de afnemerskosten hebben we rekening gehouden met de twee voorgenomen flexopties. Dit heeft geresulteerd in 2 scenario's (om zo een bandbreedte te geven in benodigde volumes in 2030 en dus van de verwachte afnemerskosten voor de industrie) voor het behalen van het doel in 2030.

1. **Minimumscenario:** door te sparen in 2029 kan de industriële partij haar verplichting verlagen in 2030.
2. **Maximumscenario:** door te kiezen voor uitstel in 2029 neemt de verplichting toe in 2030. Aanname daarbij: uitstel met 1 jaar is in alle jaren toepasbaar.<sup>9</sup>

In onze analyse zijn de afnemerskosten berekend voor het jaar 2030. De RFNBO-verplichtingen in 2030 per sector staan daarom in Tabel 4 gegeven voor de 2 scenario's:

Tabel 4 - Invloed flexopties op RFNBO-afnameverplichting voor industrie in 2030

Sector	Grondslag waterstofgebruik (PJ)	Basisscenario (24% afnameverplichting in 2030) (PJ)	Minimumscenario RFNBO-verplichting 2030 (sparen) (PJ)	Maximumscenario RFNBO-verplichting 2030 (uitstel) (PJ)
Ammoniak	59	14,2	11,8	23,6
Raffinaderijen	4 <sup>10</sup>	1,0	0,8	1,6
Overig	7	1,7	1,4	2,8
<b>Totaal</b>	<b>70</b>	<b>16,9</b>	<b>14,0</b>	<b>28,0</b>

Vervolgens zijn aan de hand van het model uit de recente waterstofstudie voor VNO NCW (CE Delft & TNO, 2023) de meerkosten van de inkoop van RFNBO als eventuele kosten om productieprocessen aan te passen, berekend voor de industrie.<sup>11</sup> De resultaten uit de

<sup>8</sup> Voor meer uitleg over het concept 'HWI-certificaten' zie Paragraaf 3.2.2. van CE Delft and TNO (2023).

<sup>9</sup> Dit scenario lijkt minder waarschijnlijk. Het uitstelmechanisme is vooral aantrekkelijk in de eerste jaren (bijvoorbeeld 2026 en 2027) van de RFNBO-verplichting. In 2029 lijkt dit scenario minder aannemelijk, omdat dit zorgt voor een hogere RFNBO-verplichting in het daaropvolgende jaar (2030) en daarmee de kosten voor het waterstofgebruik verhoogt bij de industriële bedrijven (door de eventuele ombouw van productieprocessen).

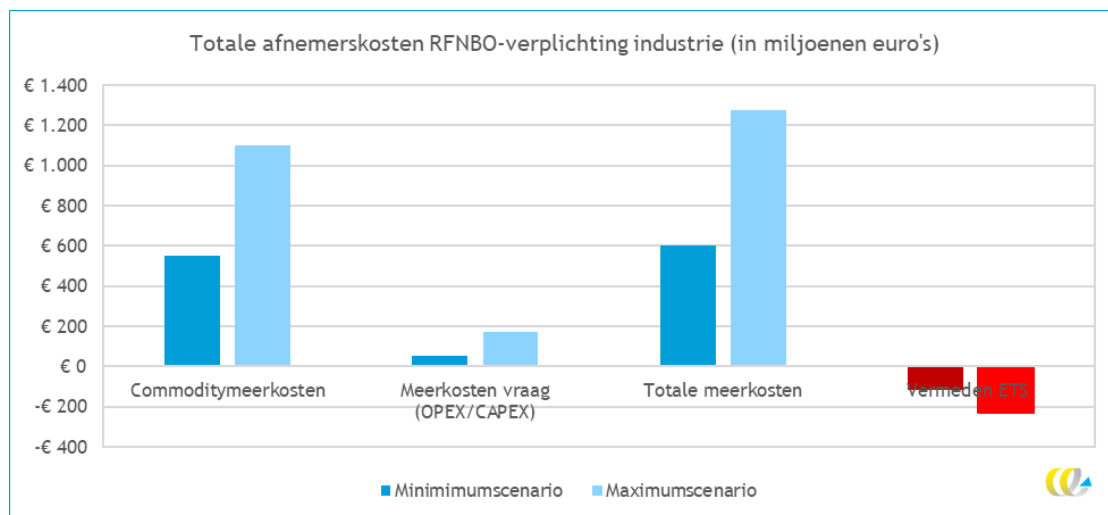
<sup>10</sup> Dit is het waterstofgebruik van de raffinaderijen dat naar verwachting onder de RFNBO-lidstaatverplichting van de industrie valt, zie CE Delft and TNO (2023).

<sup>11</sup> De HWI-prijs wordt geschat op € 5,12 (minimumscenario) en € 5,20 (maximumscenario) per kilogram groene waterstof in 2030. Er zijn bovendien CAPEX-kosten voor het aanpassen van de productieprocessen. Deze CAPEX-kosten bedragen € 0,02 (minimumscenario) en € 0,22 (maximumscenario) per kilogram groene waterstof. Het verschil komt door het niet of wel overschrijden van het omslagpunt in percentage waterstofinname.



analyse staan in Figuur 1, in miljoenen euro's per jaar in 2030 (en niet-cumulatief). De in deze analyses gehanteerde cijfers voor de onrendabele top van productie van groene waterstof ten opzichte van grijze waterstof komen ook uit CE Delft and TNO (2023).

**Figuur 1 - Afnemerskosten in miljoen euro's in 2030 (niet cumulatief)**



In Figuur 1 staan de totale afnemerskosten voor de integratie van groene waterstof bij het minimum- en maximumscenario. Het overgrote deel daarvan bestaat uit de meerkosten van groene waterstof ten opzichte van grijze waterstof (de commodity-meerkosten). Deze commoditymeerkosten bedragen € 550 miljoen per jaar in 2030.

De meerkosten aan de vraagkant (OPEX/CAPEX) voor het aanpassen van productieprocessen aan afnemerszijde bedragen ongeveer € 50 miljoen per jaar in 2030 in het minimumscenario. Dit komt doordat het eerste omslagpunt van circa 20% bij de ammoniakfabrieken nog niet overschreden wordt in het minimumscenario.<sup>12</sup>

Hiermee bedragen de totale meerkosten aan de vraagkant in het minimumscenario € 600 miljoen per jaar. Gelijktijdig worden er ook ETS-kosten vermeden. Dit bedraagt € 115 miljoen. De meerkosten voor het gebruik van groene waterstof (ten opzichte van grijze waterstof) bedragen € 5,14 per kilogram waterstof in het minimumscenario voor 2030.

Voor het maximumscenario bedragen de commoditymeerkosten € 1.100 miljoen per jaar in 2030. De meerkosten aan de vraagkant (OPEX/CAPEX) voor het aanpassen van het productieproces bedragen € 170 miljoen per jaar in 2030. Dit is significant hoger dan het minimumscenario. Bij het maximumscenario wordt, in tegenstelling tot het minimumscenario, het omslagpunt bij de ammoniakfabrieken wel overschreden. Dit brengt de totale kosten aan de vraagkant op € 1.270 miljoen in 2030 per jaar in dit scenario. Ook hier vallen er ETS-kosten vrij. Dit bedraagt ongeveer € 230 miljoen. De meerkosten voor het gebruik van groene waterstof (ten opzichte van grijze waterstof) bedragen € 5,43 per kilogram waterstof in het maximumscenario voor 2030.

<sup>12</sup> Voor meer uitleg over het begrip 'omslagpunt' in deze context: zie CE Delft and TNO (2023).

De totale kosten van de RFNBO-verplichting in het minimumscenario zijn lager dan in het maximumscenario, door enerzijds de lagere marginale kosten (p)<sup>13</sup>, en anderzijds het lagere volume (q) waaraan de industrie moet voldoen in 2030 voor de RFNBO-verplichting.

## Algemene effecten flexopties op afnemerskosten

De impact van flexopties op de inkoopprijs is beperkt, vanwege de vrij vlak lopende RFNBO-aanbodcurve. Wel verwachten we dat de spaaroptie voldoende flexibiliteit kan bieden om het eerste omslagpunt bij de ammoniakproducenten nog even uit te stellen tot na 2030.<sup>14</sup> Uitgaand van de grondslag zoals in Tabel 4 én het toepassen van de spaaroptie, wordt het omslagpunt van circa 20% bij de ammoniakproductie in 2030 niet overschreden.

De CAPEX- plus OPEX-kosten voor het aanpassen van de productieprocessen zijn lager door de spaaroptie (€ 0,73 per kg waterstof bij het maximumscenario ten opzichte van € 0,44 per kg waterstof bij het minimumscenario). De spaaroptie heeft dus een kostendempende werking op het groenewaterstofgebruik door de industrie in het zichtjaar 2030 (vooral voelbaar bij de ammoniakproducenten). Dit is echter tijdelijk, want richting 2035 zal het omslagpunt wel worden bereikt (indien de verplichting na 2030 wordt verhoogd).

Het uitstelmechanisme is vooral relevant voor de industrie in de eerste jaren van het ingroeipad, bij eventuele vertraging van de bouw van elektrolyseprojecten.<sup>15</sup>

Het spaarmechanisme helpt vooral in de laatste jaren tot aan 2030 om de kosten van de industrieverplichting relatief laag te houden, omdat het omslagpunt bij de ammoniakproducenten nog even buiten bereik blijft. Het biedt echter geen permanente oplossing, immers na 2030 zal de verplichting naar verwachting verder oplopen. En: het spaarmechanisme biedt ook geen soelaas bij het halen van de lidstaatverplichting van 42% in 2030.

## 2.2 Gevraagde waterstofcapaciteit vanuit mobiliteit en transport

Een deel van de waterstof zal ook gebruikt worden door de mobiliteit- en transportsector. De RED bevat namelijk een specifieke RFNBO-doelstelling voor transport, dat voor Nederland neerkomt op 1 PJ in 2027, 2 PJ in 2028, 3,25 PJ in 2029, 4,5 PJ in 2030.<sup>16</sup> Ook ReFuel Aviation stelt een RFNBO-doel vanaf 2030 voor de luchtvaart, maar dat doel kan in principe afgedekt worden met het gebruik dat de RED voorschrijft.

