
Studie naar mogelijke beleidsmaatregelen ter ondersteuning van realisatie van waterstofimportketens

18 november 2025





Part of the PwC network



Prof. Dr. Gülbahar Tezel

Partner

M: +31 (0) 613 915 671

gulbahar.tezel@pwc.com

PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.

Thomas R. Malthusstraat 5,

1066 JR Amsterdam

Postbus 9616, 1006 GC Amsterdam

T: +31 (0) 88 792 00 20

Stichting NLHydrogen

Ter attentie van Alice Krekt

Weena 505

3013 AL Rotterdam

Onderwerp: Studie naar mogelijke beleidsmaatregelen ter ondersteuning van waterstofimportketens

Beste Mw. Krekt,

We zijn verheugd ons rapport te presenteren over de mogelijke beleidsmaatregelen ter ondersteuning van de realisatie van waterstofimportketens. Dit rapport beschrijft de potentiële voordelen van waterstofimport en geeft een duidelijk en beknopt overzicht van de belangrijkste knelpunten die opschaling van de waterstofimportketen momenteel belemmeren, op basis van bestaande literatuur, economische analyses en input van betrokken partijen. Het rapport bevat ook duidelijke aanbevelingen voor het aanpakken van deze knelpunten.

Dit rapport is het resultaat van het werk dat we zijn overeengekomen uit te voeren conform de bevestiging van de opdracht d.d. 7 juli 2025. Ons rapport wordt verstrekt onder de voorwaarde dat het uitsluitend bestemd is voor gebruik door NLHydrogen en voor het doel zoals vermeld in het rapport. Geen andere partijen dan NLHydrogen zijn gemachtigd om het rapport te gebruiken of erop te vertrouwen. Wij aanvaarden dan ook geen enkele verantwoordelijkheid, zorgplicht of aansprakelijkheid jegens een niet-geautoriseerde lezer van ons rapport – hetzij uit hoofde van een contract, onrechtmatige daad (waaronder nalatigheid) of anderszins – en jegens enige andere partij dan NLHydrogen, inclusief de belanghebbenden die via interviews en/of workshops aan dit rapport hebben bijgedragen.

Als u vragen hebt over het rapport, neem dan gerust contact met mij op.

PricewaterhouseCoopers Advisory N.V.

Prof. dr. Gülbahar Tezel

Partner Strategy&

Inhoudsopgave

	Managementsamenvatting	4
	Management Summary (EN)	9
1	Noodzaak voor waterstof import	15
2	Knelpunten die waterstof import belemmeren	27
3	Instrumenten die waterstofimport naar Nederland bevorderen	36
A	Appendix	53



Managementsamenvatting (1/5)

Noodzaak voor waterstofimport

- **Hernieuwbare en koolstofarme waterstof(-derivaten) kunnen gebruikt worden voor de verduurzaming van industrie, mobiliteit en energie.** Dit kan door 1) grijze waterstof in industriële processen (met name hoge-temperatuur warmte en moleculaire toepassingen) te vervangen met hernieuwbare en koolstofarme waterstof; en 2) door hernieuwbare en koolstofarme waterstof(-derivaten) te gebruiken als vervanger van een fossiel alternatief (zoals brandstof in de mobiliteit- en energiesector).
- **Vooraf Nederland en Duitsland hebben relatief veel, en op korte termijn, hernieuwbare en koolstofarme waterstof(-derivaten) nodig door de aanwezigheid van grote industriële clusters en transporthubs.** De Europese RED-III regelgeving stelt specifieke doelstellingen voor het gebruik van hernieuwbare waterstof(-derivaten) in de industrie en mobiliteit-sector. Voor Nederland impliceert deze doelstelling een hernieuwbare waterstof(-derivaten)gebruik van 22 PJ (~183 kton) in 2030. Om klimaatdoelstellingen voor 2030 te behalen schatten scenariostudies in dat 51 – 61 PJ (425 – 508 kton) hernieuwbare en koolstofarme waterstof nodig is. Na 2030 is de verwachting dat waterstofvraag verder doorgroeit, gedreven door voortgaande verduurzaming. In Duitsland zal de waterstofbehoefte naar verwachting nog groter zijn, vanwege de aanwezigheid van grote industriële clusters. Door hoge importbehoefte van Duitsland zien Nederland en België kansen om als waterstofhub grote volumes waterstof door te voeren naar (met name) Duitsland. Belangrijke randvoorwaarde voor deze verwachtingen is de concurrentiekracht van de industrie in NW-Europa; indien industrie op grote schaal vertrekt zal waterstofbehoefte fors lager zijn. Met enkel de tot nu toe aangekondigde productiecapaciteit (~2 PJ) worden de RED-III doelstellingen (22 PJ) als ook de benodigde waterstof voor het behalen van de klimaatdoelstellingen (52 – 61 PJ) niet behaald, waardoor additionele productiecapaciteit nodig is.
- **Waterstof(-derivaten) kunnen lokaal geproduceerd en geïmporteerd worden; import kent potentiële voordelen qua betaalbaarheid, beschikbaarheid en leveringszekerheid¹**
 - **Betaalbaarheid:** Kosten van hernieuwbare waterstofimport zijn potentieel lager dan bij lokale productie, afhankelijk van de ontwikkeling van hernieuwbare elektriciteit- en transportkosten. Landen buiten NW-Europa met gunstigere zon- en windcondities, kunnen mogelijk goedkoper hernieuwbare waterstof produceren. Indien de transportkosten beperkt blijven, kan het importeren van hernieuwbare waterstof goedkoper worden dan lokale productie. Echter, bandbreedtes van kostenstudies naar lokale productie en import zijn groot en afhankelijk van verwachtingen rondom toekomstige ontwikkelingen van elektriciteit- en transportkosten, incl. beleidskeuzes van nationale en Europese overheden over bv. infrastructuurtarieven. Over de kostencompetitiviteit van koolstofarme waterstof import is minder bekend en lijkt het kostenverschil tussen lokale productie en import kleiner. Voor direct gebruik van waterstofderivaten (bv. ammoniak en methanol) is de kostencompetitiviteit van import naar verwachting gunstiger dan voor gebruik als waterstof. Dit wordt gedreven door het feit dat voor import van de waterstofderivaten geen reconversie nodig, terwijl bij de lokale productie een extra productiestap nodig is.
 - **Beschikbaarheid:** Richting 2030 hebben Duitsland en Nederland (en ook België) al significante volumes waterstof nodig. Op korte termijn zal er, ondanks ambitieuze doelstellingen, niet voldoende productiecapaciteit zijn om in de totale vraag te voorzien. Op langere termijn is het onwaarschijnlijk dat er voldoende hernieuwbare energie beschikbaar is om aan de volledige vraag naar hernieuwbare waterstof te kunnen voldoen. Door de hoge importbehoefte van Duitsland zien Nederland en België (economische) kansen om als waterstofhub grote volumes waterstof door te voeren naar (met name) Duitsland.
 - **Leveringszekerheid:** Waterstofimport kan de leveringszekerheid van waterstof vergroten doordat het aantal aanbieders op de markt vergroot wordt en de afhankelijkheid van lokale productie beperkt wordt. Daarnaast vormt import een alternatief voor lokale waterstofopslag en kan het daarmee tevens de leveringszekerheid van waterstof vergroten.
- **Het kabinet geeft meermaals aan in te zetten op zowel lokale productie en import van zowel hernieuwbare als koolstofarme waterstof.**

Managementsamenvatting (2/5)

Knelpunten waterstofimportketen

Waterstofimport kan via schip en pijpleiding; kabinet ziet duidelijke rol voor ammoniak bij het opbouwen van een mondiale waterstofmarkt, ondanks zorgen rondom veiligheid.¹ Ammoniak kent risico's i.v.m. veiligheid, maar is de meest ontwikkelde waterstofdrager, kan ook direct gebruikt worden in de industrie, mobiliteit en energiesector en wereldwijd maken 85% van alle exportprojecten gebruik van ammoniak als waterstofdrager. Dit rapport focust op de waterstofimportketen met ammoniak als drager.

Komende jaren staat FID gepland voor >400 kt en >155 kt/jaar aan opslag- en kraakcapaciteit, voornamelijk in Rotterdam en Vlissingen. Realisatie van de projecten waarvan kraakcapaciteit bekend is zou importvolume van ~18,6 PJ (85% van RED-III doelstelling) en geschatte CO₂-besparing van ~1,4 Mton (1% van 2030 doelstelling) ontgrendelen.

De Nederlandse waterstofimportketen middels ammoniak loopt nog tegen specifieke knelpunten aan, naast de generieke knelpunten die gelden voor waterstof(import):

Categorie	Knelpunten die de gehele waterstofmarkt raken	Aanvullende knelpunten voor waterstofimport ¹	Aanvullende knelpunten voor import middels ammoniak
Economisch	Hernieuwbare en koolstofarme waterstof kennen een onrendabele top (zowel import als lokale productie). Extra kosten kunnen beperkt doorgegeven worden en komen bovenop de onder druk staande concurrentiepositie van de industrie. Dit leidt tot onzekere toekomstige waterstofvraag	Relatief grote minimaal benodigde schaal om economisch efficiënt te kunnen opereren , hierdoor is meer zekerheid nodig over de toekomstige waterstofvraag en ontwikkeling van waterstofinfrastructuur dan bij lokale productie	Onrendabele top van hernieuwbare waterstof import (met ammoniak als drager) wordt door PBL geschat op €4,70-€5,40 per kg in 2030 . Onrendabele top van direct gebruik ammoniak is lager, omdat ammoniak niet gekraakt wordt en grijze alternatief extra stap nodig heeft
Regulering en beleid/ Maatschappelijk	Beperkte stikstofruimte , waardoor beperkt ruimte is voor bouw van nieuwe waterstofinfrastructuur (bv. elektrolyzers, importterminals, netwerk)	Certificeringskaders (o.a. nodig om aan te tonen dat waterstof koolstofarm is) zijn nog in ontwikkeling , de praktische uitwerking verschilt per regio wat leidt tot onduidelijkheid, complexiteit en extra kosten	Zorgen bij omwonenden en publieke instanties over opslag en m.n. binnenlands transport van toenemende volumes ammoniak , waardoor vergunningsprocessen langer duren en vinden van geschikte locaties lastiger is
	Langdurige en onzekere vergunningsprocessen waardoor projecten voor waterstof-infrastructuur vertragen of met meer moeite tot stand komen	Onderhandelde derden-toegang voor ammoniakkrakers en vloeibare waterstofterminals , kan tot knelpunten leiden voor importeurs die zowel ammoniak (of LH ₂) importeren als de infrastructuur bezitten, en leidt tot meer administratieve lasten voor investeerders	
Benodigde infrastructuur / Technologisch	Kwaliteitseis voor waterstofnetwerk is mogelijk niet voldoende voor bepaalde afnemers, wat leidt tot additionele onzekerheid over afzetmogelijkheden		Beperkte TRL van kraken van ammoniak , hoewel kraken een bewezen technologie is, wordt ammoniakkraken nog niet op commerciële schaal gedaan, wat technologische risico's met zich mee brengt
	Ontbrekende en vertraagd waterstofnetwerk , waardoor eindgebruikers lastiger bereikt kunnen worden		
	Netcongestie , waardoor het onzeker is of waterstof-infrastructuur op tijd benodigde aansluiting krijgen		

Managementsamenvatting (3/5)

Knelpunten binnen huidig beleid

Europese en Nederlandse beleidsmakers gebruiken normen, beprijzing en subsidies om de onrendabele top van hernieuwbare (en koolstofarme) waterstof weg te nemen. Dit leidt echter voorsnog niet tot het volledig wegnemen van de onrendabele top van de waterstofimportketen, waardoor de waterstofimportketen naar verwachting niet of op beperkte schaal gerealiseerd wordt en het onwaarschijnlijk is dat de RED-III en klimaatdoelstellingen gehaald zullen worden.