Voor de invulling van het waterstofdoel in transport schrijft de RED voor dat ook het gebruik van waterstof bij de productie van conventionele transportbrandstoffen meegeteld dient te worden (Art. 25, 2(a) van de RED). Lidstaten hebben echter wel enige vrijheid bij het implementeren (en de precieze invulling) van de richtlijn. Deze zogenoemde raffinageroute was in eerste instantie tijdelijk opengesteld in Nederland. Tot en met 2030 zal deze route

<sup>13</sup> Het is nog onduidelijk of de spaaroptie ook daadwerkelijk leidt tot lagere marginale kosten voor het groenewaterstofgebruik. Er zijn immers ook andere factoren (hogere groenewaterstofprijzen door hogere rente-, elektriciteit- of transportkosten) van belang voor de kostprijs van groene waterstof. Deze zijn variabel over tijd.

<sup>14</sup> Dit geldt overigens niet voor de lidstaatverplichting in bredere zin. Deze dient nog op een andere manier behaald te worden, en zal dan mogelijk alsnog leiden tot de overschrijding van dat omslagpunt.

<sup>15</sup> De uitsteloptie bij de industrie zorgt voor meer onzekerheid rondom de afname van groene waterstof. Dit leidt mogelijk tot verdere aarzeling en vertraging bij producenten omtrent te nemen FIDs in productie- of importcapaciteit van groene waterstof.

<sup>16</sup> Tot nu toe staat alleen 4,5 PJ in 2030 vast. De volumes in de jaren tot 2030 betreffen een aangenomen ingroeipad.

voor een beperkte hoeveelheid groene waterstof opengesteld worden. Vooral nog wordt uitgegaan van 6 PJ groene waterstof in de periode 2025 t/m 2030, die - op aangeven van opdrachtgever - gelijkmatig over die jaren zijn verdeeld.

Hieruit kan worden opgemaakt dat in 2030 de minimale vraag voor groene waterstof vanuit mobiliteit 4,5 PJ is en maximaal 5,5 PJ.<sup>17</sup> Hierdoor vraagt de transportsector in 2030 ten minste 450 tot 550 MW van de totaal aangeboden elektrolysecapaciteit. Die bandbreedte van 1 PJ is vanwege de zeevaart; het is aan Nederland om te beslissen of zeevaart volledig meetelt in de noemer of niet.

## 2.3 Verwachte groenewaterstofproductie in Nederland op basis van subsidiebudgetten

Om de verwachte groenewaterstofcapaciteit en -realisatie in Nederland te kunnen beoordelen, is een berekening gemaakt op basis van drie factoren:

1. De onrendabele top van groene waterstof ten opzichte van grijze waterstof.
2. De beschikbare subsidiebudgetten (zie Tabel 5).
3. Een overzicht van waterstofprojecten in Nederland (TNO & Berenschot, 2023).

Tabel 5 - Beschikbare subsidiebudgetten voor binnenlandse productie van groene waterstof

Subsidie	Bedrag	Spreiding over tijd
SDE++ voor groene waterstof	Aandeel voor waterstof onbekend <sup>18</sup>	Onbekend.
GroenvermogenNL	€ 300 miljoen <sup>19</sup>	Aanname: gelijkmatig verdeeld tussen 2025 en 2028.
IPCEI Waterstof 2 <sup>e</sup> golf	€ 784 miljoen	Reeds toegezegd (NB: de in de IPCEI-aanvragen aangenomen onrendabele top blijkt te conservatief. De onrendabele top is sindsdien groter geworden.
OWE 1	€ 250 miljoen	In 2023.
OWE 2 <sup>20</sup>	€ 900 miljoen	In 2024.
OWE 3	€ 3.900 miljoen	Aanname: gelijkmatig verdeeld tussen 2025 en 2028.
<b>Totaal</b>	<b>€ 6.134 miljoen</b>	

<sup>17</sup> De vraagcijfers van groene waterstof voor de transportsector zijn mogelijk iets hoger bij verplichting op gebruik van e-fuel voor luchtvaart en binnenvaart, omdat productie van e-fuels meer groene waterstof vergt dan het directe gebruik van waterstof.

<sup>18</sup> Het totale budget voor de SDE was € 8.000 miljoen in 2023. Dit kan worden gezien als de bovengrens van het bedrag dat mogelijk wordt uitgekeerd aan elektrolyserprojecten. Het SDE-budget zal worden verdeeld onder de verschillende hernieuwbare energietechnieken, mede afhankelijk van de aanvragen vanuit de markt. In 2023 werd er maximaal € 123 miljoen gereserveerd voor groene waterstof (Ministerie van EZK, 2023b). In 2022 was dit € 167 miljoen (Ministerie van EZK, 2023a). Het is niet bekend hoe dat de komende jaren zal zijn, we hebben dit daarom bewust niet meegerekend in de analyses, zodat we wat dit onderdeel aangaat, aan de veilige kant blijven in de berekeningen.

<sup>19</sup> Indicatief bedrag op basis van het totale subsidiebudget van GroenvermogenNL. Het definitieve bedrag voor groene waterstof dient nog gealloceerd te worden.

<sup>20</sup> Input EZK, betreft voorlopige cijfers. Dit geldt ook voor OWE3.

### 2.3.1 Onrendabele top groene waterstof ten opzichte van grijze waterstof

Recentelijk is in drie verschillende Nederlandse studies de onrendabele top voor de inzet van groene waterstof in 2030 berekend, zie Tabel 6. Aan de hand van deze gegevens en de subsidiebudgetten kan de op basis daarvan verwachte binnenlandse groenewaterstofproductie worden berekend. Die uitkomsten staan in Tabel 7. De cijfers zijn inclusief nettarieven elektriciteit voor elektrolyzers.

Tabel 6 - Gegevens onrendabele top van groene waterstof (ten opzichte van grijze waterstof) in 2030 (dit is inclusief nettarieven elektriciteit voor elektrolyzers)

Studie	Aangenomen prijs grijze H <sub>2</sub>	Onrendabele top
(Trinomics & QuoMare, 2023)	€ 2,82 per kg waterstof	€ 4,24 per kg waterstof
(CE Delft & TNO, 2023)	€ 2,67 per kg waterstof	€ 5,50 per kg waterstof
(TNO & Berenschot, 2023)	€ 2,79 per kg waterstof	€ 8,00 per kg waterstof

Bij de analyse van de ORT van groene waterstof is het van belang om te kijken naar de marktsituatie. Bij onze eerdere studie voor VNO-NCW hebben we gebruik gemaakt van een kostprijs-plus-benadering, die geldt in een volwassen markt. In een nog onvolwassen markt, met meer onzekerheden en risico's op markt- en transitiefalen (Bolhuis, 2023), zullen producenten vermoedelijk risicopremies inbouwen, wat leidt tot hogere kostprijzen.

Zie bijvoorbeeld de berekeningen in TNO and Berenschot (2023), waar de kosten voor de inzet van groene waterstof hoger liggen. Door de hogere kostprijzen, en daardoor een grotere onrendabele top, kan er met de subsidiebudgetten minder groene waterstof gefinancierd worden. Reden te meer voor de overheid om te zorgen voor derisking, inclusief maatwerk- en ketenafspraken voor de groenewaterstofsector.

### Derisken wind op zee

Het doel voor 'wind op zee' (offshore elektriciteitsproductie met windturbines) is een aanzienlijke kostendaling door opschaling van wind op zee. Door de grote kostendaling van de afgelopen jaren is windenergie op zee de goedkoopste grootschalige bron van duurzame energie in ons land geworden. Goedkoper dan wind- of zonne-energie op land. Het kostenniveau van windenergie op zee is nu concurrerend met gascentrales. Een deel van de oorzaak heeft te maken met externe factoren, zoals toegang tot kapitaal, en de lage rente.

Een groter deel van de kostendaling is permanent van karakter en hangt samen met het 'volwassen worden' van wind op zee. Daarbij heeft beleid vanuit de overheid ertoe bijgedragen om de risico's om te investeren sterk te beperken. Hierbij kan gedacht worden aan windlocatie op zee, het vaststellen van routekaarten wind op zee, het tenderen van nieuwe locaties, het aanleggen van een stopcontact op zee, etc. Door deze factoren zijn risico's voor de bouw en exploitatie van een windpark substantieel verminderd, wat leidt tot een lager risico-profiel van wind op zee (derisken) en daarmee lagere kapitaalkosten. Door lagere kapitaalkosten kan de kostprijs van wind op zee omlaag.



In onze verdere analyse van de verwachte groenewaterstofrealisatie in Nederland rekenen we met de onrendabele top van TNO & Berenschot (TNO & Berenschot, 2023). Dit helpt om te kunnen beoordelen of op basis van de subsidiebudgetten aan het ingroepad van de afnameverplichting kan worden voldaan, ook in de situatie waarbij de onrendabele top van groene waterstof relatief groot is.

### 2.3.2 Aannames berekening verwachte waterstofproductie in Nederland

Eerst bespreken we de aannames voor onze analyse van de verwachte waterstofrealisatie in Nederland, voordat we gaan kijken naar de resultaten uit het model:

- De onrendabele top van groene waterstof is gebaseerd op de studie van TNO and Berenschot (2023). We rekenen met de varianten voor netkostenvergoeding uit de studie van TNO en Berenschot.
- Het gat van de businesscase van een elektrolyser (100 MW, 4.200 vollasturen) is € 478 miljoen (basisscenario). Bij 50% dekking van de netkosten bedraagt het gat € 405 miljoen, terwijl dit bij volledige dekking van de netkosten € 332 miljoen bedraagt. De netkosten in het basisscenario zijn € 2,62 per kilogram groene waterstof (TNO & Berenschot, 2023).
- De subsidiebudgetten worden gebruikt om deze onrendabele top te overbruggen. Pas na het overbruggen van de onrendabele top worden projecten meegeteld bij de verwachte waterstofrealisatie in Nederland. Dit sluit aan bij het idee dat een FID alleen wordt genomen wanneer alle financiële risico's zijn weggenomen. De realiteit leert dat elektrolyzers niet gerealiseerd kunnen worden met een enkele subsidie, maar dat er vaak meer nodig is. IPCEI-projecten worden daarom pas na stapeling van subsidies meegeteld in het totaal.<sup>21</sup>
- Toegekende subsidies zijn in het model al toegerekend aan de desbetreffende waterstofprojecten.
- Subsidies worden eerst verstrekt aan waterstofprojecten die al een subsidie hebben ontvangen (vanuit IPCEI, SDE++ of DEI+).
- Vervolgens worden de waterstofprojecten gesubsidieerd met de meest recente verwachte realisatiedatum.
- Als een project zich nog in 'conceptfase' bevindt, dan gaan we ervan uit dat deze niet al in 2030 gerealiseerd is.
- Projecten worden in of na de verwachte realisatiedatum pas meegeteld bij de berekening van de totale groenewaterstofcapaciteit
- Het subsidiebedrag van OWE2 telt pas in 2027 mee, omdat deze wordt verstrekt in 2024. Er dient immers rekening gehouden te worden met 3 jaar realisatietijd tussen het verstrekken van de subsidie en de start van de productie. Bij de waterstofprojecten die subsidie zullen ontvangen, is nog geen FID genomen (en de elektrolyser is dus nog niet aanbouw).
- Het subsidiebedrag van OWE3 telt pas vanaf 2028 mee, omdat deze pas in of na 2025 wordt verstrekt (zelfde redenatie als bij OWE2). Ook is het nog onzeker of het bedrag in zijn totaliteit wordt verstrekt. In de analyse zijn we ervan uitgegaan dat het gehele OWE3-budget van € 3.900 miljoen wordt toegekend aan projecten voor groene waterstofproductie.
- Projecten waarbij er al een FID is genomen, worden meegeteld vanaf de verwachte realisatiedatum.
- De subsidiebudgetten worden optimaal ingezet, zodat er geen subsidiegeld verloren gaat. Elke euro wordt dus ingezet voor de realisatie van projecten voor groene waterstofproductie.

**Disclaimer:** Het gaat om een indicatieve berekening, met als doel inzicht te geven in de ordegrottes.

<sup>21</sup> Het is nog onzeker of er stapeling van subsidiebudgetten mogelijk is voor alle groenewaterstofsubsidies. Het is bijvoorbeeld nog onmogelijk om IPCEI-subsidies te stapelen met OWE-subsidies. Het stapelen van subsidies is belangrijk omdat de onrendabele top van groenewaterstofprojecten groter is geworden na het toekennen van de IPCEI (hogere elektriciteitsprijzen, nettarieven en prijzen voor elektrolyzers). Op dit moment nemen (veel van de) elektrolyserprojecten nog geen FID op basis van de IPCEI-subsidie. Er lijkt dus meer instrumentarium nodig te zijn om de waterstofproducenten een FID te laten nemen.



### 2.3.3 Analyse groenewaterstofproductiecapaciteit in Nederland

Op basis van de beschikbare subsidies, zie Tabel 3, en de onrendabele top van groene waterstof, is een berekening gemaakt van de verwachte groenewaterstofcapaciteit in Nederland.<sup>22</sup> De beschikbare groenewaterstofcapaciteit is gecorrigeerd voor de inzet van groene waterstof vanuit mobiliteit en transport. Met ander woorden: in de tabellen is de groenewaterstofproductiecapaciteit reeds verminderd met de groenewaterstofvraag vanuit mobiliteit en transport.

De verwachte groenewaterstofcapaciteit (op basis van de beschikbare subsidiebudgetten voor groene waterstof) is afgezet ten opzichte van de gevraagde groenewaterstofcapaciteit voortkomend uit de RFNBO-verplichting voor de industrie. De gevraagde groenewaterstofcapaciteit is berekend door de grondslag (aangenomen op 70 PJ) te vermenigvuldigen met het voorgenomen percentage ingroeipad voor het aandeel groene waterstof.

Tabel 7 - Berekende groenewaterstofproductiecapaciteit in MW (op basis van de subsidiebudgetten en onrendabele top) ten opzichte van de gevraagde groenewaterstofcapaciteit vanuit het basisscenario voor afnameverplichting

Jaar	Groenewaterstofcapaciteit in MW (basisscenario)	Gevraagde capaciteit in MW door industrie	Vershil
2026	173	14	159
2027	423	70	353
2028	615	560	55
2029	782	1.120	-338
2030	948	1.680	-732

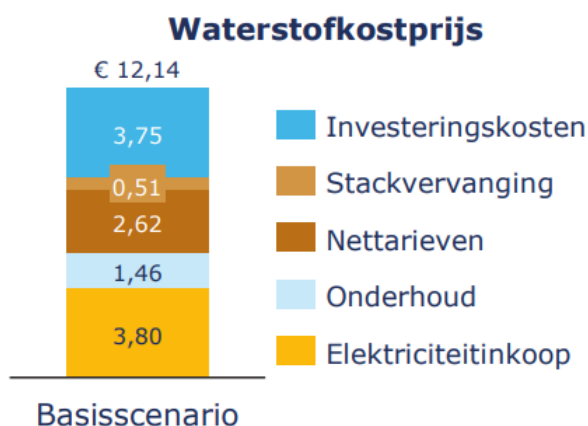
Uit deze analyse blijkt dat er op basis van de subsidiebudgetten voldoende geld beschikbaar is om de onrendabele top te dekken van de groene waterstof die nodig is voor het concept-ingroeipad van de afnameverplichting voor de industrie tot en met 2028. In 2029 ontstaat er vanuit die financiële middelen een tekort van circa 300 MW aan elektrolysecapaciteit. Dit tekort neemt verder toe naar 2030 tot circa 700 MW.

### 2.3.4 Varianten met vrijstelling van netkosten elektriciteit voor elektrolyser

Uit de analyse van TNO and Berenschot (2023) blijkt dat de netkosten elektriciteit van de elektrolyzers een grote impact hebben op de onrendabele top van groene waterstof. De netkosten variëren van € 2,62 tot € 2,80 per kilogram groene waterstof. Dit is een deel van de kostprijs van groene waterstof (zie Figuur 2).

<sup>22</sup> Hierbij zijn de jaarlijkse subsidiebedragen gedeeld door de onrendabele top uit de studie van TNO en Berenschot (TNO & Berenschot, 2023). Dit betreft de grootste onrendabele top en geeft dus een conservatief beeld van de verwachte groenewaterstofcapaciteit in Nederland, zoals berekend op basis van de beschikbare subsidiebudgetten.

Figuur 2 - Opbouw van waterstofkostprijs in 2030; basisscenario



Bron: (TNO & Berenschot, 2023).

De overheid<sup>23</sup> kan ervoor kiezen om beleid te maken om elektrolyserprojecten geheel of gedeeltelijk vrij te stellen van netkosten. Dit wordt in het buitenland reeds gedaan. In Duitsland is met de Energy Industry Act (EnWG) een nettarifvrijstelling ingeregeld voor installaties die elektrische energie opslaan (bijvoorbeeld elektrolyzers en batterijen). Die vrijstelling liep tot 2026, maar is kortgeleden verlengd naar 3 augustus 2029. Hiermee hebben de elektrolyzers een vrijstelling tot 3 augustus 2029 voor het nettarief.

Om de effecten van een netvrijstelling te verkennen, rekenen we in onze analyse met drie varianten:<sup>24</sup>

1. 0% vrijstelling netkosten elektriciteit voor elektrolyzers (basisscenario).
2. 50% vrijstelling netkosten elektriciteit voor elektrolyzers.
3. 100% vrijstelling netkosten elektriciteit voor elektrolyzers.

## Verwachte waterstofproductiecapaciteit bij volledige dekking meerkosten

In de eerste berekening zijn we ervan uitgegaan dat de volledige meerkosten vergoed moeten worden, wil de beslissing tot het gebruik van RNFBO positief uitvallen.<sup>25</sup> Financiële onzekerheden zijn in een dergelijke situatie (maximaal) weggenomen, zodat definitieve investeringsbeslissingen bij producenten (elektrolyzers en importterminals) en afnemers (installaties geschikt maken voor inzet RNFBO) genomen kunnen worden.

In Tabel 8 staat de verwachte groenewaterstofcapaciteit (op basis van de subsidie-budgetten) afgezet ten opzichte van de totale gevraagde waterstofcapaciteit vanuit de RNFBO-verplichting voor de industrie. Dit is berekend voor verschillende varianten van een eventuele vrijstelling van netkosten elektriciteit voor elektrolyzers. De beschikbare groenewaterstofcapaciteit is gecorrigeerd voor de inzet van groene waterstof vanuit mobiliteit en transport.

<sup>23</sup> NB: Formeel ligt die bevoegdheid bij de ACM.

<sup>24</sup> De vrijstelling voor netkosten is verrekend in de onrendabele top van groene waterstof. De gegevens omtrent de onrendabele top in deze berekeningen zijn gebaseerd op de studie van TNO en Berenschot (TNO & Berenschot, 2023).

<sup>25</sup> Naar verwachting zal een deel van de onrendabele top ook bij de waterstofgebruikers terecht komen.

Tabel 8 - Berekende groenewaterstofproductiecapaciteit in MW ten opzichte van de gevraagde groenewaterstofcapaciteit (volledige dekking meerkosten)

Jaar	Netkosten elektriciteit 0% vrijgesteld (basisscenario)	Netkosten elektriciteit 50% vrijgesteld	Netkosten elektriciteit 100% vrijgesteld	Gevraagde capaciteit in MW door industrie
2026	173	234	310	14
2027	423	550	717	70
2028	615	796	1.039	560
2029	782	1.016	1.335	1.120
2030	948	1.237	1.632	1.680

Bij de volledige dekking van de meerkosten van het gebruik van groene waterstof en het volledig vrijstellen van de netkosten elektriciteit voor elektrolyzers, lijkt er op grond van de subsidiebudgetten bijna voldoende groene waterstof geproduceerd te kunnen worden in Nederland om te voldoen aan groene waterstofvraag vanuit de RFNBO-verplichting. Alleen in 2030 treedt er een klein tekort op aan groenewaterstofproductiecapaciteit (zijnde 48 MW). Dit geldt niet voor de scenario's waarbij de netkosten niet of slechts gedeeltelijk worden vrijgesteld. In deze scenario's ontstaat er in 2029 en 2030 een tekort. We benadrukken dat beschikbaarheid van subsidie niet het enige relevante criterium is. We zien dat marktpartijen op dit moment huiverig zijn om FIDs te nemen, vanwege de onzekerheden in marktvolumes en prijzen.