Knelpunten huidig beleid	Toelichting
1. Onzekere industriële vraag vanwege weglekrisico	De concurrentiepositie van de Noordwest-Europese industrie staat onder druk door structureel hoge energie- en infrastructuurprijzen. Nationale normen voor hernieuwbare waterstof en CO ₂ -beprijzing verhogen de kosten die Nederlandse bedrijven op internationale markten niet kunnen doorberekenen, waardoor het weglekrisico toeneemt en de beoogde industriële waterstofvraag onzeker wordt. Daarnaast zijn er zorgen over effectieve CBAM-implementatie, waardoor ETS in huidige vorm kan leiden tot weglek van industriële activiteit in Europa
2. Korte horizon normering mobiliteit	Huidige normering voor de mobiliteitsector loopt tot 2030. Effectiviteit kan verhoogd worden door de normen voor langere termijn vast te stellen, zodat de gecreëerde vraagzekerheid beter aansluit bij de investeringshorizon van import-infrastructuur (~15 jaar)
3. Beperkingen in Nederlandse subsidie-instrumenten	Huidige subsidiebudget voor waterstofimport ligt niet in lijn met de onrendabele top van de investeringen die nodig zijn om de (RED-III/ klimaat) doelstellingen te halen (naar schatting is ~€1,6-6,5 mld subsidie nodig om RED-III industrie 2030 doelstelling structureel te halen via import). Daarnaast is er geen <i>level playing field</i> voor waterstofimport in het Nederlandse subsidie-instrumentarium, vanwege verschillende budgetten (H2Global <€0,3 mld tegenover OWE >€1,3 mld (cumulatief), SDE++ €2,5 mld (cumulatief, hekje 'moleculen')) en uitsluiting van import in SDE++. Ten slotte, wordt effectiviteit van H2Global momenteel beperkt door niet-marktconforme tijdslijnen en gehanteerde scope-afbakening en is vraagsubsidie RFNBO voor industrie momenteel nog niet uitgewerkt
4. Ongedekt volloopriscio a.g.v. ketenafhankelijkheden	Naast beleidsonzekerheid zijn ontwikkelaars van importinfrastructuur blootgesteld aan praktische uitdagingen bij afnemers (bv. vertraging waterstofnetwerk), waardoor geïmporteerde volumes mogelijk niet geleverd kunnen worden en importcapaciteit onderbenut blijft. Vanwege dit volloopriscio zullen ontwikkelaars geneigd zijn om investeringen uit te stellen of te dimensioneren o.b.v. kleinere, inefficiënte schaal
5. Beperkte toegang tot EU subsidies	Importprojecten komen niet of nauwelijks in aanmerking voor Europese subsidies. Zo hebben importterminals geen recht op gratis CO ₂ -emissierechten, terwijl producenten van hernieuwbare en koolstofarme waterstof deze wel ontvangen, en is de importpijler van de European Hydrogen Bank nog niet uitgewerkt. Dit vergroot het verschil in <i>level playing field</i> tussen lokale productie en import. Voor subsidies die wel openstaan voor import is het lastig om in aanmerking te komen, omdat importprojecten geen punten krijgen voor vermeden CO ₂ (Innovation fund) of de aanvraagprocedure complex en langdurig is (CEF energy). RVO ondersteunt momenteel niet bij de aanvraag van deze subsidies

Managementsamenvatting (4/5)

Oplossingsrichtingen op Nederlands niveau

	Knelpunten huidige beleid	Oplossingsrichting op Nederlands niveau
Korte termijn ¹⁾ binnenlandse oplossingsrichtingen	2. Korte horizon normering mobiliteit	☐ Overweeg het vaststellen van normen voor de Nederlandse mobiliteit-sector voor langere termijn (min. 2040). Hiermee wordt effectiviteit van de normen vergroot, doordat gecreëerde vraagzekerheid beter aansluit bij investeringshorizon van import-infrastructuur (~15 jaar)
	3. Beperkingen in Nederlandse subsidie-instrumenten	☐ Overweeg uitbreiding van beschikbare NL subsidiebudget, zodat deze in lijn is met onrendabele top van de investeringen die nodig zijn om (RED-III/ klimaat) doelstellingen te halen (naar schatting ~€1,6-6,5 mld om RED-III industrie 2030 doelstelling structureel te halen via import) ☐ <u>Vraagsubsidie RFNBO industrie</u> : Werk voorgenomen subsidie uit, met aandacht voor <i>level playing field</i> tussen import en lokale productie ☐ <u>H2Global</u> : Overweeg: 1) Aanpassingen van tijdslijnen van Nederlandse tenders (eerste leverdatum, duur van inkoop- en afnamecontract), zodat deze beter aansluiten bij de wensen van de markt; en 2) Scope-uitbreiding in de Nederlandse tenders naar projecten waar FID al is genomen voor (deel van) buitenlandse deel van de keten (bv. buitenlandse elektrolyser) ☐ <u>SDE++</u> : Overweeg uitbreiding van SDE++ door een categorie voor import van waterstof(-derivaten) toe te voegen. Dit draagt bij aan herstellen <i>level playing field</i> met lokale productie en hierdoor wordt subsidie verleend aan meest efficiënte manier van CO ₂ -reductie ☐ <u>OWE</u> : Overweeg verbreding OWE doelstelling van capaciteit-gericht naar volume-gericht, zodat waterstofimport in aanmerking komt. Dit draagt bij aan herstellen <i>level playing field</i> met lokale productie en hierdoor kan subsidiebudget beschikbaar worden gesteld aan meest efficiënte manier om waterstofvolume te verkrijgen (en CO ₂ te reduceren)
	4. Ongedekt volloopriscio a.g.v. ketenafhankelijkheden	☐ Overweeg introductie van capaciteitsmechanisme voor korte-termijn (of het loslaten van benuttingseis binnen subsidie-instrumenten voor import) om te voorkomen dat importketens op inefficiënte schaal worden gedimensioneerd
Langere termijn/EU oplossingsrichtingen	5a. Beperkte toegang tot EU subsidies	☐ Overweeg bedrijven te ondersteunen in aanvraagproces voor CEF-subsidie (bv. door onderdeel van RVO te maken)
	5b. Beperkte toegang tot EU subsidies	☐ Pleit voor verbreding van bestaande Europese subsidie-instrumenten (EU ETS gratis rechten, Innovation Fund) naar import ☐ Pleit voor verdere uitwerking van de internationale importpijler van de EU Hydrogen Bank ☐ Pleit voor vereenvoudiging van het proces voor het verkrijgen van de CEF subsidie, zodat toegankelijkheid wordt vergroot
	1. Onzekere industriële vraag vanwege weglekrisico	☐ Pleit voor consistente implementatie van normen (2040+) en beprijzing voor industrie op EU niveau en voorkom nationale koppen ☐ Pleit ervoor om de afnameverplichting bij eindconsument voor producten o.b.v. hernieuwbare waterstof neer te leggen i.p.v. de producent ☐ Pleit voor versterking van ETS, middels implementatie van een effectieve CBAM, om weglekrisico van Europese industrie te verkleinen

1) Oplossingsrichtingen die op relatief korte termijn geïmplementeerd zouden kunnen worden door de Nederlandse overheid

Noot: Hoewel hoofdstuk 2B en 3 zich primair richt op waterstofimport via ammoniak, zouden de voorgestelde oplossingsrichtingen ook bijdragen aan reductie van de onrendabele top voor waterstofimport via andere dragers

Managementsamenvatting (5/5)

Randvoorwaarden waterstofimport

	Consistent en betrouwbaar beleid	• Standvastig, lange-termijn beleid is randvoorwaardelijk voor producenten en afnemers om FID te kunnen nemen voor waterstof(import)faciliteiten en het aangaan van lange-termijn afnamecontracten. Wisselingen in beleid vergroten onzekerheid en leiden daarmee tot uitstel van FIDs. Creëer daarom lange-termijn beleid en voorkom tussentijdse wijzigingen om betrouwbaarheid van de overheid te borgen • Ook het uitwerken van voorgenomen beleid zoals de bijmengverplichting van gascentrales en de RFNBO subsidie voor industrie kan bijdragen aan meer zekerheid voor importeurs en afnemers. Hoe eerder bedrijven op de hoogte zijn van de uitwerking, hoe beter ze de gevolgen kunnen inschatten en hierop acteren
	Aanwezige (inter-)nationale infrastructuur	Realisatie van een nationaal waterstofnetwerk is randvoorwaardelijk voor waterstofimporteurs om een groot deel van de geïmporteerde waterstof af te zetten. Vergelijkbaar met importterminals, heeft Gasunie te maken met een volloopriscico: kapitaalintensieve infrastructuur die vanwege schaalvoordelen wordt gedimensioneerd op toekomstige, maar hoogst onzekere groei. Door volloopriscico van Gasunie (deels) af te dekken, kunnen huidige volume commitment-eisen van Gasunie worden beperkt en ketenafhankelijkheden doorbroken. Een concreet mechanisme dat overwogen zou kunnen worden is een capaciteitsmechanisme (bijvoorbeeld zoals in Duitsland wordt toegepast voor het Kernnetz). Daarnaast is verdere duidelijkheid over kwaliteitseisen voor transportnetwerk randvoorwaardelijk om onzekerheid over mogelijkheid over levering aan bepaalde afnemers weg te nemen.
	Aandacht voor speelveld	Potentiële afnemers van waterstof op internationale markten (zoals de industrie) kunnen slechts beperkt genormeerd worden op nationaal niveau vanwege het weglekrisico; het is belangrijk dat de overheid aandacht houdt voor dit speelveld.
	Gezond ondernemersklimaat	O.a. stikstof, lange en trage vergunningsprocedures en netcongestie vormen een bedreiging voor het Nederlandse ondernemersklimaat en vormen ook een knelpunt voor de waterstofimportketen en de snelheid waarmee deze kan worden opgeschaald; concrete maatregelen zijn nodig om deze knelpunten te beperken.
	Publieke acceptatie	Zonder (lokaal) draagvlak komen importfaciliteiten en infrastructuur van waterstof(-derivaten), specifiek m.b.t. ammoniak, niet of met vertraging tot stand; goede, consistente informatievoorziening, communicatie over de veiligheidsmaatregelen en het belang van de totstandkoming van de waardeketen en heldere rolverdelingen tussen instanties zijn nodig om publieke acceptatie te vergroten.

Management summary (EN) (1/5)

The need for hydrogen import

- **Renewable and low-carbon hydrogen (and derivatives) can be used to decarbonize industry, mobility, and energy.** This can be done by 1) replacing grey hydrogen in industrial processes—particularly for high-temperature heat and molecular applications—with renewable and low-carbon hydrogen; and 2) using renewable and low-carbon hydrogen, including its derivatives, as substitutes for fossil alternatives (such as fuels in the mobility and energy sectors)
- **Especially the Netherlands and Germany will require relatively large volumes of renewable and low-carbon hydrogen and hydrogen derivatives in the near term, due to the presence of major industrial clusters and transport hubs.** The European Renewable Energy Directive (RED III) sets specific targets for the use of renewable hydrogen and its derivatives in the industrial and mobility sectors. For the Netherlands, this target implies consumption of 22 PJ (~183 kton) of renewable hydrogen (and derivatives) in 2030. To meet the 2030 climate targets, scenario studies estimate that 51–61 PJ (425–508 kton) of renewable and low-carbon hydrogen will be needed. After 2030, hydrogen demand is expected to continue to grow, driven by ongoing decarbonization. In Germany, hydrogen demand is expected to be even higher, owing to the presence of large industrial clusters. Due to Germany's high import demand, the Netherlands and Belgium see opportunities to act as hydrogen hubs, transporting large volumes of hydrogen to (primarily) Germany. A key assumption underpinning these expectations is the competitiveness of industry in Northwestern Europe; if industry leaves Europe on a large scale, hydrogen demand would be substantially lower. With only the production capacity announced to date (2 PJ), neither the RED III targets (22 PJ) nor the volumes required to achieve the climate targets (52–61 PJ) will be met, necessitating additional production capacity.
- **Hydrogen and its derivatives can be produced domestically or imported; imports may offer potential advantages in terms of affordability, availability, and security of supply¹**
 - **Affordability:** The costs of importing renewable hydrogen may be lower than those of domestic production, depending on the evolution of renewable electricity and transport costs. Countries outside NW-Europe with more favorable solar and wind conditions may be able to produce renewable hydrogen at lower cost. If transport costs remain limited, importing renewable hydrogen could become cheaper than producing it domestically. However, the ranges reported in cost studies on domestic production and imports are wide and depend on expectations regarding future developments in electricity and transport costs, including policy decisions by national and European authorities (e.g., on infrastructure tariffs). Less is known about the cost competitiveness of importing low-carbon hydrogen, and the cost difference between domestic production and imports appears to be smaller. For direct use of hydrogen derivatives (e.g., ammonia and methanol), the cost competitiveness of imports is expected to be more favorable than for use as hydrogen. This is driven by the fact that imported hydrogen derivatives do not require reconversion, whereas domestic production would entail an additional processing step.
 - **Availability:** Toward 2030, Germany and the Netherlands (and Belgium as well) will already require significant volumes of hydrogen. In the short term, despite ambitious targets, there will not be sufficient production capacity to meet total demand. Over the longer term, it is unlikely that enough renewable energy will be available to satisfy the full demand for renewable hydrogen. Given Germany's substantial import needs, the Netherlands and Belgium see (economic) opportunities to serve as hydrogen hubs, transshipping large volumes of hydrogen to (primarily) Germany
 - **Security of supply:** Importing hydrogen can enhance hydrogen supply security by increasing the number of suppliers in the market and reducing dependence on domestic production. Moreover, imports provide an alternative to domestic hydrogen storage, thereby further strengthening hydrogen supply security.
- **The Cabinet has repeatedly indicated that it will pursue both domestic production and imports of renewable and low-carbon hydrogen**

Management summary (EN) (2/5)

Bottlenecks hydrogen import

Hydrogen can be imported by ship and by pipeline; the Cabinet sees a clear role for ammonia in developing a global hydrogen market, despite safety concerns¹. While ammonia entails safety-related risks, it is the most mature hydrogen carrier, can also be used directly in the industrial, mobility, and energy sectors, and is employed as the hydrogen carrier in 85% of export projects worldwide. This report focuses on the hydrogen import value chain using ammonia as the carrier.