Voor alle scenario's geldt dat er een tekort aan groene waterstof optreedt, ook bij het volledig vrijstellen van de netkosten, vanaf 2031. De industrie kan in een dergelijk geval ook groene waterstof importeren uit het buitenland. Hierover meer in Paragraaf 2.4.

### Verwachte waterstofproductiecapaciteit bij 70%-dekking meerkosten

De overheid kan ervoor kiezen om (slechts) een deel van de meerkosten voor het gebruik van groene waterstof te dekken met een productie- of vraagsubsidie. In de analyse van de verwachte groenewaterstofrealisatie rekenen we daarom ook met een variant, waarbij de overheid 70% van de meerkosten dekt (én dat de industrie dit aanvaardbaar acht).

Bij een afnameverplichting is het gebruikelijk dat ook een deel van de meerkosten bij de vragende partij wordt neergelegd (in dit geval de waterstofgebruikende industrie). De industrie, als gebruiker van RFNBO, financiert in deze rekenvariant mee voor 30% van de onrendabele top, om aan de plicht te voldoen. De mate waarin de HWI-kosten worden gedekt, heeft invloed op de HWI-prijsvorming. Een lagere dekking van de HWI-kosten door de overheid zorgt voor een hogere HWI-prijs, en dus ook hogere kosten voor de industrie.

Tabel 9 - Berekende groenewaterstofproductiecapaciteit in MW ten opzichte van de gevraagde groenewaterstofcapaciteit (bij 70%-dekking meerkosten door overheid)

Jaar	Netkosten elektriciteit 0% vrijgesteld (basisscenario)	Netkosten elektriciteit 50% vrijgesteld	Netkosten elektriciteit 100% vrijgesteld	Gevraagde capaciteit in MW door industrie
2026	195	283	391	14
2027	596	777	1.015	70
2028	913	1.171	1.518	560
2029	1.204	1.540	1.995	1.120
2030	1.496	1.909	2.473	1.680

In Tabel 9 valt af te lezen dat in het scenario met 70% kostendekking in vrijwel alle gevallen *voldoende* groene waterstof geproduceerd wordt in Nederland om te voldoen aan de groenewaterstofvraag vanuit de industrie ten aanzien van de RFNBO-plicht. Alleen in het scenario waarbij de netkosten niet worden vrijgesteld, zal er in 2030 een krapte aan groene waterstof ontstaan op de binnenlandse waterstofmarkt. Ook in dit geval kan de industrie groene waterstof importeren uit het buitenland. Mogelijk kan er in deze situatie dus alsnog worden voldaan aan de RFNBO-verplichting industrie.

## 2.4 Importmogelijkheden groene waterstof

In het buitenland wordt op korte termijn groene ammoniakproductie verwacht. Groene ammoniak is eenvoudig te transporteren, en is daarmee zeer geschikt voor import. In de analyse van de importmogelijkheden voor groene waterstof richten we ons op ammoniak, maar er zijn ook importplannen voor andere waterstofdragers, zoals LOHC's en LH<sub>2</sub>.

Op dit moment worden in Noorwegen, de VS, Egypte en Saudi-Arabië elektrolyzers gebouwd, die binnenkort groene waterstof kunnen produceren. Deze kunnen vervolgens groene ammoniak produceren, wat de beoogde waterstofdrager is voor export over zee. Deze vier projecten zullen in 2025 naar verwachting gereedkomen en kunnen in 2026 groene ammoniak leveren.

Tabel 10 - Overzicht buitenlandse projecten voor groene ammoniak, die op korte termijn gerealiseerd worden

Initiatiefnemer productie	Productievolume (2026)	Productielocatie	Wie zal NH <sub>3</sub> vermarkten?
AP/ACWA/NEOM	1.200.000 ton/jaar NH <sub>3</sub>	Neom (Saudi Arabië)	Air Products is afnemer van NH <sub>3</sub>
NFE/OCI	160.000 ton/jaar NH <sub>3</sub>	Beaumont (Texas, US)	OCI is eigenaar van NH <sub>3</sub> -plant
Yara	20.500 ton/jaar NH <sub>3</sub>	Porsgrunn (Noorwegen)	Yara is eigenaar van hele installatie
Statec/ACME	100.000 ton/jaar NH <sub>3</sub>	Duqm (Oman)	Yara is afnemer van NH <sub>3</sub>

Niet al deze groene ammoniak zal geleverd worden aan Nederland. Maar als er voldoende betalingsbereidheid bestaat, bijvoorbeeld als gevolg van een RFNBO-afnameverplichting, behoort het importeren van groene ammoniak op korte termijn tot de mogelijkheden.<sup>26</sup> Dit biedt meer flexibiliteit aan de industrie om te voldoen aan de afnameverplichting.

<sup>26</sup> Hierbij is het van belang dat vergunningen voor de importterminals tijdig gerealiseerd worden en de backbone gereed is voor de binnenlandse doorvoer van deze geïmporteerde ammoniak.



Stel dat Nederland 10% van deze buitenlandse groene ammoniakproductie weet te verkrijgen dan gaat het om significante hoeveelheden. Op basis van een verbrandingswaarde (LHV) van 18,6 MJ/kg zou dit resulteren in een equivalent van 2,7 PJ aan groene waterstof. Dit staat gelijk aan 270 MW elektrolysercapaciteit.<sup>27</sup> Hiermee zou in de eerste jaren (2026, 2027) kunnen worden voldaan aan de het ingroeipad van de RFNBO-afnameverplichting. Dit biedt enig handelingsperspectief voor de industrie, als de binnenlandse productie van groene waterstof nog onvoldoende blijkt.

Er bestaan vele andere, grote, initiatieven om in onder andere Spanje, het Midden-Oosten, Noord-Afrika, de VS en Australië groene ammoniak te produceren. Als de eerste projecten slagen, dan zal richting 2030 de productiecapaciteit van groene ammoniak kunnen worden opgeschaald. Verschillende van die initiatieven zijn voornemens om groene ammoniak te leveren aan Nederland.

Enige voorzichtigheid aangaande grootschalige buitenlandse productie van groene ammoniak is op zijn plaats. De initiatieven beginnen vaak klein, en kampen met dezelfde financieringsproblemen (hogere interestkosten, grote investeringsomvang, stijgende elektrolyserkosten) aan. De eerste projecten zullen daarom voor de financiering afhankelijk zijn van grote bedrijven c.q. beleggers (Gielen, 2023).

Momenteel zijn er Memoranda of Understanding getekend tussen (partijen in) Nederland en exportlanden van groene waterstof.<sup>28</sup> In totaal zijn er twaalf MoU's afgesloten met andere landen over de ontwikkeling van export van groene waterstof naar Nederland. De lijst met landen is divers. In Europa zijn er MoU's getekend met Spanje, Portugal, Ierland en IJsland. Voorbeelden van landen waarmee MoU's zijn overeengekomen buiten Europa, zijn: de Verenigde Arabische Emiraten, Australië, Saudi-Arabië, Oman, Chili, Uruguay, Mauritanië, en Marokko.

## 2.5 Importfaciliteiten

Om deze groene waterstof te kunnen importeren, zijn er ook importfaciliteiten nodig. Waterstof kan geïmporteerd worden via pijpleidingen van landen in of rondom Europa. Intercontinentale import zal waarschijnlijk plaats gaan vinden via schepen. Ook voor transport vanuit Spanje en Portugal wordt transport per schip voorzien, omdat de realisatie van pijplijn capaciteit met de rest van Europa (op korte termijn) lastig te realiseren is.

Waterstof is te importeren als vloeibare waterstof, of via waterstofdragers zoals ammoniak ( $\text{NH}_3$ ) of LOHCs. De Nederlandse havens hebben veel ervaring met het importeren van vloeistoffen en lijken hier zeer geschikt voor. Momenteel bestaan er vijf grootschalige ammoniakopslagtanks in haven- en industriegebieden. De huidige opslagtanks hebben een capaciteit van 15.000 ton  $\text{NH}_3$ . Daarnaast is er een plan voor het plaatsen van een opslagtank (60.000 ton  $\text{NH}_3$ ) bij de op- en overslagterminal van OCI in de Europoort.<sup>29</sup>

<sup>27</sup> Ter illustratie: in onze analyse ontstaat er in het meest conservatieve geval een tekort van ongeveer 730 MW aan groenewaterstofcapaciteit.

<sup>28</sup> De intentie voor het toekomstig verhandelen van groene waterstof wordt vastgelegd in een Memorandum of Understanding (MoU) of Memorandum of Agreement (MoA). Hierbij is de MoU een vrijblijvende intentieovereenkomst, terwijl de MoA wettelijk bindend is.

<sup>29</sup> [Onrust over komst enorme ammoniaktank in Rotterdamse haven voor opslag waterstof - Rijnmond](#)



Verder zijn er, naar nu bij ons bekend, dertien ontwikkelplannen voor importterminals bij de Nederlandse havens geïnventariseerd. Bij een groot deel van deze projecten is nog niet bekend gemaakt wat de capaciteit van de importterminals gaat zijn.

De grote Nederlandse zeehavens (Port of Rotterdam, Port of Amsterdam, North Sea Port, Eemshaven) zijn voornemens om de importfaciliteiten flink op te schalen. De ambities tellen gezamenlijk op tot 650-700 PJ/jaar (CE Delft & TNO, 2023). Dit staat gelijk aan een equivalent van circa 65 tot 70 GW aan elektrolysercapaciteit. Ter illustratie: met 2,5% realisatie van deze beoogde importcapaciteit kan worden voldaan aan de afnameverplichting voor de industrie in 2030.<sup>30</sup> We beschouwen deze zeer grote volumes als een stip op een verre horizon. Daarnaast is een deel van de import bestemd voor doorvoer naar andere landen, zoals Duitsland.

De haalbaarheid van deze ambities en van het tijdpad van de ontwikkelplannen is nog onzeker. Het is nog niet bekend wat de exacte importcapaciteit van Nederland in de toekomst gaat zijn, ook omdat het onduidelijk is in welke mate de Nederlandse havens uitvoering gaan geven aan hun ambities. Wel lijken er op termijn dus diverse mogelijkheden te ontstaan voor de industrie om ook groene waterstof uit het buitenland te betrekken.

## 2.6 Conclusies over betekenis voor ingroeipad afnameverplichting

De onderzoeksvraag is: is het concept-ingroeipad (zie Tabel 3) van de voorgenomen afnameverplichting voor de industrie haalbaar en zo ja, onder welke voorwaarden? En zo niet: wat is dan maximaal haalbaar en onder welke voorwaarden? Op basis van de analyses in dit hoofdstuk en voortbouwend op het analysewerk in CE Delft and TNO (2023) komen we tot het volgende:

- De trekkracht tot aan 2030 komt vooral van de subsidies en nog niet van de voorgenomen afnameverplichting; die dient meer ter ondersteuning.<sup>31</sup> Naarmate de markt meer liquide en volwassen is, gaat de verplichting meer en meer trekkracht krijgen ten opzichte van die van de subsidies.
- Idealiter wordt de meerprijs van ‘klimaatneutraal’ verwerkt in de kosten van de eindproducten van de ketens, zoals bijvoorbeeld van voedsel en van plastic voorwerpen. Dat vergt een nog langere adem, en een Europese en liefst mondiale inzet.
- Dat betekent dat de te realiseren volumes tot aan 2030 afhangen van de beschikbare subsidies ter dekking van de onrendabele top tussen groene en grijze waterstof.
- Zoals becijferd in Hoofdstuk 2 (zie Tabel 7) zijn de beschikbare subsidiebudgetten voldoende voor volledige dekking van de onrendabele top voor de concept-afnameverplichting voor de industrie tot en met 2028 (8%).
- Daarbij is gerekend met ten eerste die subsidiebudgetten en de aanname dat die gestapeld kunnen worden, en daarnaast met:
  - Een grondslag van 70 PJ van industrieel waterstofgebruik (59 PJ ammoniakproductie, 4 PJ raffinageproducten voor de industrie, 7 PJ overig) (zie CE Delft and TNO (2023)).
  - Een onrendabele top van 8,00 €/kg H<sub>2</sub>, dat is de hoogste waarde in Tabel 6. Daarin zijn de nu geprognosticeerde kosten van de netaansluiting elektriciteit van de elektrolyser volledig meegerekend (zie Paragraaf 2.3.4)

<sup>30</sup> Ervan uitgaande dat er voldoende groene waterstof beschikbaar komt voor import. Dit is nog niet zeker.

<sup>31</sup> We merken bijvoorbeeld ook dat de businesscase bij initiatiefnemers voor productie of import van groene waterstof wordt geënt op afzet ten behoeve van transportbrandstoffen, direct of in productieproces, en nog niet op afzet in de industrie, omdat daar nu nog onvoldoende zekerheid over is.

- Dat een deel van de beschikbare groene waterstof wordt ingezet in de mobiliteitssector, zowel direct als voor brandstofproductie (zie Paragraaf 2.2).
- Voor de concept-ingroeipercentages in 2029 (16%) en 2030 (24%) zijn de huidige subsidiebudgetten niet genoeg. Dat wijzigt echter indien:
  - Gebruik wordt gemaakt van de flexopties zoals beschreven in Paragraaf 2.1.1. Door uitstel en sparen kunnen de percentages van een volgend jaar (2029) worden gerealiseerd. De structurele vraagstukken lossen daarmee echter niet op.
  - De genoemde grondslag van 70 PJ kleiner wordt. Dat kan bijvoorbeeld als een deel van de benodigde ammoniak wordt geïmporteerd in plaats van in Nederland geproduceerd<sup>32</sup>, of als andere bedrijfsactiviteiten in Nederland worden afgeschaald, of als de Europese Commissie besluit om de gehele of een deel van de Nederlandse ammoniakproductie een uitzonderingspositie te verlenen, waardoor het niet meer meetelt in de grondslag.<sup>33</sup>
  - De onrendabele top kleiner blijkt. Bovenstaande berekeningen zijn gemaakt met de hoogste waarde van de onrendabele top uit Tabel 6. Dat kan onder andere als de elektriciteitsnetkosten van de elektrolyser lager zijn dan nu in de berekeningen aangenomen, en/of er over de gehele keten sprake is van derisking door verminderen van de onzekerheden. De overheid kan hier een actieve rol in vervullen.
  - De industrie onder de afnameverplichting een deel van de onrendabele top zelf betaalt, bijvoorbeeld als die kan worden verwerkt in de kostprijs van de producten. Dat laatste is wenselijk, echter vanwege de internationale concurrentiepositie van de industriële bedrijven ook op dit moment niet waarschijnlijk voor de grote volumes; wellicht zijn er wel mogelijkheden voor specifieke producten. Hier is echter weinig informatie over beschikbaar.

Dat de subsidiebudgetten, zoals nu bekend, voldoende zijn voor het concept-ingroeipad tot en met 2028, betekent niet automatisch dat het pad ook daadwerkelijk gerealiseerd wordt. De randvoorwaarden daarvoor zijn:

- Dat er ook daadwerkelijk productie (of import) plaatsvindt, en tijdig. Er moeten FIDs worden genomen, en de installaties moeten tijdig worden gebouwd.
- Dat er ook daadwerkelijk gebruik plaatsvindt, en tijdig. Daarvoor is het nodig om productie met gebruik te verbinden, waarvoor weer een operationeel waterstofnetwerk nodig is (uitgezonderd partijen die produceren op de locatie van het gebruik), en tijdig. Daarvoor is ook nodig dat de gebruikers het daadwerkelijk en tijdig inpassen in hun industriële installaties. Met daarbij de kanttekening dat ook wordt gewerkt aan een tijdige versoepeling van inboekregels.

We merken dat partijen in de gehele keten (productie, infrastructuur, afname) op dit moment huiverig zijn om FIDs te nemen, ondanks de beschikbare subsidiebudgetten. Dit vanwege de beschreven risico's en onzekerheden in de keten als geheel aangaande marktvolumes en prijzen. Het tempo van benodigde investeringsbeslissingen zoals we dat nu zien gebeuren, is onvoldoende om het concept-ingroeipad van de afnameverplichting te realiseren (uitgaand van de grondslag van 70 PJ), laat staan de 42% van de lidstaatverplichting in 2030. Er is dus een versnelling nodig. We zien dat er sprake is van zowel marktfalen als van transitiefalen (zie voor deze terminologie: Bolhuis (2023)) om de keten in het beoogde tempo op te laten bouwen door marktpartijen. We zien ook dat alleen het instellen van een normering, zoals de voorgenomen afnameverplichting, onvoldoende is om die situatie op te lossen, zelfs niet met de beschikbaarheid van ruime subsidiebudgetten.

<sup>32</sup> NB: Het kan nog zijn dat de Europese Commissie besluit dat bij import van ammoniak, en gebruik daarvan als ammoniak dus zonder reconversie, de waterstof in de geïmporteerde ammoniak wordt meegeteld in de grondslag van de lidstaat voor de RFNBO-lidstaatverplichting voor de industrie.

<sup>33</sup> Zie: [www.data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-13188-2023-ADD-1-REV-3/en/pdf](http://www.data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-13188-2023-ADD-1-REV-3/en/pdf)



Daarvoor zijn de onzekerheden en risico's voor de individuele marktpartijen blijkbaar te groot. De FID van Shell voor de 200 MW Holland Hydrogen One elektrolyser is tot nu toe een uitzondering, en nog niet de beoogde regel voor de bouw van grote elektrolysers. Ook FIDs voor importprojecten worden nog niet genomen.

We constateren ten eerste dat realisatie van het concept-ingroeipad (en van de lidstaatverplichting) tot aan 2030 verder naar 2035 betekent dat er duidelijkheid nodig is over de toekomst van de ammoniakproductie in Nederland. De grote omvang van ammoniakproductie in de grondslag (59 van de 70 PJ), de vrijheidsgraden die de beide ammoniakproducerende bedrijven hebben (zoals bijvoorbeeld import van ammoniak), als ook de mogelijke uitzondering van ammoniakproductie voor de grondslag door de Europese Commissie, leveren grote bandbreedtes op in de gehele keten. Die grote bandbreedtes zorgen voor onzekerheden in de keten en die werken op dit moment sterk remmend op investeringsbeslissingen van andere partijen in de keten.

We zien drie hoofd-mogelijkheden: ofwel ombouw van de fabrieken, ofwel grootschalige import van ammoniak in plaats van eigen productie in Nederland, ofwel zicht op een uitzondering door de Europese Commissie op basis van de 'declaration' van de Europese Commissie bij de RED III, ofwel volledige sluiting van kunstmestproductie in Nederland. Er zijn ook combinaties mogelijk van deels import van groene of blauwe ammoniak, en deels inname van groene waterstof vanuit de backbone (en wel onder het genoemde omslagpunt). Onze conclusie is dat via de maatwerkafpak met beide ammoniakproducenten (Yara en OCI) snel duidelijkheid behoort te komen over de verduurzamingsroute, en dat die duidelijkheid ook inzichtelijk wordt voor alle andere spelers die een rol hebben in de opbouw van de waterstofketen.

Een andere onzekerheid voor het ingroeipad van de afnameverplichting, en daarmee voor de tijdige opbouw van de markt, komt voort uit het tijdpad van de realisatie van de backbone. De bedrijven die naar verwachting onder de afnameverplichting komen te vallen, worden niet allemaal gelijktijdig op de waterstofbackbone<sup>34</sup> aangesloten. Industriecluster Chemelot, met daarbinnen ammoniakproducent OCI, zit bijvoorbeeld pas in de laatste tranche (2028-2029). Een onzes inziens elegante oplossing om daarmee om te gaan, is om de afnameverplichting voor elk bedrijf te laten ingaan op het moment dat de fysieke mogelijkheid er is om op de backbone aan te sluiten. Een administratieve oplossing via versoepeling van inboekregels is ook voorstelbaar, maar geeft ook een mogelijk concurrentienadeel. Omgaan met verschillen in aansluitmogelijkheden op de backbone kunnen onderdeel uitmaken van bovengenoemde maatwerkafspraken.