In the coming years, FIDs are planned for >400 kt of storage capacity and >155 kt/year of cracking capacity, primarily in Rotterdam and Vlissingen. Completion of the projects for which cracking capacity is known would unlock an import volume of ~18.6 PJ (85% of the RED III target) and an estimated CO₂ reduction of ~1.4 Mt (1% of the 2030 target).

The Dutch hydrogen import value chain using ammonia faces specific bottlenecks, in addition to the generic bottlenecks that apply to hydrogen (imports):

Category	Bottlenecks affecting the entire hydrogen market	Additional bottlenecks for hydrogen import ¹	Additional bottlenecks for import using ammonia
Economic	Renewable and low-carbon hydrogen face a viability gap (for both imports and domestic production). Additional costs can be passed through only to a limited extent and compound the already strained competitiveness of industry. This leads to uncertainty about future hydrogen demand	A relatively large minimum scale is required to operate economically efficiently; consequently, greater certainty is needed regarding future hydrogen demand and the development of hydrogen infrastructure than for domestic production	Viability gap for importing renewable hydrogen (using ammonia as carrier) is estimated at €4,70-€5,40 per kg in 2030 by PBL. Viability gap of direct use of ammonia is lower, because ammonia does not need to be cracked, whereas the grey alternative entails an additional step
Regulation and policy/ Societal aspects	Limited nitrogen permitting headroom, resulting in constrained capacity to build new hydrogen infrastructure (e.g., electrolyzers, import terminals, and the network)	Certification frameworks, including those to demonstrate that hydrogen is low-carbon, are still under development; practical implementation varies by region, leading to uncertainty, complexity, and costs	Concerns among local communities and public authorities about the storage and domestic transport of increasing volumes of ammonia, resulting in longer permitting processes and more difficulty finding locations
	Lengthy and uncertain permitting procedures that delay hydrogen infrastructure projects or make them more difficult to realize	Negotiated third-party access for ammonia crackers and liquefied hydrogen (LH2) terminals may create bottlenecks for importers that both bring in ammonia (or LH2) and own the infrastructure, and it imposes additional administrative burdens on investors	
Required infrastructure / technological	The hydrogen network's quality specification may be insufficient for certain offtakers, creating additional uncertainty regarding offtake options		Limited technology readiness level (TRL) for ammonia cracking: although cracking is a proven technology, ammonia cracking is not yet carried out at commercial scale, which entails technological risks
	Insufficient and delayed rollout of the hydrogen network, making it more difficult to reach end users		
	Grid congestion, creating uncertainty if hydrogen infrastructure will secure grid connections on time		

Management summary (EN) (3/5)

Bottlenecks within current policy framework

European and Dutch policymakers are employing standards, pricing, and subsidies to close the viability gap for renewable (and low-carbon) hydrogen. However, these measures have not yet fully closed the viability gap in the hydrogen import value chain, meaning the import chain is expected not to materialize or only at limited scale, making it unlikely that the RED III and climate targets will be achieved

Bottlenecks within current policy framework

	Explanation
1. Uncertainty regarding industrial demand	The competitiveness of Northwestern Europe's industry is under pressure due to structurally high energy and infrastructure prices. National standards for renewable hydrogen and carbon pricing increase costs that Dutch companies cannot pass through on international markets, thereby heightening the risk of carbon leakage and rendering the envisaged industrial hydrogen demand uncertain. Additionally, there are concerns about effective implementation of CBAM, which could cause ETS in its current form to result in industrial activity relocating outside EU
2. Short-term horizon for mobility-sector standards	The current standards for the mobility sector run until 2030. The effectiveness can be enhanced by establishing longer-term standards, so that the resulting demand certainty better aligns with the investment horizon of import infrastructure (approximately 15 years).
3. Limitations of Dutch subsidy instruments	The current subsidy budget for hydrogen imports is not aligned with the viability gap of the investments required to meet the RED III and climate targets (it is estimated that ~€1.6–6.5 billion in subsidies would be needed to consistently meet the RED III industry 2030 target via imports). In addition, there is no level playing field for hydrogen imports within the Dutch subsidy framework, due to differing budgets (H2Global < €0.3 bn versus OWE > €1.3 bn (cumulative); SDE++ €2.5 bn (cumulative, with a ring-fenced “molecules” bucket) and the exclusion of imports in SDE++. Finally, the effectiveness of H2Global is constrained by non-market-conform timelines and the scope delineation applied, and the RFNBO demand-side subsidy for industry has not yet been developed in detail.
4. Unmitigated throughput risk due value chain dependencies	In addition to policy uncertainty, developers of import infrastructure are exposed to practical challenges on the offtaker side (e.g., delays in the hydrogen network), which may prevent imported volumes from being delivered and leave import capacity underutilized. Owing to this fill (throughput) risk, developers are likely to postpone investments or size them at smaller, inefficient scales
5. Limited access to EU subsidies	Import projects are scarcely, if at all, eligible for European subsidies. For example, import terminals are not entitled to free CO ₂ emission allowances, whereas producers of renewable and low-carbon hydrogen do receive them, and the import pillar of the European Hydrogen Bank has not yet been developed. This further exacerbates the lack of a level playing field between domestic production and imports. For subsidy schemes that are open to imports, it is difficult to qualify, as import projects do not receive scoring credit for avoided CO ₂ (Innovation Fund) or face complex and lengthy application procedures (CEF Energy). RVO currently does not provide support for applications to these schemes.

Management summary (EN) (4/5)

Potential solutions on a national level

Bottlenecks within current policy framework		Potential solutions on a national level
Short term/national solutions	2. Short-term horizon for mobility-sector standards	❑ Consider establishing longer-term standards for the Dutch mobility sector (min 2040). This would increase effectiveness of the standards by ensuring that the demand certainty they create better aligns with the investment horizon of import infrastructure (approximately 15 yrs.)
	3. Limitations of Dutch subsidy instruments	❑ Consider expanding the available Dutch subsidy budget to align it with the viability gap of the investments required to meet the RED III and climate targets (estimated at ~€1.6–6.5 billion to consistently meet the RED III industry 2030 target via imports) ❑ <u>Demand-side subsidy RFNBO industry</u>: develop proposed scheme, ensuring a level playing field between imports and domestic production ❑ <u>H2Global</u>: Consider (1) adjusting the timelines of Dutch tenders (first delivery date, duration of purchase and offtake agreements) to better align with market preferences; and (2) expanding the scope of Dutch tenders to include projects for which FID has already been taken for (part of) the foreign segment of the value chain (e.g., a foreign electrolyser) ❑ <u>SDE++</u>: Consider expanding SDE++ by adding a category for the import of hydrogen (and derivatives). This would help restore a level playing field with domestic production and thereby channel subsidies to the most cost-effective means of CO₂ reduction ❑ <u>OWE</u>: Consider broadening the OWE objective from a capacity-based to a volume-based approach, so that hydrogen imports become eligible. This would help restore a level playing field with domestic production and enable subsidy funds to be allocated to the most efficient means of securing hydrogen volumes (and reducing CO₂)
	4. Unmitigated throughput risk due value chain dependencies	❑ Consider introducing a short-term capacity mechanism (or relaxing the utilization requirement within subsidy instruments for imports) to prevent import value chains from being sized at inefficient scales
	5a. Limited access to EU subsidies	❑ Consider providing support to companies in the CEF subsidy application process (for example, by assigning this role to the RVO)
Long term/EU solutions	5b. Limited access to EU subsidies	❑ Advocate for broadening existing European subsidy instruments (free EU ETS rights, Innovation Fund) to include imports ❑ Advocate for further development of the international import pillar of the European Hydrogen Bank ❑ Advocate for simplifying the process for obtaining Connecting Europe Facility (CEF) funding, in order to improve accessibility
	1. Uncertainty regarding industrial demand	❑ Advocate for consistent EU-level implementation of industrial standards (2040+) and carbon pricing, avoid additional national requirements ❑ Advocate for placing the offtake obligation for renewable-hydrogen-based products on the end user rather than on the producer ❑ Advocate strengthening the EU ETS by implementing an effective CBAM to reduce the carbon-leakage risk facing European industry

1) Potential solutions that could be implemented by the Dutch government in the relatively short term

Note: Although Chapters 2B and 3 primarily focus on hydrogen imports via ammonia, the proposed solution pathways would also contribute to reducing the viability gap for hydrogen imports via other carriers

Management summary (EN) (5/5)

Prerequisites hydrogen import

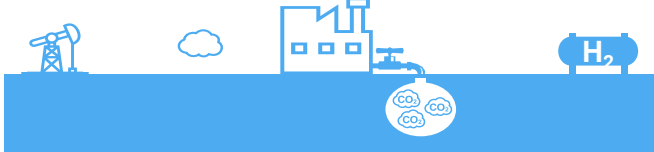
	Consistent and reliable policy	• Steadfast, long-term policy is a prerequisite for producers and offtakers to take FID for hydrogen facilities and import infrastructure and to enter into long-term offtake agreements. Policy shifts increase uncertainty and consequently lead to delays in FID. Accordingly, establish long-term policies and avoid interim changes to safeguard the government's credibility. • In addition, operationalizing proposed policies—such as a blending mandate for gas-fired power plants and the RFNBO support scheme for industry—can provide greater certainty for importers and offtakers. The sooner companies are informed of the detailed design, the better they can assess the implications and act accordingly
	Existing (inter)national infrastructure	The realization of a national hydrogen network is a prerequisite for hydrogen importers to place a large share of imported hydrogen on the market. Like import terminals, Gasunie faces a throughput risk: capital-intensive infrastructure that, due to economies of scale, is dimensioned for future but highly uncertain growth. By partially mitigating Gasunie's throughput risk, current volume-commitment requirements can be relaxed and value-chain dependencies reduced. A concrete mechanism to consider is a capacity mechanism (for example, as applied in Germany for the Kernnetz). In addition, further clarity regarding quality requirements for the transmission network is essential to remove uncertainty about the ability to supply certain offtakers.
	Level playing field considerations	Potential hydrogen offtakers in international markets (such as industry) can only be subject to national standards to a limited extent due to the risk of carbon leakage; it is important that the government remains attentive to the level playing field.
	Healthy business climate	Among other factors, nitrogen constraints, lengthy and protracted permitting procedures, and grid congestion pose a threat to the Dutch business climate and constitute bottlenecks for the hydrogen import value chain and the pace at which it can be scaled up; concrete measures are needed to mitigate these bottlenecks.
	Public acceptance	Without local support, import facilities and infrastructure for hydrogen and its derivatives, particularly ammonia, will either not materialize or will be delayed. To improve public acceptance, clear and consistent information, communication about safety measures and the importance of establishing the value chain, and a clear allocation of responsibilities among authorities are required

1. Noodzaak voor waterstofimport



Waterstof kan op veel verschillende manieren geproduceerd worden en wordt vaak geclassificeerd als grijs, hernieuwbaar of koolstofarm

Waterstofproductie methoden

Grijs	Aardgas + Stoom → Grijs H₂ + CO₂ uitstoot 	Huidige dominante productiemethode voor waterstof die leidt tot CO₂-uitstoot - Grijze waterstof wordt voornamelijk geproduceerd op basis van aardgas en stoom en leidt tot CO₂-uitstoot. Alternatieve productiemethoden zijn onder andere vergassing van afval en het winnen als bijproduct uit industriële restgassen 96% van alle waterstof in de EU wordt momenteel geproduceerd op basis van aardgas
Hernieuwbaar	Hernieuwbare stroom + Water → Hernieuwbare H₂ + O₂ 	Waterstofproductiemethode waarbij geen CO₂ wordt uitgestoten - Een alternatieve productiemethode voor waterstof is middels elektrolyse, waarbij elektriciteit wordt gebruikt om water te splitsen in waterstof en zuurstof - Wanneer hernieuwbare elektriciteit gebruikt wordt, is er sprake van hernieuwbare waterstof, en wordt er geen CO₂ uitgestoten
Koolstofarm	Aardgas + Stoom → Blauwe H₂ + CO₂ afvang 	Waterstofproductiemethodes waarbij minimaal 70% van de CO₂-uitstoot wordt gereduceerd - Koolstofarme waterstof is een variant op grijze waterstof, waarbij de CO₂ die wordt uitgestoten wordt afgevangen en opgeslagen - Vaak wordt niet alle CO₂ afgevangen, waardoor sprake is van koolstofarme waterstof - Waterstof o.b.v. elektrolyse waarbij niet volledig hernieuwbare elektriciteit wordt gebruikt wordt tevens gekenmerkt als koolstofarme waterstof

Meest gangbare productiemethode is gevisualiseerd

Noot: Alternatieve productiemethode betreft waterstof o.b.v. kenenergie (Paarse/roze waterstof). Opschaling van paarse/roze waterstof wordt pas op langere termijn verwacht, waardoor impact gering is en in dit hoofdstuk beperkt is

Bron: European Parliament Hydrogen briefing ([link](#))

Naast waterstof zijn er verschillende derivaten die gemaakt kunnen worden op basis van waterstof, die ieder andere eigenschappen kennen

Waterstofderivaten

Ammoniak

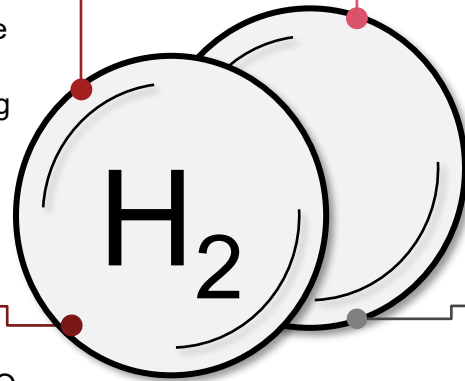
Waterstof in combinatie met stikstof

- Bevat geen koolstof en is daardoor bij verbranding CO₂-neutraal
- Kan worden vervoerd en bewaard onder hoge druk (~10bar) of bij -33 graden Celsius en heeft hogere volumetrische energiedichtheid dan waterstof
- Als brandstof of chemische toepassing te gebruiken

Synthetische brandstoffen

Waterstof in combinatie met CO₂

- Stoot CO₂ uit bij verbranding; dit is CO₂-neutraal indien duurzame CO₂ wordt gebruikt bij de productie van synthetische brandstoffen
- Heeft vergelijkbare eigenschappen als fossiel alternatief (bv. kerosine) en kan zonder aanpassingen gebruikt worden in bestaande infrastructuur



*Waterstofderivaten
(niet limitatief)*

Methanol

Waterstof in combinatie met CO₂

- Stoot CO₂ uit bij verbranding; dit is CO₂-neutraal indien duurzame CO₂ wordt gebruikt bij de productie van methanol
- Is vloeibaar te gebruiken en op te slaan bij kamertemperatuur en heeft hogere volumetrische energiedichtheid dan waterstof
- Als brandstof of chemische toepassing te gebruiken

E-methaan (LSM)

Waterstof in combinatie met CO₂

- Stoot CO₂ uit bij verbranding; dit is CO₂-neutraal indien duurzame CO₂ wordt gebruikt bij de productie van LSM
- Heeft vergelijkbare eigenschappen als aardgas en kan zonder aanpassingen gebruikt worden in gasinfrastructuur

Toelichting

- Waterstof komt, naast in pure vorm, ook voor in de vorm van waterstofderivaten waarbij waterstof samen met een andere chemische stof een eigen molecuul vormt. Typische waterstofderivaten zijn:
 - Ammoniak
 - Methanol
 - Synthetische brandstoffen
 - E-methaan (LSM)
- Deze derivaten hebben een hogere volumetrische energiedichtheid ten opzichte van pure waterstof, waardoor minder opslagvolume nodig is voor een bepaalde hoeveelheid energie. Dit maakt waterstofderivaten bijzonder geschikt voor toepassingen waar ruimte schaars is
- Daarnaast heeft elk van de waterstofderivaten eigen kenmerkende chemische en fysieke eigenschappen, die voor verschillende toepassingen relevant kunnen zijn

Noot: Waterstof kan ook tijdelijk worden omgezet in LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) om energiedichtheid te verhogen. LOHC kent echter geen directe toepassing en is derhalve geen LOHC is wel onderdeel van hoofdstuk 2, waarin wordt verdiept op waterstofimport en waterstofdragers
Bronnen: IEA ([link](#)); ABN AMRO ([link](#)); Iberdrola ([link](#)); BMWK (2024) *Import Strategy for hydrogen and hydrogen derivatives* ([link](#)); BP ([link](#));

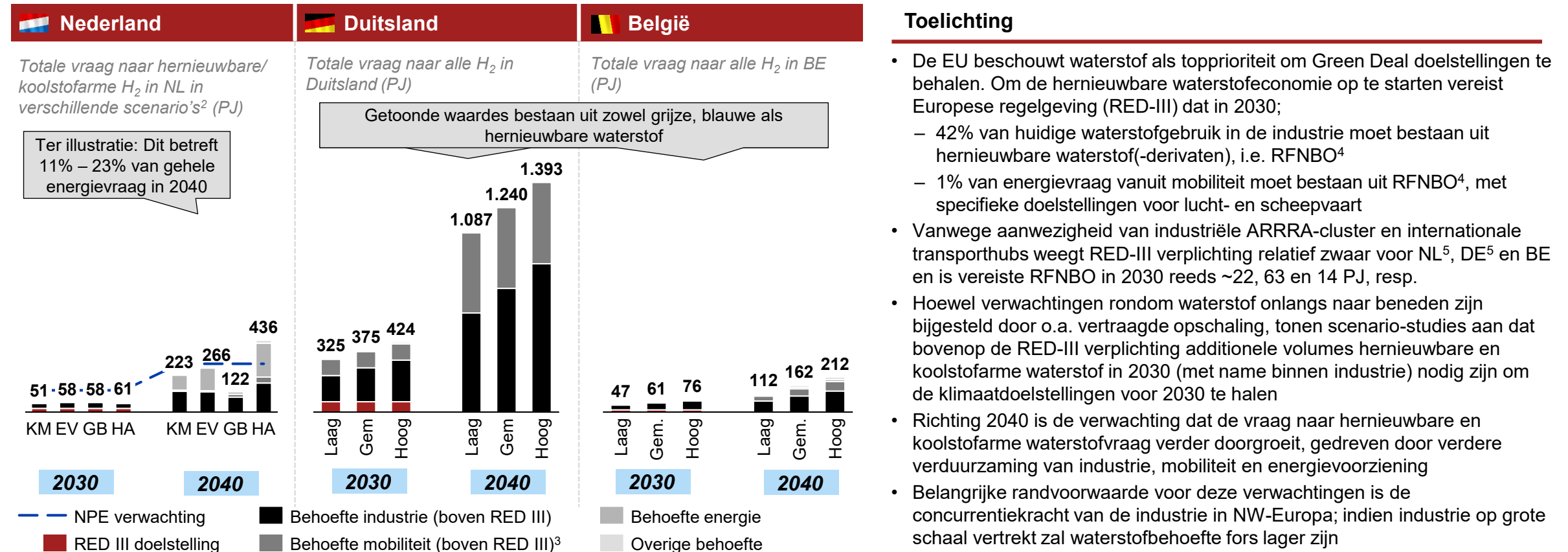
Hernieuwbare en koolstofarme waterstof(-derivaten) kunnen gebruikt worden voor de verduurzaming van industrie, mobiliteit en energie

Potentiële toepassingen van waterstof(-derivaten)

Potentiële toepassingen van waterstof(-derivaten)						Toelichting
Industrie		<400 °C	400-1.000 °C	> 1.000 °C	Moleculair	- Waterstof(-derivaten) worden reeds gebruikt als grondstof binnen de chemie (bv. kunstmest en plastic) en in de raffinage sector (bv. hydrogeneren en hydrokraken). De waterstof(-derivaten) die momenteel gebruikt worden zijn overwegend grijs; met hernieuwbare en koolstofarme waterstof(-derivaten) kunnen deze processen worden verduurzaamd - Momenteel wordt industriële hoge-temperatuur warmte veelal opgewekt met aardgas en elektrificatie hiervan is (nog) geen optie, waardoor hernieuwbare en koolstofarme waterstof verduurzamingsopties vormen; op lange termijn zouden ook waterstofderivaten hier een rol kunnen spelen
	 Chemie	Drogen	Kraken en vergassing		Grondstof	
	 Raffinage	Distillatie	Kraken en cokesen		Ontzwavelen en hydrogeneren en -kraken	
	 Basismetaal	Temperen	Warmte behandeling	Gieten	Directe reductie	
	 Glas en keramiek		Glasverwerking/ biscuitbakken	Smelten/ glazuren		
Mobiliteit		Korte afstanden		Lange afstanden		- Binnen mobiliteit kunnen hernieuwbare en koolstofarme waterstof(-derivaten) gebruikt worden als brandstof en daarmee bijdragen aan verduurzaming. De haalbaarheid van elektrificatie van lucht- en scheepvaart over lange afstanden is namelijk beperkt - Vanwege lage dichtheid van waterstof (waardoor veel volumeopslag nodig is) is de brandstof waarschijnlijk vooral in de vorm van waterstof-derivaten, zoals ammoniak, methanol en e-SAF
	 Luchtvaart	Continental vluchten		Intercontinentale vluchten		
	 Scheepvaart	Binnenvaart		(Inter)continentale vaart		
	 Wegtransport	Regionaal en nationaal wegvervoer		Internationaal wegvervoer		
Energie		Dag		Maand	Seizoen	- Door verdere verduurzaming zal de variabiliteit van elektriciteitsproductie en –vraag toenemen, waardoor toenemende behoefte is aan flexibiliteit, o.a. middels energieopslag - Waterstofopslag lijkt op termijn een kansrijke technologie om overschotten in de zomer op te slaan voor de winter– tekorten zouden tevens ingevuld kunnen worden met geïmporteerde waterstof of derivaten (bv. ammoniak)
	 Elektriciteit opslag				Balansfunctie (bufferfunctie)	
Uitsluitend waterstof Uitgebreide potentie Significante potentie Beperkte potentie Nauwelijks tot geen potentie						

Door industriële clusters en transporthubs hebben NL en DE veel, en op korte termijn, hernieuwbare en koolstofarme waterstof(-derivaten) nodig

Vraag naar hernieuwbare en koolstofarme waterstof¹



- Toelichting**
- De EU beschouwt waterstof als topprioriteit om Green Deal doelstellingen te behalen. Om de hernieuwbare waterstofeconomie op te starten vereist Europese regelgeving (RED-III) dat in 2030;
 - 42% van huidige waterstofgebruik in de industrie moet bestaan uit hernieuwbare waterstof(-derivaten), i.e. RFNBO⁴
 - 1% van energievraag vanuit mobiliteit moet bestaan uit RFNBO⁴, met specifieke doelstellingen voor lucht- en scheepvaart
 - Vanwege aanwezigheid van industriële ARRRA-cluster en internationale transporthubs weegt RED-III verplichting relatief zwaar voor NL⁵, DE⁵ en BE en is vereiste RFNBO in 2030 reeds ~22, 63 en 14 PJ, resp.
 - Hoewel verwachtingen rondom waterstof onlangs naar beneden zijn bijgesteld door o.a. vertraagde opschaling, tonen scenario-studies aan dat bovenop de RED-III verplichting additionele volumes hernieuwbare en koolstofarme waterstof in 2030 (met name binnen industrie) nodig zijn om de klimaatdoelstellingen voor 2030 te halen
 - Richting 2040 is de verwachting dat de vraag naar hernieuwbare en koolstofarme waterstofvraag verder doorgroeit, gedreven door verdere verduurzaming van industrie, mobiliteit en energievoorziening
 - Belangrijke randvoorwaarde voor deze verwachtingen is de concurrentiekracht van de industrie in NW-Europa; indien industrie op grote schaal vertrekt zal waterstofbehoefte fors lager zijn

1) Getoonde scenario's maken nog geen onderscheid van vraag naar waterstof en waterstofderivaten; 2) KM = Koersvaste Middenweg, EV = Eigen Vermogen, GB = Gezamenlijke Balans, HA = Horizon Aanvoer; 3) Aandeel mobiliteit is in NL relatief laag t.o.v. schattingen DE en BE, o.a. door andere verwachtingen van toepassing waterstof in zwaar wegtransport: Onlangs aangekondigde bijmengverplichting in Nederlandse energiesector is niet apart weergegeven, aangezien deze nog niet volledig is geïmplementeerd; 4) Verplichting heeft betrekking op Renewable Fuels of Non-Biological Origin en omvat naast hernieuwbare waterstof ook waterstofderivaten, zoals ammoniak; 5) NL en DE zijn de grootste waterstofgebruikers van Europa door grootschalig gebruik van ammoniak (voor o.a. kunstmest) en raffinage.; 4)
Bronnen: II3050 scenariostudies ([link](#)); CE Delft (2023); Nationaler Wasserstoffrat (2024) ([link](#)); NPE (2023); CREG (2023) ([link](#)); Kamerbrief Voortgang Waterstofbeleid (2025) ([link](#))