We rekenden in deze analyse met een onrendabele top van € 8,00/kg H<sub>2</sub> (TNO & Berenschot, 2023). Als we rekenen met een kostprijs + marge-berekening (CE Delft & TNO, 2023) komen we lager uit. In een nog onvolwassen markt, met meer onzekerheden en risico's op marktfalen en transitiefalen, zullen producenten vermoedelijk risicopremies inbouwen, wat leidt tot hogere marktprijzen. Hoge marktprijzen, en daardoor een grote onrendabele top, maken dat er met de gegeven subsidiebudgetten minder groene waterstof kan worden gefinancierd. Reden te meer voor de overheid om te zorgen voor derisking (net zoals gedaan is bij 'wind op zee'). In het geval van opbouw van de waterstofmarkt zou dat kunnen met maatwerkafspraken met specifieke bedrijven en ketenafspraken met de gehele groep van betrokken bedrijven. Ook het verlagen van netkosten elektriciteit voor elektrolysers, zoals in Duitsland, werkt daaraan mee.

---

<sup>34</sup> Waterstof Netwerk Nederland, door HNS.

We zien als mogelijke oplossing dat de overheid niet alleen ‘marktmeesterschap’ toepast, maar ook ‘stuurmanschap’, en wel in een nog ruimere zin dan zoals beschreven in W. Bolhuis (2023), door zowel het maken van maatwerkafspraken met individuele bedrijven als door het maken van ketenafspraken met alle betrokken bedrijven. We denken daarbij bijvoorbeeld aan de aanpak bij de opschaling van elektriciteitsproductie met windturbines op zee (‘offshore wind’). Dit aangezien het instellen van een normering (afnameverplichting voor de industrie) blijkbaar onvoldoende is om de gehele groenewaterstofketen op te bouwen door de individuele bedrijven. We zijn ons ervan bewust dat dit een ingewikkeld proces zal zijn om uit te voeren in een context van een vrije markteconomie.

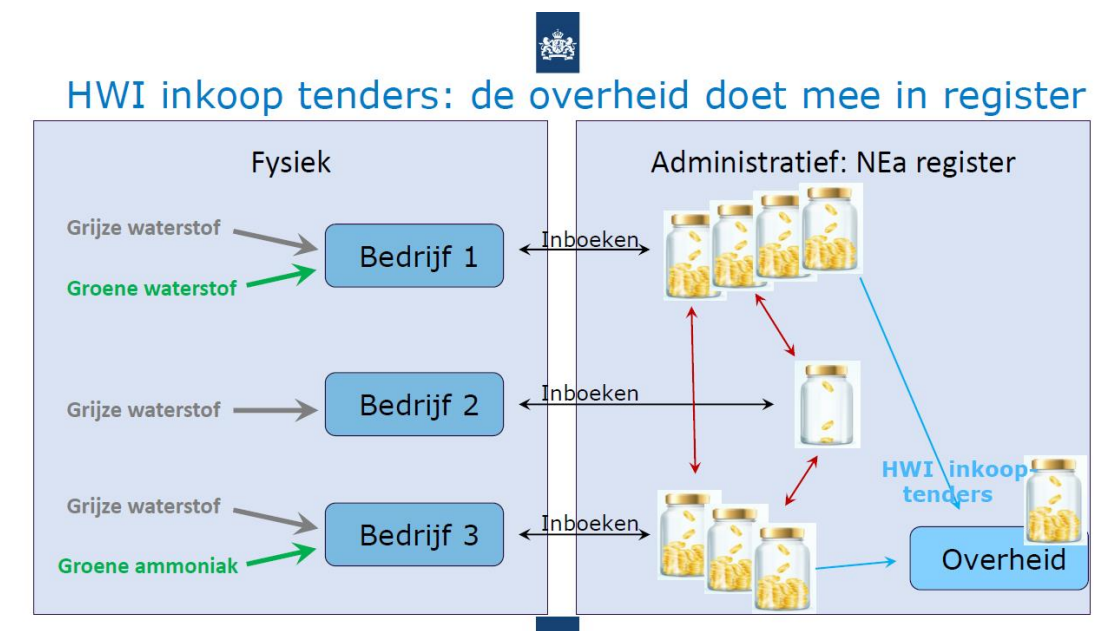
# 3 Analyse HWI-inkooptenders

## 3.1 Beschrijving instrument HWI-inkooptender

Dit is één van de mogelijke beleidsinstrumenten. Het werkt als volgt:<sup>35</sup>

- De Nederlandse overheid opent bij de NEa een HWI-rekening en koopt HWI's in bij bedrijven die onder de jaarverplichting vallen via aankooptenders.
- Het aankoopbedrag stelt bedrijven die meer willen doen dan hun eigen jaarverplichting, in staat om extra RFNBO af te nemen om in hun industrieel proces in te zetten. Het aankoopbedrag is daarmee een RFNBO-‘vraagsubsidie’.<sup>36</sup>
- De door de overheid ingekochte HWI's worden vernietigd en niet doorverkocht.
- NEa publiceert jaarlijks achteraf de gemiddelde prijs van de HWI-handel.
- Als een HWI-tender is uitgeschreven, dan wordt die uitgevoerd. Anders zal dit leiden tot onzekerheid bij bedrijven die bij de tender betrokken zijn. Één HWI-tender kan dus niet tussentijds opgezegd worden, indien toch blijkt dat er een tekort aan HWI-rechten is op de markt.
- Een tender voor één tot maximaal drie kalenderjaren. Het maximum is drie kalenderjaren, omdat de analyse vooraf niet langer vooruit zal kunnen kijken.
- Iedere afzonderlijke tendertekst bevat het volume aan in te kopen HWI's, specifieke tendervoorwaarden, contractcondities en boeteclausules, openstellingstermijn en publiek te maken gegevens.
- De winnaar van de HWI-tender is het bedrijf dat - van de bedrijven die aan de tendervoorwaarden voldoen - de goedkoopste bieding doet.

Figuur 3 - Schematische weergave werking HWI-inkooptenders



<sup>35</sup> De vorm van een (mogelijke) HWI-tender is nog niet definitief vastgesteld en wordt mogelijk nog aangepast.

<sup>36</sup> Dit betreft een andere vraagsubsidie dan de term die we eerder hebben gehanteerd in het VNO-NCW-rapport (lees: vraagsubsidie om aanpassingskosten van processen te dekken aan de vraagkant van groene waterstof) (CE Delft & TNO, 2023).

## 3.2 Belangrijke parameters voor werking van HWI-tenders

De verwachte werking van de HWI-inkooptenders zal verschillen per marktsituatie. Voor de werking van de HWI-tenders zijn er verschillende parameters van belang om een inschatting te maken van de toekomstige marktsituatie. De meest belangrijke parameters zijn:

- gerealiseerde en binnenkort te realiseren productiecapaciteit van RFNBO in Nederland;
- huidige en verwachte RFNBO-importvolumes;
- huidige HWI-spaartegoed van alle bedrijven met een HWI-verplichting en een HWI-inboekmogelijkheid, afgezet tegen de hoogte van de verplichting in het lopende en in de komende twee verplichtingsjaren, en rekening houdend met eventueel doorgeschoven verplichtingen.

De overheid analyseert de waterstof en HWI-markt op landelijk niveau door middel van een jaarlijkse monitor. Hierbij wordt onder meer gekeken of er een overschot aan HWI-rechten te verwachten valt. Met deze informatie kan de overheid betere beslissingen maken over het daadwerkelijk effectueren van de HWI-tenders.

De overheid organiseert HWI-inkooptenders alleen als bedrijven vanwege een (te) laag aanbod van RFNBO moeite hebben om aan de jaarverplichting te voldoen, of als dat voor de komende jaren wordt verwacht op basis van de analyse. De overheid probeert hiermee de groenewaterstofmarkt te verruimen.

Anderzijds zou de overheid ook HWI-inkooptenders kunnen organiseren als er meer RFNBO beschikbaar gaan zijn dan dat er gebruikt zullen worden. De overheid verzorgt dan de vraag voor het overaanbod van HWI's. Hierdoor ontstaat er afzetzekerheid voor partijen die hun HWI-rechten willen verkopen.

## 3.3 Verwachte werking tenderinstrument

Zoals eerder vermeld, is de werking van het tenderinstrument afhankelijk van de marktsituatie. In deze paragraaf schetsen wij de verwachte werking van het tenderinstrument bij een ruime en een krappe HWI-markt. In een ruime HWI-markt is er voldoende groene waterstof beschikbaar om te kunnen voldoen aan de RFNBO-plicht. In een krappe HWI-markt is het aanbod van groene waterstof op de binnenlandse en buitenlandse markt beperkt.

### Ruime HWI-markt

Bij een overschot op de HWI-markt zorgt de inkooptender voor extra verwaardingsopties voor waterstofgebruikende partijen. De waterstofgebruikende partijen kunnen de HWI-rechten (door het extra gebruik van groene waterstof) verkopen aan de overheid (maar ook aan andere industriële partijen). Dit heeft niet alleen een aanjagende werking op het waterstofgebruik van de partij die de tender wint, maar ook op andere partijen die zich hebben ingeschreven voor de tender. Deze partijen hebben namelijk al meer groene waterstof gebruikt ten opzichte van hun RFNBO-plicht, waardoor er HWI-rechten beschikbaar zijn voor andere partijen. Bij een ruime HWI-markt kan een HWI-inkooptender dus afzetzekerheid bieden, waardoor partijen mogelijk bereid zijn om meer te doen. Dit werkt als een katalysator voor het *gebruik* van groene waterstof.

Dit biedt mogelijk ook extra kansen voor het bedrijfsmodel van waterstofgebruikende partijen. Een deel van de waterstofgebruikende partijen kan eenvoudig (geïmporteerde) groene ammoniak inzetten in haar productieprocessen. Vervolgens kan de partij de HWI-rechten, voortkomend uit de inzet van deze groene ammoniak, verwaarden. Wanneer de



prijs voor de HWI-rechten hoger ligt dan de meerkosten voor de inzet van groene ammoniak, wordt het mogelijk rendabel voor de partij om op grote schaal groene ammoniak te gaan inzetten.