Import van waterstof (-derivaten) biedt potentiële voordelen op gebied van betaalbaarheid, beschikbaarheid en leveringszekerheid t.o.v. lokale productie

Comparatieve voordelen import



Betaalbaarheid

Kosten voor waterstof import zijn onder bepaalde omstandigheden lager dan lokaal geproduceerde hernieuwbare en koolstofarme waterstof

- Kostprijs hernieuwbare waterstof wordt gedreven door prijs van hernieuwbare stroom: In landen met aantrekkelijkere omstandigheden¹ dan NW-EU is hernieuwbare waterstofproductie naar verwachting goedkoper
- Bij groot verschil in groene elektriciteitsprijs tussen NW-Europa en andere landen en relatief lage transportkosten is import kosten-competitief; verwachtingen hierover verschillen per studie
- Studies met kostenvergelijking voor koolstofarme waterstof zijn momenteel beperkt beschikbaar
- Kostencompetitiviteit van import is waarschijnlijk hoger voor waterstofdragers (t.o.v. waterstof), omdat reconversie niet nodig is en lokaal extra productiestap nodig is



Beschikbaarheid

Beschikbaarheid van hernieuwbare energie in NW-Europa is waarschijnlijk niet voldoende om in volledige waterstofvraag van NW-Europa te kunnen voorzien

- Richting 2030 hebben Duitsland, Nederland en België al significante volumes waterstof nodig
- Ondanks ambitieuze doelstellingen voor lokale productie voor hernieuwbare waterstof zal dit niet voldoende zijn om in totale vraag te voorzien en is het hoogst onzeker of deze doelstellingen behaald kunnen worden
- Richting 2040 is het onwaarschijnlijk dat er voldoende hernieuwbare energie beschikbaar is om aan volledige vraag te kunnen voldoen
- Voor lokale productie van koolstofarme waterstof kan grondstof geïmporteerd worden



Leveringszekerheid

Waterstofimport kan leveringszekerheid van waterstof vergroten

- Leveringszekerheid komt tot stand wanneer er een grote, diepe markt is met veel vragers en aanbieders – door inzet op import (naast lokale productie) wordt het aantal aanbieders vergroot, neemt liquiditeit toe en wordt de kwetsbaarheid voor verstoringen in de Noordzee beperkt
- Daarnaast vormt import een alternatief voor lokale waterstofopslag (bv. HyStock) en vergroot het daarmee de leveringszekerheid van waterstof
- Hoewel inzet op waterstofimport een risico kan zijn voor strategische autonomie, kan dit adequaat gemitigeerd worden door bv. een mix van lokale productie en import en diversificatie van exportlanden. Vandaar dat Nederland actief inzet op het aangaan van samenwerkingen met een breed scala aan exportlanden

Verdieping op achterliggende pagina's

Noot: Naast import kent lokale productie potentieel ook voordelen, bv. op het gebied van strategische autonomie of als systeemfunctie. De potentiële voordelen van lokale productie zijn niet onderzocht in dit rapport.

1) Bijvoorbeeld beschikbaarheid van zon en wind (vollasturen), maar ook systeemeigenschappen zoals bijvoorbeeld benodigde netwerkkosten. Bronnen: PBL (2024) *Productie, import, transport en opslag van waterstof in Nederland*, IEA Hydrogen Production Projects Database, German Hydrogen Strategy (2023), CREG (2023) ([link](#)), Kamerbrief Energiediplomatie en import van waterstof ([link](#))

Kosten hernieuwbare waterstofimport kunnen lager zijn dan lokale productie, afhankelijk van ontwikkelingen in groene elektriciteit- en transportkosten

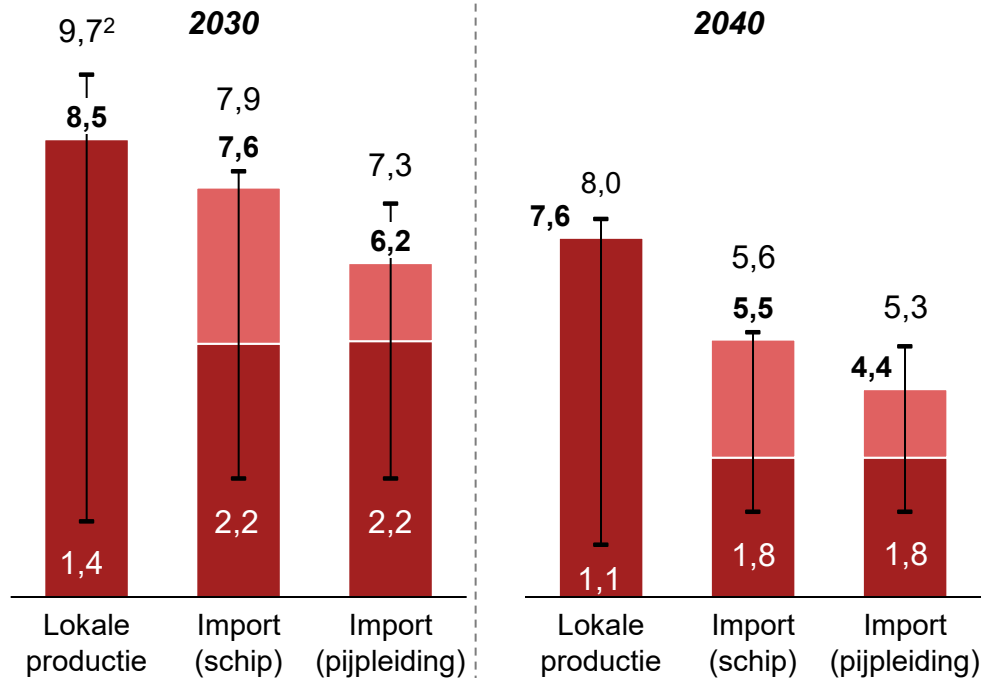
Betaalbaarheid: Hernieuwbare waterstof

Verwachte kosten voor lokale productie en import¹

Kosten in (€/kg H₂)

■ Productiekosten PBL
■ Transportkosten PBL

Zie appendix voor uitgebreid overzicht van onderzochte studies en onderliggende aannames



Toelichting

- Relatieve kosten van hernieuwbare waterstof import worden gedreven door verwachte ontwikkelingen in groene elektriciteit- en transportkosten;
 - ➡ **Groene elektriciteitskosten;** NW-Europa heeft relatief beperkt beschikking tot goedkope groene elektriciteitsbronnen vergeleken met landen die betere zon- en windcondities hebben. Bij groot verschil in groene elektriciteitsprijs met andere landen wordt waterstofimport aantrekkelijk
 - ➡ **Transportkosten;** Waterstof import vergt transport (incl. eventuele conversie), wat leidt tot additionele kosten t.o.v. lokale productie. Bij relatief hoge transportkosten wordt waterstofimport minder aantrekkelijk
- Het PBL verwacht dat hernieuwbare waterstofimport in 2030 en 2040 mogelijk goedkoper is dan lokale productie, o.b.v. de volgende voorwaarden;
 - Elektriciteitsprijs ligt in Nederland 0-77% hoger in 2030 dan in exporterende landen en prijsverschil neemt toe tot 51-146% richting 2040
 - Stijgende netwerkkosten in Nederland en beperkte netwerkkosten voor exporterende landen door directe koppeling van elektrolyse en elektriciteitsopwekking
 - Lage transportkosten per pijpleiding en dalende transportkosten per schip door technologische ontwikkelingen in (re-)conversie van waterstof
- Echter, bandbreedtes voor lokale productie en import zijn groot en afhankelijk van verwachtingen rondom toekomstige ontwikkelingen van elektriciteit- en transportkosten, en van beleidskeuzes van nationale en Europese overheden over bijv. tarieven voor infrastructuur. Zo verwachten alternatieve studies juist dat lokale productie goedkoper zal zijn dan import (*zie Appendix voor uitgebreid overzicht*)

¹ De figuur laat de verwachte kosten van lokale productie, waterstofimport per schip en via pijpleiding zien op basis van het onderzoek van PBL, waarbij lokale productie is gecorrigeerd voor opbrengsten uit verkoop van gratis emissierechten. De waterstofdrager in deze studie betreft ammoniak. De bandbreedtes zijn gebaseerd op de inschattingen van verschillende studies, met verschillende waterstofdragers 2) Doorrekening NLHydrogen (2025) ([link](#)) op de basis van de analyse van TNO (2024) ([link](#))

Bronnen: PBL (2024) *Productie, import, transport en opslag van waterstof in Nederland* ([link](#)); Galimova et al. (2023); Lopez et al. (2023); Johnston et al. (2022);



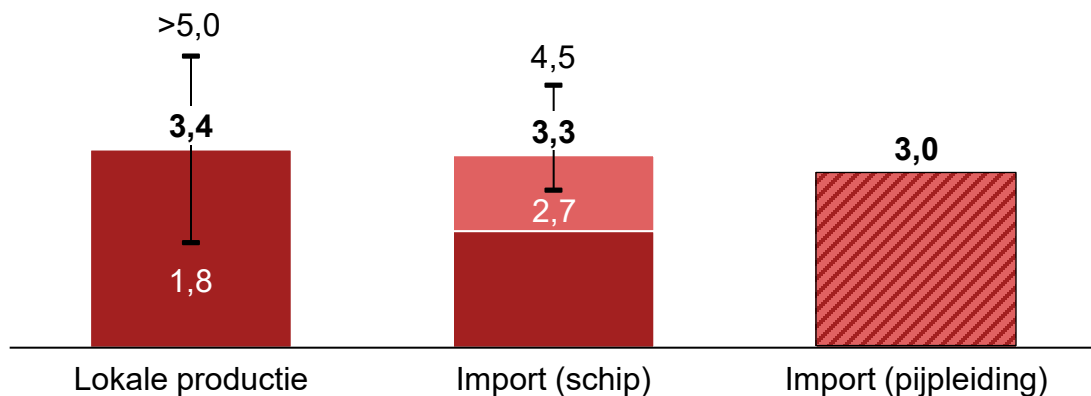
Import van koolstofarme waterstof kan potentieel goedkoper zijn, al is kostenverschil kleiner en zijn aantal vergelijkende studies beperkt

Betaalbaarheid: Koolstofarme waterstof

Verwachte kosten voor lokale productie en import

Kosten van koolstofarme waterstof 2030, in (€/kg H₂)

■ Productiekosten ■ Transportkosten¹ ■ Totaalprijs



Toelichting

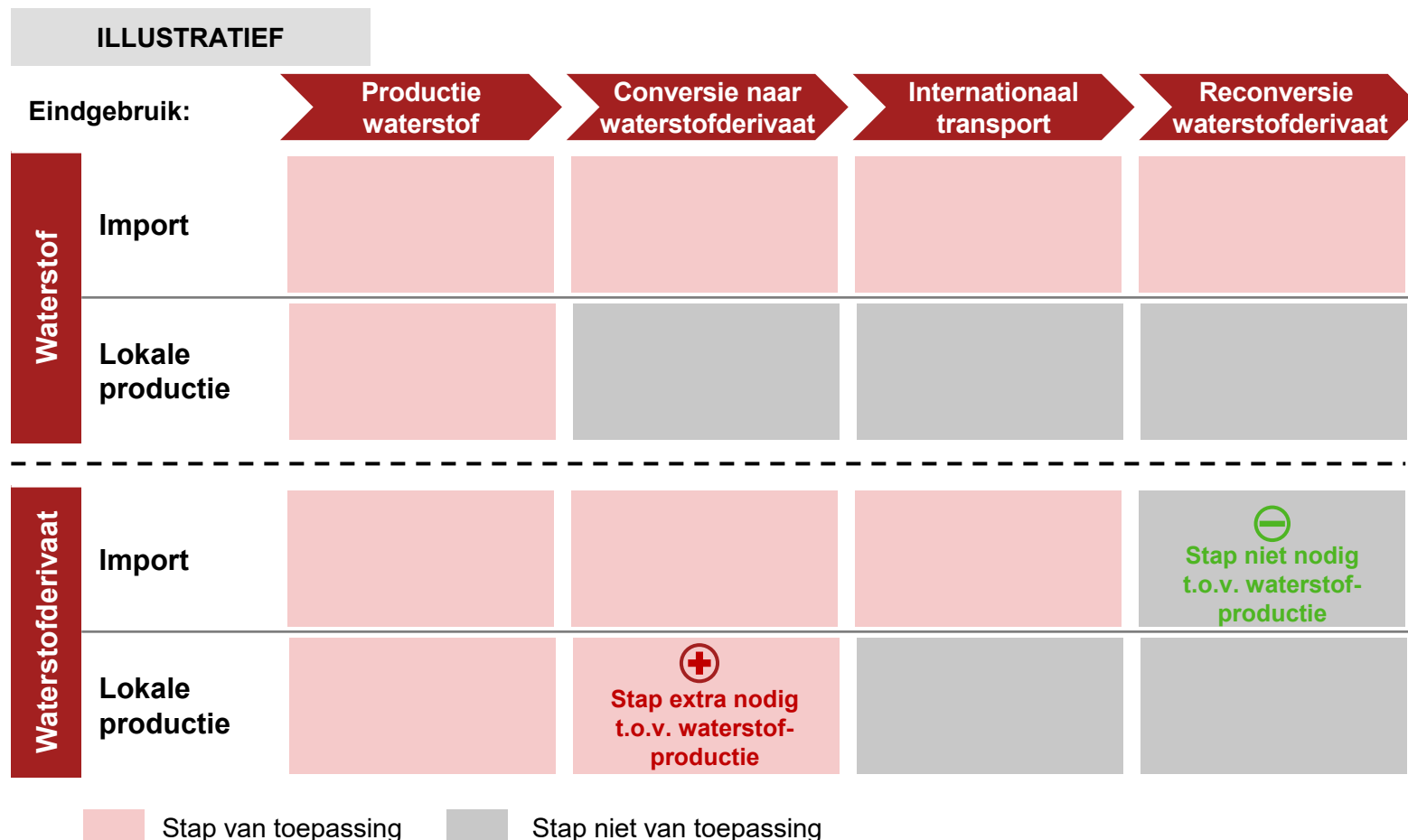
- Het verschil in kosten tussen blauwe waterstofimport en lokale productie wordt gedreven door ontwikkelingen in de grondstof (bv. aardgas) en transportkosten
- Er zijn geen studies bij ons bekend die een directe vergelijking maken van de kosten van blauwe waterstof import en lokale productie. Hierdoor hebben wij een vergelijking van verschillende studies gemaakt die ofwel de kosten van lokale productie, ofwel import onderzoeken. Deze vergelijking is echter aan onzekerheid onderhevig, vanwege verschillen in onderliggende aannames en berekeningen, waar niet voor gecorrigeerd kan worden
- Koolstofarme waterstof import is potentieel goedkoper, vooral per pijpleiding;
 - Het PBL en TNO verwachten dat de kosten voor lokale productie tussen €1,8 - €3,5 per kg H₂ ligt², waarbij bestaande productie-installaties voor grijze waterstof worden voorzien van CO₂-afvang of een nieuwe ATR-fabriek wordt gebouwd, met specificaties van de fabriek die naar verwachting gebouwd gaat worden in het kader van H-vision op de Maasvlakte
 - Andere studies die zich richten op import van koolstofarme waterstof naar NW-Europa laten zien dat importkosten binnen deze bandbreedte kunnen liggen, maar dat met name voor import per schip de prijzen gemiddeld hoger liggen: het relatieve voordeel in productiekosten is in dit geval gemiddeld niet groot genoeg om transportkosten te compenseren (zie Appendix voor uitgebreid overzicht)

1) Getoonde transportkosten voor koolstofarme waterstof wijken af van transportkosten voor hernieuwbare waterstof (p. 11) doordat transportkosten voor koolstofarme waterstof zijn gebaseerd o.b.v. gemiddelde van verschillende studies en bij hernieuwbare waterstof op basis van PBL (PBL cijfers voor import van koolstofarme waterstof niet beschikbaar). PBL verwacht hogere transportkosten (zie ook appendix); 2) Bij stijgende gasprijzen voorziet TNO een situatie waarbij de productie van blauwe waterstof meer dan 5 euro/kgH₂ kost. Bronnen: PBL (2024) *Productie, transport en opslag van waterstof in Nederland*; TNO (2023) *Ontwikkeling kosten groene en blauwe waterstof*; Cheng et al. (2024) *The competitive edge of Norway's hydrogen by 2030: Socio-environmental considerations*; Okunlalo et al. (2022) *Techno-economic assessment of low-carbon hydrogen export from Western Canada to Eastern Canada. The USA, the Asia-Pacific, and Europe*; Wakim et al. (2023) *Techno-economic realities of long-distance hydrogen transport*; RMI (2023) *The Value of Green Hydrogen Trade for Europe*



Kostencompetitiviteit van geïmporteerde waterstofdragers is waarschijnlijk hoger omdat geen reconversie nodig is en lokaal extra productiestap nodig is

Betaalbaarheid: Waterstofderivaten



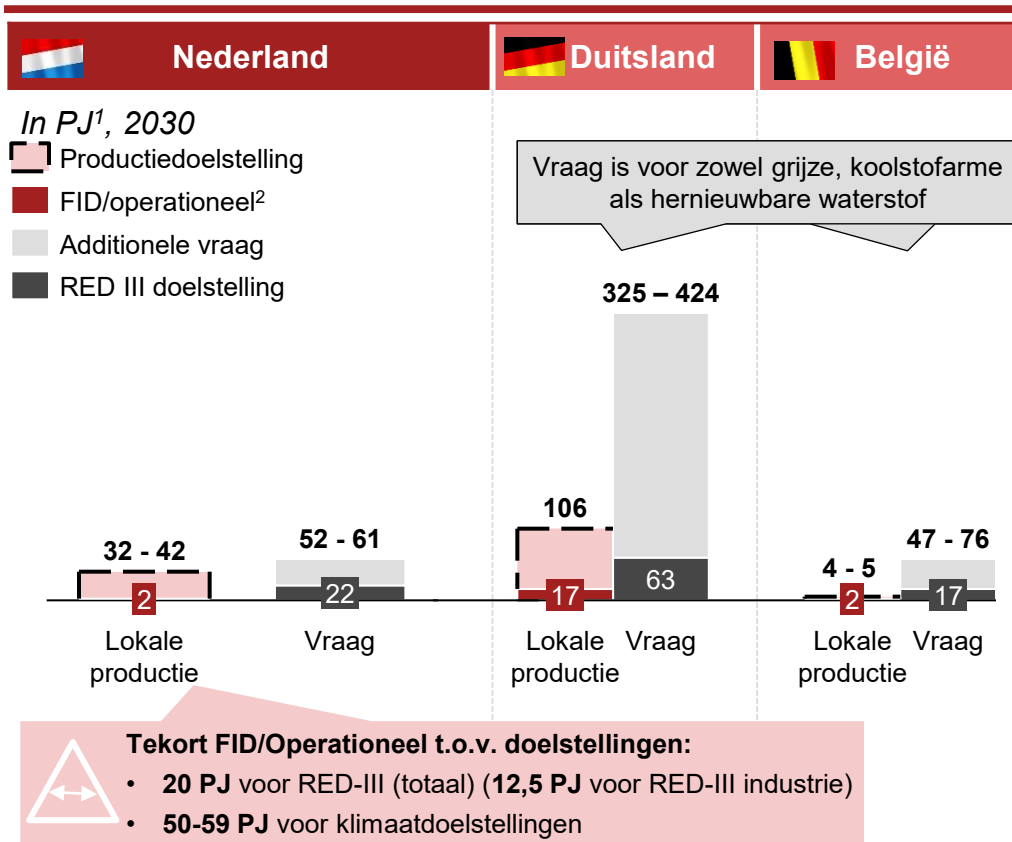
Toelichting

- Doordat bepaalde waterstofderivaten (bv. ammoniak en methanol) ook direct gebruikt kunnen worden, is reconversie naar waterstof (en de daarmee gepaarde kosten) niet altijd noodzakelijk
- Tegelijkertijd vereist lokale productie van waterstofderivaten een extra stap conversiestap, wat leidt tot hogere kosten t.o.v. lokaal geproduceerde waterstof
- Hierdoor is de kostencompetitiviteit van geïmporteerde waterstofdragers naar alle waarschijnlijkheid gunstiger dan die van geïmporteerde waterstof

Potentieel voor lokale productie in NW-Europa is waarschijnlijk onvoldoende om in volledige waterstofvraag te voorzien, met name op lange termijn

Beschikbaarheid: Hernieuwbare waterstof

Lokale productiedoelstelling en totale vraag waterstof



Toelichting

Korte termijn (2030): Lokale productiedoelstellingen waarschijnlijk niet voldoende en niet haalbaar

- Huidige doelstellingen voor lokale productie in 2030 zijn waarschijnlijk niet voldoende om in totale verwachte vraag naar waterstof in 2030 te voorzien, m.n. in Duitsland en België
- Daarnaast zijn de doelstellingen voor lokale productie ambitieus en is het zeer onzeker of deze ambities behaald kunnen worden. Er is momenteel FID voor 4,5 PJ aan elektrolysecapaciteit in Nederland, hiervan is echter 2,4 PJ volledig voor een raffinaderij in België. Er ontstaat daarmee een gat van ~50-59 PJ naar de klimaatdoelstellingen en 20 PJ naar de RED-III doelstellingen

Lange termijn (2040): Hernieuwbare energie waarschijnlijk onvoldoende beschikbaar in NW-Europa

- Belangrijke randvoorwaarde voor lokale productie is beschikbaarheid van hernieuwbare energie en het is onwaarschijnlijk dat dit voldoende beschikbaar is in NW-Europa. Zo zou in Nederland 45–100% van geplande wind op zee capaciteit nodig zijn voor de Nederlandse waterstofvraag in 2040³. Duitsland verwacht in 2030 al 50–70% van haar waterstofbehoefte te moeten importeren, met een verder stijgend aandeel richting 2040

Nederland en België ambiëren waterstofhub functie

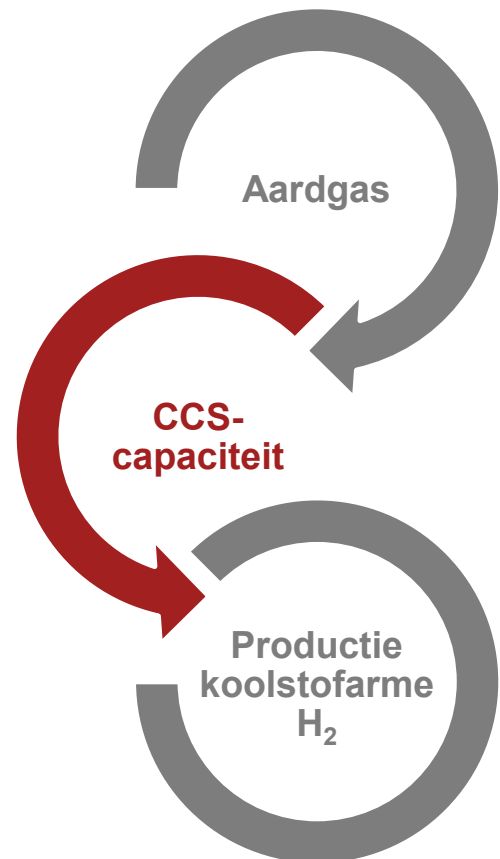
- Door hoge importbehoefte van Duitsland zien Nederland en België kansen om als waterstofhub grote volumes waterstof door te voeren naar (met name) Duitsland
- Ontwikkeling van importketen is voor Nederland dus niet alleen van belang om in eigen waterstofbehoefte te voorzien, maar ook vanwege de kansen die het biedt om positie als waterstofhub uit te breiden

1) O.b.v. 4.740 vollasturen en 62% rendement in 2030 (bron: PBL); 2) Enkel elektrolyzers van 10 MW of meer; 3) O.b.v. ~4.800 vollasturen en 67% rendement in 2040 (bron: PBL) en herijkte wind op zee ambitie van 30-40 GW in 2040. Bronnen: I13050, German Hydrogen Strategy (2023), Hydrogen Import Coalition (Belgium, 2022), PBL (2024) *Productie, import, transport en opslag van waterstof in Nederland*, IEA Hydrogen Production Projects Database (march 2025), Air Liquide (2025); Kamerbrief Voortgang Waterstofbeleid (2025) ([link](#)); Die Bundesregierung (2024) *Import Strategy for hydrogen and hydrogen derivatives* ([link](#)); Ministerie van EZK (2023) *Nationaal plan energiesysteem* ([link](#)); Kamerbrief Nr. 512 Brief van de Minister voor Klimaat en Energie ([link](#)); FOD Economie (2021) *Belgische federale waterstofstrategie* ([link](#))

Lokaal beschikbare CCS-capaciteit is naar verwachting onvoldoende om te voorzien in de volledige waterstofvraag, al biedt export van CO₂ uitkomst

Beschikbaarheid: Koolstofarme waterstof

Beschikbaarheid wordt bepaald door beschikbaarheid van aardgas en CCS-capaciteit



Aardgas zal geïmporteerd moeten worden

- Nederland, Duitsland en België hebben met de sluiting van het Groningen gasveld beperkt de beschikking over aardgas en splitsing van industriële restgassen en vergassing van bijvoorbeeld eigen afval is onvoldoende om in volledige vraag te voorzien. Voor lokale productie van koolstofarme waterstof zal benodigde aardgas grotendeels geïmporteerd moeten worden
- Door de geopolitieke spanningen houdt het kabinet de huidige gasmarkt nauwlettend in de gaten. Er zijn echter geen aanwijzingen dat de leveringszekerheid van gas acuut onder druk staat