### **Krappe HWI-markt met mogelijk prijsopdrijvend effect**

De verwachte werking van de HWI-tender is minder positief bij een krappe HWI-markt. Bij een krappe RFNBO-markt schrijven minder partijen zich in voor de inkoop tender. De opgekochte HWI-rechten van de partij die de inkoop tender wint, worden onttrokken aan de HWI-markt. Dit verruimt dus niet het aantal HWI-rechten, maar is zelfs contra-productief.<sup>37</sup> Daarnaast zullen de andere industriële partijen die (meer waterstof gebruiken dan de RFNBO-plicht en daardoor) HWI-rechten kunnen aanbieden, beperkt zijn, omdat er bij een krappe markt minder groene waterstof beschikbaar is (en de prijs voor groene waterstof ook hoger zal liggen). De positieve impact van het tenderinstrument zal dan beperkt zijn.

Daarnaast heeft de inkoop tender in een krappe HWI-markt een sterke prijsopdrijvende werking. De HWI-tender vergroot de bestaande vraag naar HWI-rechten. Gezien de beperkte hoeveelheid HWI-rechten die beschikbaar zijn, zal dit de krapte (op korte termijn) aan HWI-rechten vergroten, waardoor de prijs voor de HWI-rechten zal toenemen. Dit zorgt voor extra kosten bij industriële partijen, die niet eenvoudig groene waterstof kunnen integreren in hun bedrijfsprocessen, en dus gedeeltelijk afhankelijk zijn van de inkoop van HWI-rechten.

De tijd om meer aanbod te realiseren in het vooruitzicht van de tender is krap, waardoor de 'trekkracht' beperkt zal zijn. Een tender voor over één (en waarschijnlijk ook twee) jaar zal niet genoeg tijd bieden om extra groene waterstofprojecten te realiseren (als de aanleiding een te laag aanbod van groene waterstof is), tenzij er op de wereldmarkt veel aanbod is.

### **Verwachtingen marktsituatie**

Uit de analyse in Hoofdstuk 2 blijkt dat er bij de daar geldende aannames voldoende groene waterstof (import en binnenlandse productie) beschikbaar zou kunnen komen om te kunnen voldoen aan de RFNBO-verplichting. Dit betreft het scenario met een ruime HWI-markt. In een dergelijke situatie zien wij de verwachte werking van het HWI-tenderinstrument positief in. Wel zijn er nog meerdere risico's in het tenderinstrument, die gemitigeerd dienen te worden. De belangrijkste risico's bespreken we hierna. Om te bepalen of er sprake is van een krappe of ruime HWI-markt, bevelen we MarktMonitor aan.

## **3.4 Imperfecte concurrentie op de HWI-markt**

Voor een aantal van de waterstofgebruikende partijen is het relatief eenvoudig om groene waterstof in te zetten. Deze partijen kunnen bijvoorbeeld direct en relatief eenvoudig groene ammoniak inzetten, of zijn reeds aangesloten op een (privaat) waterstofnet en kunnen zonder veel aanpassingskosten groene waterstof integreren. Het ligt voor de hand dat vooral deze partijen groene ammoniak en/of waterstof gaan gebruiken om te voldoen

---

<sup>37</sup> De overheid koopt HWI-rechten op met het tenderinstrument, om deze rechten vervolgens te vernietigen. De opgekochte rechten worden dus aan de HWI-markt onttrokken.

aan de RFNBO-verplichting. De andere partijen zullen voornamelijk afhankelijk zijn van de inkoop van HWI-rechten (althans op de korte termijn).

Doordat het (overschot van) waterstofgebruik bij enkele partijen geconcentreerd zal zijn, ontstaat er marktmacht op de HWI-markt. De HWI-rechten zullen (vooral) in het bezit zijn van enkele partijen, terwijl de andere partijen HWI-rechten nodig hebben voor hun RFNBO-plicht. Hierdoor kunnen de partijen die eenvoudig groene waterstof kunnen gebruiken, een hogere prijs vragen voor de HWI-rechten dan de marginale kostprijs van extra inzet.

In een krappe marktsituatie (in combinatie met imperfecte concurrentie) zal het prijsopdrijvende effect nog sterker kunnen zijn. De vraag naar HWI-rechten is immers al hoog en er is sprake van marktmacht. In een dergelijke situatie kan de HWI-inkooptender een contra-productieve werking hebben, en de kosten om te kunnen voldoen aan de verplichting voor de industrie vergroten.

### 3.5 Beleidsaanbevelingen voor het ontwerp van HWI-tender en markt

Het is van belang dat de prijsopdrijvende werking van het tenderinstrument kan worden gemitigeerd. In onze analyse zien wij verschillende opties die de prijsopdrijvende werking van het tenderinstrument kunnen verminderen:

- **Het uitstel- en spaarmechanisme.** Waterstofgebruikende partijen kunnen hun RFNBO-plicht ook in het volgende jaar vervullen, of sparen zodat ze het volgende jaar minder hoeven te doen. Dit biedt flexibiliteit, waardoor de afhankelijkheid van HWI-rechten (tijdelijk) verminderd kan worden.
- **Toezicht op HWI-markt.** De HWI-markt dient idealiter onder het toezicht van het ACM te vallen. Het is van belang dat de ACM (vooral in de eerste jaren) actief toeziet op de HWI-markt, vanwege risico's op marktcollusie.
- **Een ex ante monitor van de HWI-markt en het aanbod van RFNBO,** zodat de juiste strategische beslissingen kunnen worden gemaakt over het uitzetten van HWI-inkooptenders. Het is aan te bevelen om elk jaar, voorafgaand aan de uitgifte van de inkooporders, een ex ante monitor uit te voeren (bijvoorbeeld zoals de analyse in Hoofdstuk 2). Bij een nationale surplus van 20% (dus indicatief 20% meer productie en import dan benodigd voor RFNBO-plicht) zou de markt voldoende ruim bestempeld kunnen worden.
- **Terugroepbaarheid van een HWI-inkooptender niet aanbevolen.** De prijsopdrijvende werking van het tenderinstrument is minder stringent, als tussentijds kan worden besloten (bijvoorbeeld als het om een krappe HWI-markt gaat) om de HWI-tender stop te zetten. **NB:** dit vermindert de afzet zekerheid van HWI's en daardoor ook de toegevoegde waarde van het tenderinstrument. Idealiter wordt daarom voor een ander handelingsperspectief gekozen om de prijsopdrijvende werking van het tenderinstrument te verminderen.
- **Cap op aankoopprijs in HWI-tender.** Het kan helpen om een cap te zetten op de prijs van een HWI-inkooptender. De cap op de HWI-inkooptender kan worden gebaseerd op de gemiddelde prijs op de HWI-markt (die elk jaar wordt gepubliceerd door de NEA).
- **Houdbaarheid HWI-certificaten beperken.** Als HWI-rechten maar één of twee jaar houdbaar zijn, dan versterkt dit de incentive om de HWI-rechten te verkopen. Partijen kunnen dan niet bewust HWI-rechten opsparen om een schaarste te creëren op de HWI-markt.

## 4 Conclusies en aanbevelingen

De ambities rond de opbouw van de groenewaterstofketen zijn hoog, met binnenlandse doelen en ook een Europese lidstaatverplichting. De tijd tot 2030 is kort, mede omdat de gehele keten moet worden opgebouwd (productie, netwerk, afname). Bovendien valt de kostprijsontwikkeling van groene waterstof tegen ten opzichte van eerdere ramingen, vanwege oplopende kostprijfactoren en een hoog risicoprofiel.

Marktpartijen in de gehele keten willen in principe wel, en zien economische kansen. Ze zien echter ook nog grote onzekerheden, onder ander over marktvolumes en prijzen. Ze zijn daardoor huiverig om nu al investeringsbeslissingen te nemen voor productie (en/of import) van groene waterstof. Dit heeft weer een weerslag op beslissingen bij afnemers. Dit terwijl er op korte termijn FIDs genomen moeten worden om te zorgen dat de beoogde volumes daadwerkelijk worden gerealiseerd, in een ingroeipad naar 2030. De enige grote elektrolyser waarvoor een FID is genomen en die nu in aanbouw is, is de Holland Hydrogen One-installatie van Shell op de Maasvlakte, met een capaciteit van 200 MW.

De trekkracht vanuit het beleid komt in de eerste jaren (tot 2030) nog niet van de voorgenomen afnameverplichting voor de industrie, maar van het flankerend beleid in de vorm van subsidies. Een afnameverplichting voor de industrie, en het ingroeipad daarvan, biedt wel (meer) zekerheid dat de RFNBO-productie ook echt afgezet kan worden aan betalende klanten. De trekkracht van een afnameverplichting komt pas als de markt meer volwassen en liquide is. Idealiter wordt de meerprijs van 'klimaatneutraal' verwerkt in de kosten van de eindproducten van de ketens, zoals bijvoorbeeld van voedsel en van plastic voorwerpen. Dat vergt een lange adem, en een Europese en liefst mondiale inzet. Voor specifieke producten in specifieke markten is dat wellicht nu al (deels) mogelijk; hierover is echter weinig informatie beschikbaar. De consequentie is dat de marktvolumes in de periode tot 2030 worden bepaald door de subsidiebudgetten.

De subsidiebudgetten bedragen in totaal circa € 6,1 miljard. We hanteren de volgende uitgangspunten:

- subsidietermijnen van 15 jaar en de aanname dat de budgetten stapelbaar zijn;
- een onrendabele top van de commodityprijzen van groene ten opzichte van grijze waterstof van 8,00 €/kg H<sub>2</sub> (TNO & Berenschot, 2023).
- een ingroeipad voor RFNBO-verplichtingen in de transportsector (zie Paragraaf 2.2);
- een grondslag voor de lidstaatverplichting van 70 PJ (59 PJ ammoniak, 4 PJ productie-raffinaderijen voor industrie, 7 PJ overig);
- het concept-ingroeipad van de afnameverplichting voor de industrie van 0,2% in 2026, 1% in 2027, 8% in 2028, 16% in 2029 en 24% in 2030.

Met deze uitgangspunten concluderen we dat de subsidiebudgetten toereikend zijn voor dekking van de onrendabele top van het concept-ingroeipad van de afnameverplichting tot en met 2028.

Indien de elektrolyzers worden vrijgesteld van de nu geraamde transportkosten elektriciteit (net als nu in Duitsland) dan is het subsidiebudget toereikend voor dekking tot en met 2030. Wanneer er in plaats daarvan in de afnameverplichting een mogelijkheid wordt gegeven voor een jaar uitstel en daar daadwerkelijk gebruik van wordt gemaakt dan is via die flex-optie ook de ingroei tot en met 2030 boekhoudkundig mogelijk.



Het concept-ingroeipad van 24% van de afnameverplichting in 2030 kent echter wel een andere kwestie, en dat is dat het hoger ligt dan het omslagpunt van circa 20% bij de ammoniakproductie voor inname van groene waterstof vanuit externe levering (dat wil zeggen: vanuit de backbone). Boven dat omslagpunt moeten de bestaande fabrieksinstallaties grootschalig worden omgebouwd, zie onder andere CE Delft and TNO (2023). Hetzelfde geldt voor de lidstaatverplichting, die in 2030 op 42% ligt en in 2035 op 60%. Het bovenstaande geldt onder de aanname dat de ammoniakproductie in Nederland aanwezig blijft.

De omvang van ammoniakproductie in de grondslag, en de vrijheidsgraden die de beide ammoniakproducerende bedrijven hebben, leveren grote bandbreedtes op in de gehele keten. Die grote bandbreedtes zorgen voor onzekerheden in de keten over ontwikkeling van marktvolumes en prijsvorming, en werken op dit moment sterk remmend op investeringsbeslissingen van andere partijen. We constateren dat realisatie van het concept-ingroeipad (en van de lidstaatverplichting) betekent dat duidelijkheid nodig is over de toekomst van de ammoniakproductie in Nederland. We zien drie hoofdmogelijkheden: ofwel ombouw van fabrieken, ofwel grootschalige import van ammoniak in plaats van eigen productie in Nederland, ofwel uitzondering door de Europese Commissie<sup>38</sup>. Onze conclusie is dat via de maatwerk-aanpak met beide ammoniakproducenten (Yara en OCI) snel duidelijkheid behoort te komen over de verduurzamingsroute, en dat die duidelijkheid ook inzichtelijk wordt voor alle andere spelers die een rol hebben in de opbouw van de waterstofketen.

De bedrijven die naar verwachting onder de afnameverplichting komen te vallen, worden niet allemaal gelijktijdig op de waterstofbackbone aangesloten.<sup>39</sup> Industriecluster Chemelot, met daarbinnen ammoniakproducent OCI, zit bijvoorbeeld pas in de laatste tranche (2028-2029). Dit roept de vraag op hoe daar mee om te gaan bij het laten ingaan van de afnameverplichting. Een onzes inziens elegante oplossing om daarmee om te gaan, is om de afnameverplichting te laten ingaan op het moment dat de fysieke mogelijkheid er is om op de backbone aan te sluiten. Een andere oplossingsrichting is de administratieve versoepeling van inboekregels. Ook deze kwestie kan onderdeel zijn van de maatwerkafspraken.

We rekenen met een onrendabele top van 8,00 €/kg groene waterstof. Als we rekenen met een kostprijs + marge-berekening (CE Delft & TNO, 2023) komen we lager uit. In een nog onvolwassen markt, met meer onzekerheden en risico's op marktfalen en transitiefalen, zullen producenten vermoedelijk risicopremies inbouwen, wat kan leiden tot hogere marktprijzen. Hoge marktprijzen, en daardoor een grote onrendabele top, maken dat er met de gegeven subsidiebudgetten minder groene waterstof kan worden gefinancierd. Reden te meer voor de overheid om te zorgen voor derisking (net zoals gedaan is bij 'wind op zee'). In het geval van opbouw van de waterstofmarkt zou dat kunnen met maatwerkafspraken en ketenafspraken. Ook het verlagen van de netkosten elektriciteit voor elektrolyzers werkt daaraan mee (met een analogie met de stopcontacten op zee bij offshore wind).

Uitzoomend merken we dat partijen in de gehele keten (productie, netwerk, afname) op dit moment huiverig zijn om FIDs te nemen, ondanks de beschikbare subsidiebudgetten. Dit vanwege de beschreven risico's en onzekerheden in de keten als geheel, aangaande

<sup>38</sup> De Europese Commissie houdt in een document met Statements bij de finale tekst van de RED III de mogelijkheid open om ammoniakfabrieken op individuele basis uit te zonderen van de grondslag.

Die uitzonderingen worden dan gemaakt door de Europese Commissie, niet door de betreffende lidstaat, en op basis van nog niet bekendgemaakte criteria. Beslissingen door de Europese Commissie over die uitzonderingen komen pas op basis van de rapportages van lidstaten over de realisatie van de doelen in 2030.

<sup>39</sup> WaterstofNetwerk Nederland, door HNS.

marktvolumes en prijzen. Het tempo van benodigde investeringsbeslissingen zoals we dat nu zien gebeuren, is onvoldoende om het concept-ingroeipad van de afnameverplichting te realiseren, laat staan de 42% van de lidstaatverplichting in 2030. We zien dat er sprake is van zowel marktfalen als van transitiefalen (zie voor deze terminologie: W. Bolhuis (2023)) om de keten in het beoogde tempo op te laten bouwen door marktpartijen. We constateren ook dat alleen het instellen van een normering, zoals de voorgenomen afnameverplichting, onvoldoende is om die situatie op te lossen, zelfs niet met de beschikbaarheid van ruime subsidiebudgetten. Daarvoor zijn de onzekerheden en risico's voor de individuele marktpartijen blijkbaar nog te groot.<sup>40</sup>

We zien als mogelijke oplossing dat de overheid daar een actieve rol in gaat spelen. Niet alleen door 'marktmeesterschap' toe te passen, maar ook 'stuurmanschap', en wel in een nog ruimere zin dan zoals beschreven in W. Bolhuis (2023): door zowel het maken van maatwerkafspraken met individuele bedrijven én door het maken van ketenafspraken met alle betrokken bedrijven, gericht op het derisken van investeringen in de RFNBO-keten. Duidelijkheid over de toekomst van ammoniakproductie in Nederland dient een onderdeel van die afspraken te zijn. Dit aangezien het instellen van een normering (afnameverplichting voor de industrie) naar verwachting op termijn tot 2030 onvoldoende is om de groene waterstofketen tijdig op te bouwen door de individuele bedrijven afzonderlijk.

## **HWI-inkooptenders (door de overheid) als mogelijk instrument**

Tot slot over de mogelijkheid van HWI-inkooptenders door de overheid als instrument. In de analyses in Hoofdstuk 2 zien we dat het nog onduidelijk is of er voldoende groene waterstof beschikbaar is om te kunnen voldoen aan het concept-ingroeipad van de afnameverplichting tot en met 2030. HWI-inkooptenders beogen meer afzetzekerheid te creëren voor HWI-rechten, en partijen met overcapaciteit ten opzichte van hun jaarplicht te verleiden deze te verwaarden door verkoop aan externe afnemers.

In de analyse zien we dat het tenderinstrument in een krappe HWI-markt een prijsopdrijvende werking kan hebben (zonder dat het veel extra groenewaterstofgebruik realiseert). In een ruime HWI-markt heeft het tenderinstrument mogelijk wel een aanjagende werking op het waterstofgebruik. De waterstofgebruikende partijen kunnen de HWI-rechten verkopen aan de overheid. Dit heeft niet alleen een aanjagende werking op het waterstofgebruik van de partij die de tender wint, maar ook op andere partijen die zich hebben ingeschreven voor de tender en niet hebben gewonnen.

Het is daarom van belang dat de prijsopdrijvende werking van het tenderinstrument (in een krappe HWI-markt) wordt gemitigeerd. Daarvoor zijn verschillende beleidsopties beschikbaar. Denk bijvoorbeeld aan het uitstel- en spaarmechanisme, toezicht op HWI-markt, ex ante analyse van de HWI-markt, terugroepbaarheid van HWI-tender, cap op aankoop-prijs, houdbaarheid van HWI-rechten.

Verder rest de vraag of een HWI-tender groenewaterstofproductie op korte termijn zal verruimen. Een tender wordt voor maximaal drie jaar uitgegeven. Dit lijkt (te) kort ten opzichte van de doorlooptijd van elektrolyserprojecten. Gelijktijdig wordt het wel aantrekkelijker om meer groene waterstof te gebruiken (dan de RFNBO verplicht stelt). Dit zorgt indirect ook voor een stimulans aan de productiekant.

---

<sup>40</sup> De FID van Shell voor de 200 MW Holland Hydrogen One-elektrolyser is tot nu toe een uitzondering, en nog niet de beoogde regel voor de bouw van grote elektrolyzers. Ook FIDs voor importprojecten worden nog niet genomen.



Ons beeld over het instrument van HWI-tenders is dat het afnemers kan helpen een deel van de onrendabele top te overbruggen, daar waar dat niet via subsidies gebeurt, maar de hamvraag blijft of dit voldoende is om een FID te nemen. De huidige signalen uit de markt wijzen erop dat dat niet het geval is.



# Referenties

- Bolhuis, W. (2023). *Beleidseconomen moeten weten wat transitiefalen is.*
- CE Delft. (2023). *Afnameverplichting groene waterstof.*
- CE Delft, & TNO. (2023). *Afnameverplichting groene waterstof.*
- Gielen, D. (2023). *Scaling Hydrogen Financing for Development.*
- Ministerie van EZK. (2023a). *Stand van zaken SDE++ en resultaten SDE++ en SCE 2022.*
- Ministerie van EZK. (2023b). *Stand van zaken SDE++ herfst 2023.*
- TNO, & Berenschot. (2023). *Effecten van een productiesubsidie voor elektrolyzers.*
- Trinomics, & QuoMare. (2023). *Assessment of policy instruments for hydrogen in the Netherlands.*
- W. Bolhuis. (2023). *Beleidseconomen moeten weten wat transitiefalen is.*