Vooraf Nederland heeft beschikking tot grootschalige CCS-capaciteit

- De grootste CCS-projecten die in Nederland, België en Duitsland in aanbouw zijn betreffen Porthos en Aramis in Nederland, met een totale maximale capaciteit van 24,5 Mton CO₂ per jaar vanaf 2030
- Bij volledige inzet van deze CCS-projecten voor de afvang van CO₂ van koolstofarme waterstof kan ~350 PJ waterstof per jaar geproduceerd worden¹
- Ondanks deze omvang is dit onvoldoende om te voorzien in volledige waterstofvraag van Nederland, België en Duitsland (~1.300-2.000 PJ)

Alternatief: exporteren van CO₂

- In plaats van het lokaal opslaan van CO₂ is het ook mogelijk om afgevangen CO₂ te exporteren naar landen die wel voldoende CCS-capaciteit hebben
- Dit biedt een uitkomst om ondanks beperkte CCS-capaciteit toch koolstofarme waterstof lokaal te produceren

Voorbeeld – H2M Delfshaven:

Voor blauwe waterstof staan in de Eemshaven de lichten op groen



RTV Noord, 2025

De koolstofarme waterstoffabriek zal aardgas uit Noorwegen importeren, dit omzetten naar koolstofarme waterstof middels CCS om vervolgens de afgevangen CO₂ in de zeebodem bij de Noorse kust op te slaan

¹) Op basis van 70% afvangpercentage bij de productie, en aanname dat voor productie 1 KG H₂ een uitstoot van 15,625 kg CO₂ heeft

Bronnen: PBL (2024) *Productie, transport en opslag van waterstof in Nederland*; TNO, Aramis, Porthos, RTV Noord; Kamerbrief Update gasleveringszekerheid 2025 ([link](#)); PwC Strategy& (2024); Onderzoek lange-termijn behoefte LNG in Nederland ([link](#))

Het kabinet zet in op lokale productie én import van zowel hernieuwbare als koolstofarme waterstof

Lokale productie en import

Kabinetsbeleid

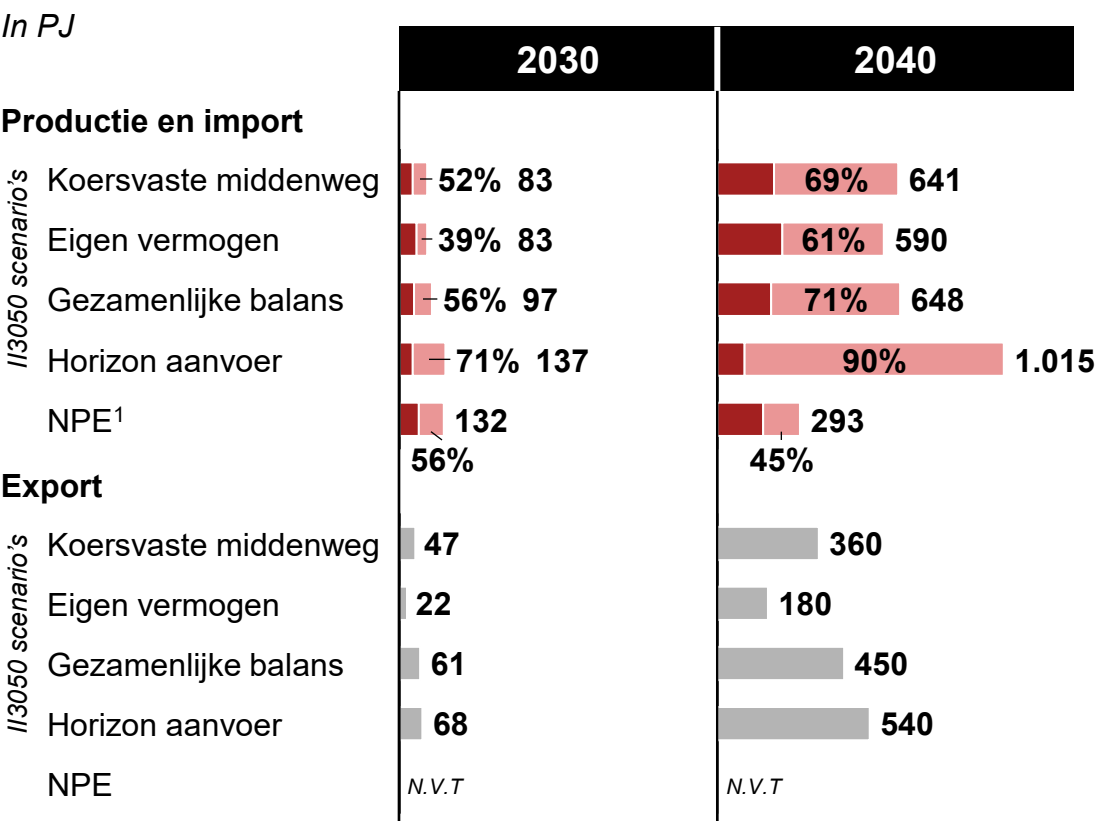
“Het kabinet blijft daarom inzetten op snelle opschaling van zowel elektrolyse als import en zoekt zo de balans tussen autonomie en lage prijzen. Ook ziet het kabinet een rol voor koolstofarme waterstof”

10-12-’24, Minister van KGG ([link](#))

“Ook het internationale beleid gericht op het aantrekken van verschillende importstromen heeft als doel zowel hernieuwbare als koolstofarme waterstofstromen aan te trekken”

14-1-’25, Minister van KGG ([link](#))

Verwachte lokale productie, import en export van waterstof



Toelichting

- Het kabinet zet in op lokale productie en import van zowel hernieuwbare als koolstofarme waterstof
- In de II3050 scenariostudies wordt voornamelijk vanaf 2040 verwacht dat het merendeel van de hernieuwbare waterstof in Nederland geïmporteerd wordt, deels gedreven door de verhoogde export van hernieuwbare waterstof, in lijn met de ambitie van Nederland om als waterstofhub te fungeren voor verdere doorvoer naar Duitsland
- De verhoudingen import en lokale productie uit het Nationaal Plan Energie (NPE) komen overeen met de II3050 scenario's. Relatief lager importaandeel in 2040 worden verklaard doordat NPE geen doorvoer van waterstof omvat

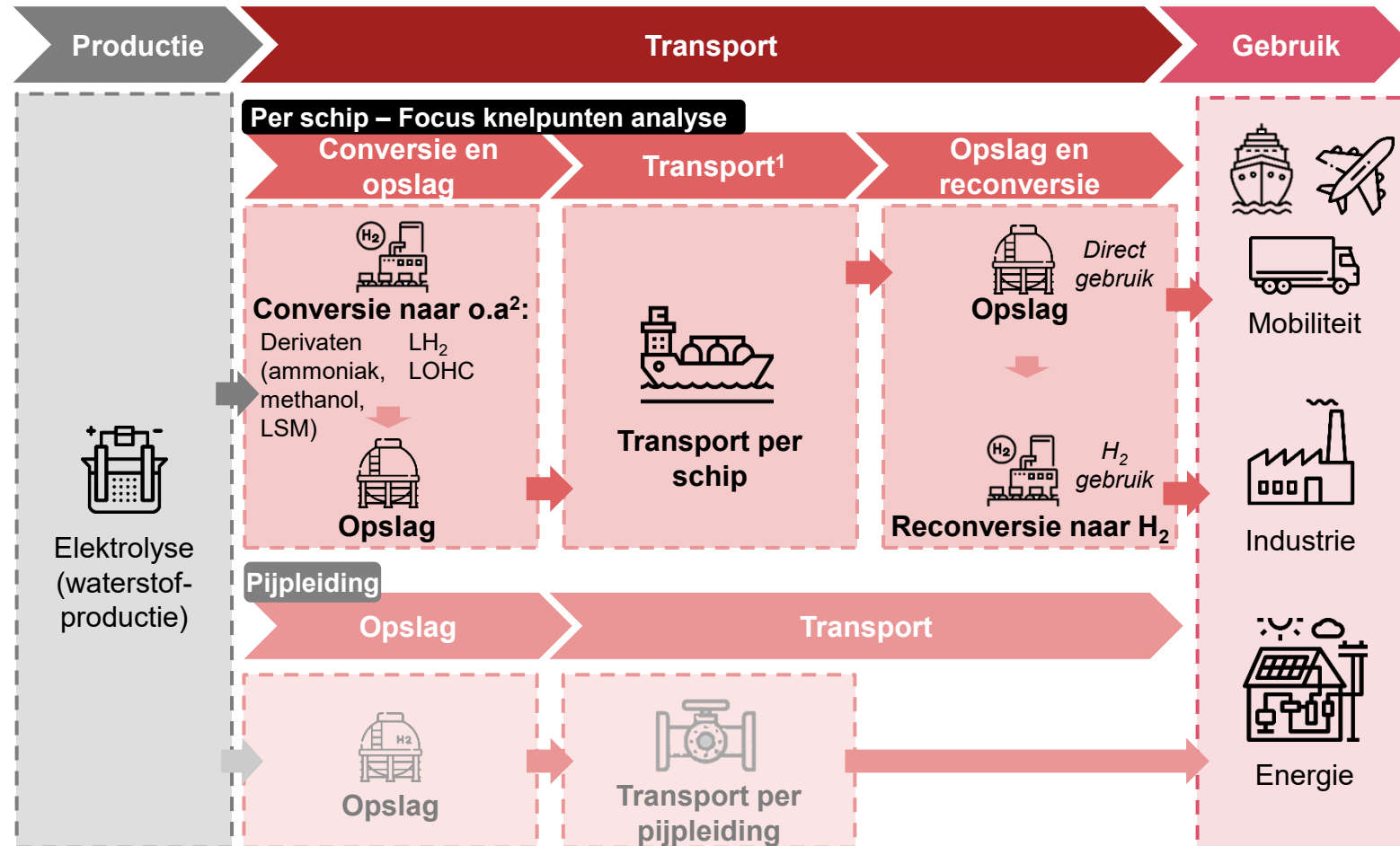
■ Lokale productie ■ Import ■ Export

1) Het NPE gaat enkel uit van binnenlands gebruik van waterstof, in tegenstelling van de II3050 scenario's waarin productie en import ook rekening houdt met export
Bronnen: Netbeheer Nederland (2025) *Scenario's Editie 2025*; Kamerbrief Kabinetsvisie waterstofdragers ([link](#)), Kamerbrief Kabinetsaanpak Klimaatbeleid ([link](#))

2. Knelpunten die waterstofimport naar Nederland belemmeren

Waterstof kan geïmporteerd worden via schip en pijpleiding; voor import per schip wordt waterstof als waterstofderivaat of als LH₂ of LOHC verscheept

Waardeketen importeren van waterstof



Toelichting

- Waterstof kan geïmporteerd worden per pijpleiding en per schip. Voor waterstofimport uit Europese landen geeft het kabinet de voorkeur aan pijpleidingen en voor verder-gelegen landen is waterstofimport per schip noodzakelijk
- Aangezien het aantal Europese waterstof-exporterende landen waarschijnlijk beperkt zal zijn, zal groot deel van waterstofimport middels schip plaatsvinden
- Scheepstransport vereist dat gasvormige waterstof in het exportland omgezet moet worden naar een waterstofderivaat, (bv. ammoniak, methanol of LSM) of naar LH₂³ of LOHC⁴ en later in Nederland weer geconverteerd moet worden naar waterstof
- Deze extra processtappen zijn nodig door de lage volumetrische energiedichtheid van waterstof, wat gasvormig transport per schip inefficiënt maakt
- Indien de waterstofderivaten direct als grondstof of brandstof worden gebruikt, is reconversie naar waterstof overbodig

1) Transport per spoor of weg is ook mogelijk, maar heeft momenteel minder potentie van import dan schip, vanwege lagere volumes; 2) Deze dragers zijn in lijn met selectie van overheid in kabinetsvisie; 3) Vloeibare waterstof; 4) Liquid Organic Hydrogen Carriers

Bronnen: Kabinetsvisie waterstofdragers ([link](#)); PBL (2024) *Productie, import, transport en opslag van waterstof in Nederland*

Opschaling van waterstofimport wordt belemmerd door specifieke knelpunten, naast knelpunten die de gehele waterstofmarkt raken

Knelpunten bij opschaling waterstofimport

Categorie	Knelpunten die de gehele waterstofmarkt raken	Aanvullende knelpunten specifiek voor waterstofimport
 Economisch	Hernieuwbare en koolstofarme waterstof hebben een onrendabele top¹ die beperkt kan worden doorgegeven. Onzekerheid over implementatie van beleidsinstrumenten (bv. bijmengverplichting industrie en energiesector, raffinageroute) leiden tot beleidsrisico's . Daarbij komt dat de internationale concurrentiepositie van industriële afnemers in Nederland onder druk staat (o.a. door hoge energieprijzen). Dit maakt de toekomstige vraag naar waterstof onzeker , waardoor de waterstofketen beperkt tot stand komt	De minimaal benodigde schaal om economisch efficiënt te kunnen opereren voor de waterstofimportketen ligt relatief hoog, waardoor over het algemeen meer zekerheid over toekomstige vraag en de ontwikkeling van de waterstofinfrastructuur nodig is dan bij lokale productie
 Regulering en beleid	Beperkte stikstofruimte , waardoor er beperkt ruimte is voor de bouw van nieuwe, industriële installaties. Daarnaast leidt veranderend beleid rondom stikstof tot beleidsrisico's in business cases Langdurige en onzekere vergunningsprocessen waardoor projecten vertragen / met meer moeite starten	Certificeringskaders voor import van waterstof(dragers) zijn nodig om aan te kunnen tonen dat waterstof hernieuwbaar of koolstofarm is en ondergrenzen voor CO ₂ -uitstoot hebben impact op project-configuratie en business case. Momenteel zijn certificeringskaders (m.n. koolstofarm) nog in ontwikkeling en de praktische uitwerking verschilt per regio, wat leidt tot onduidelijkheid, complexiteit en extra kosten voor producenten en potentiële afnemers
 Benodigde infra-structuur	Na marktconsultatie is uitgangspunt voor kwaliteitseis voor waterstofnetwerk 99,5% . Deze drempelwaarde is mogelijk niet voldoende voor bepaalde afnemers, bv. raffinaderijen ² , wat leidt tot additionele onzekerheid over afzetmogelijkheden Ontbrekende en vertraagd waterstofnetwerk , waardoor eindgebruikers lastiger bereikt kunnen worden. Zo is bv. realisatie van Delta Rhine Corridor, cruciaal voor verbinding met Duitsland, vertraagd van 2028 naar 2032 (zie ook Appendix) en is uitrolplan onzeker, o.a. door volume-commitment eis van Gasunie (wat gemotiveerd wordt door onrendabele top van waterstofketen) Netcongestie , waardoor elektrolyzers en importterminals niet (op tijd) benodigde aansluiting krijgen bij productie, opslag en/of reconversie van waterstof	

Waterstofdrager-specifieke knelpunten zijn in dit overzicht niet opgenomen

1) Kostprijs ten opzichte van grijze alternatief (grijze waterstof middels SMR), inclusief kosten van ETS; 2) Met name hoge concentraties CO zijn problematisch voor raffinaderijen
Bronnen: Interviews, Guidehouse (2023) *Onderzoek noodzaak rol overheid bij opschaling importketens voor waterstof* ([link](#)); PBL (2025) *Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid* ([link](#)), IRENA (2024), *Global trade in green hydrogen derivatives* ([link](#)); Omgevingsdienst (2024) *De veiligheid van waterstofdragers* ([link](#)); Kamerbrief Voortgang en procedure Delta Rhine Corridor ([link](#))

2B. Verdieping: Knelpunten die waterstofimport via ammoniak naar Nederland beperken

Hoewel import via ammoniak nadelen kent, ziet het kabinet deze drager als het meest kansrijk op de korte termijn, vanwege prijs en volwassenheid

Vergelijking van waterstofdragers

Evaluatiecriteria					Voordelen	Nadelen
€						
Ammoniak	●	◐	◐	◐	✓ Relatief eenvoudig te vervoeren en op te slaan ✓ Volwassen techniek en keten (m.u.v. kraken), m.n. als eindproduct	* Bij een ongeval ontstaat mogelijk een gifwolk met gevolgen voor mens en milieu waardoor extra voorzorgsmaatregelen nodig zijn Focus rest van rapport
Vloeibare waterstof	◐	○	◐	●	✓ Relatief weinig energieverlies in keten ✓ Beperkte handelingen en ruimte nodig	* Technologie volwassen op beperkte schaal, maar loopt op commerciële schaal nog achter t.o.v. andere waterstofdragers * Geen bestaande infrastructuur en vervoer per schip nog niet voldoende doorontwikkeld
LOHC's	◐	◐	●	◐	✓ Potentieel hergebruik bestaande infrastructuur van aardolieproducten ✓ Opslag is stabiel, waardoor geschikt voor strategische reservevorming	* Nog beperkt betrouwbaar i.v.m. technologische ontwikkeling * Retourstroom drager, hier is opslag (en dus ruimte en investeringen) voor nodig * LOHC's maken gebruik van ZZS ³
Methanol	●	◐	●	○	✓ Relatief eenvoudig te vervoeren en op te slaan ✓ Volwassen techniek en keten, met name als eindproduct	* Wordt geproduceerd op basis van koolstof en duurzame koolstof is beperkt beschikbaar * Conversie naar H ₂ niet efficiënt (leidt tot uitstoot van schaarse, duurzame koolstof)
LSM	◐	◐	◐	○	✓ Relatief eenvoudig te vervoeren en op te slaan ✓ Hergebruik bestaande infrastructuur	* Productie kost veel energie * Beperkte beschikbaarheid hernieuwbare koolstof

€ **Kostprijs:** hoe betaalbaar is de drager **Volwassenheid:** hoe hoog is TRL van drager en bijbehorende infrastructuur **Veiligheid:** hoe veilig is de drager **Duurzaam / milieu:** Hoeveel impact is er op klimaat en milieu bij gebruik drager

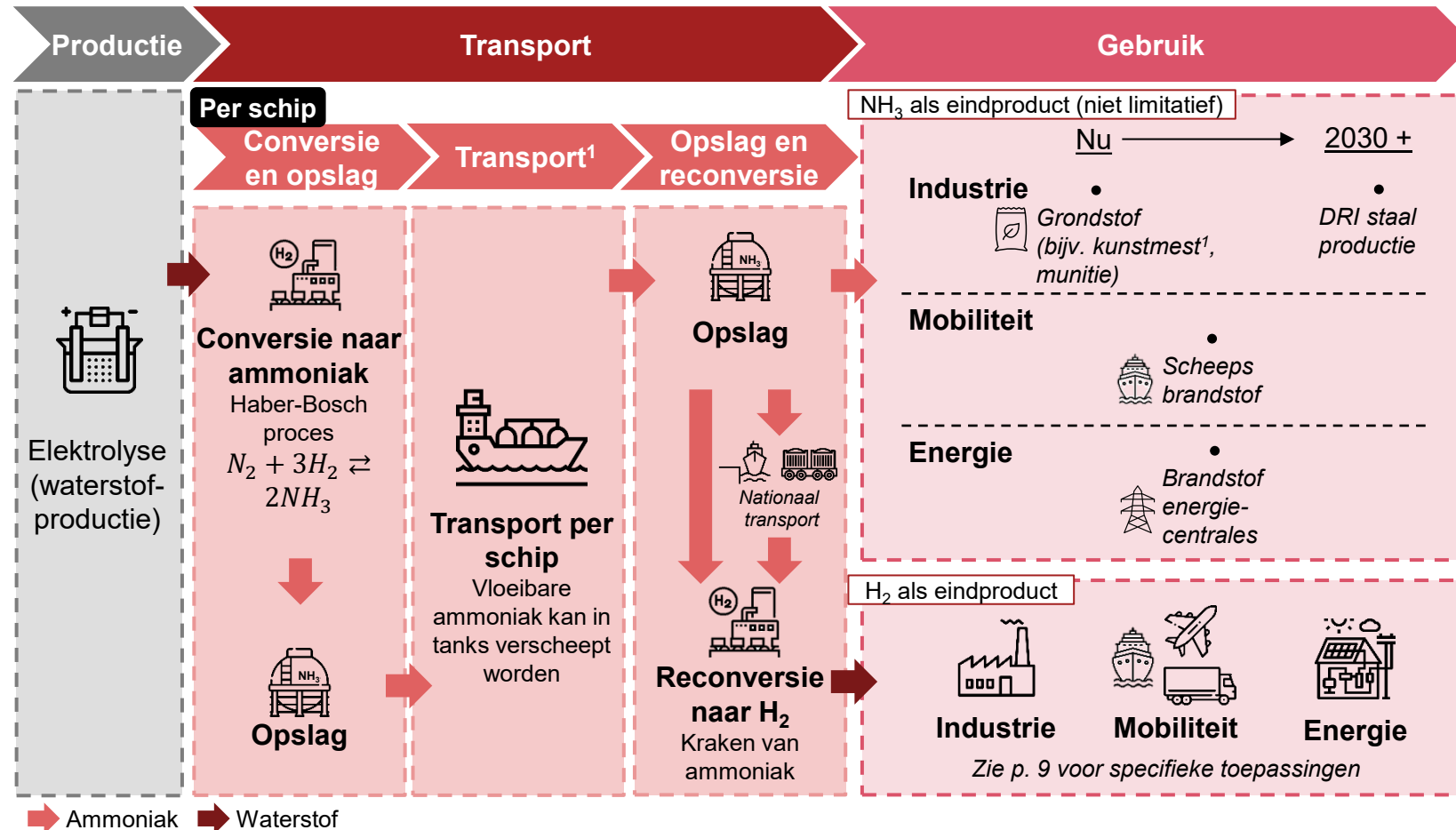
Kabinetsvisie waterstofdragers (22 nov. 2024)

- Het kabinet biedt veel ruimte voor de inzet van waterstofderivaten, met name op de korte termijn
- Vanuit maatschappelijk perspectief ziet het kabinet een belangrijke rol voor LH₂ en LOHC's, vooral bij conversie naar waterstofgas in de importhaven. Ook methanol en LSM bieden potentie, mits o.b.v. duurzame koolstof
- Ammoniak heeft een duidelijke rol bij het opbouwen van een mondiale waterstofmarkt, maar kent nadelen, m.n. bij de verwachte toename van opslag en doorvoer
- Het kabinet geeft bij ammoniak de voorkeur aan eindgebruik of conversie in de zeehavens en zo ver als mogelijk van bewoond gebied; doorvoer is toegestaan, mits veilig, bij voorkeur via buisleiding of binnenvaart. Fijnmazige distributie is ongewenst, maar niet geheel te voorkomen
- Het kabinet is positiever over andere dragers dan over ammoniak, vooral als er op termijn meer waterstofdragers en vervoersmodaliteiten beschikbaar zijn. Echter, de ammoniakmarkt, die de komende jaren wordt opgebouwd, zal naar verwachting blijven bestaan

Strategy& 1) Korte termijn (KT), lange termijn (LT); 2) 85% van alle aangekondigde exportprojecten gebruiken ammoniak als drager, bron (IEA) (link); 3) Zeer zorgwekkende stoffen; LOHC's zijn op zichzelf geen ZZS; Bronnen: Kabinetsvisie op waterstofdragers (link); MCA (2024) Vergelijking waterstofdragers (link); Verdiepingsdocument beoordeling waterstofdragers (2024) (link)

Geïmporteerde ammoniak kan zowel worden teruggekraakt naar waterstof als direct gebruikt worden in de industrie, mobiliteit en energiesector

Verdieping ammoniak keten



Toelichting

- Ammoniak wordt gemaakt o.b.v. het Haber-Bosch proces en vereist stikstof (N₂) (afgevangen uit de lucht), waterstof (H₂) en een katalysator (doorgaans ijzer en kaliumhydroxide) en leidt onder hoge druk en temperatuur tot ammoniak (NH₃)
- Om waterstof te verkrijgen, dient ammoniak teruggekraakt te worden via een ammoniakkraker – dit kan direct bij aankomst in de haven gebeuren of dichtbij de eindgebruiker in het binnenland²
- Ammoniak wordt op dit moment al op grote schaal gebruikt en internationaal verscheept vanwege directe toepassing binnen de industrie, met name als grondstof voor kunstmest
- Op termijn kan ammoniak ook als duurzaam alternatief gebruikt worden binnen meer industriële processen en in de mobiliteit (m.n. scheepvaart) en energie

1) Wereldwijd wordt 70% - 80% van de ammoniak wordt voor productie van kunstmest gebruikt, 20% - 30% wordt gebruikt in andere processen zoals voor plastic, explosieven en kunststof; 2) Kraken dichtbij eindgebruiker is met name relevant voor eindgebruikers die (nog) niet aangesloten zijn op een waterstofpijpleiding

Bronnen: Kabinetsvisie waterstofdragers ([link](#)); PBL (2024) *Productie, import, transport en opslag van waterstof in Nederland*; IPST (2024) *Clean Ammonia Roadmap*

Komende jaren staat FID gepland voor >435 kt en >155 kt/jaar aan opslag- en kraakcapaciteit, gecentreerd rondom zeehavens Rotterdam en Vlissingen

Geplande opslag- en kraakterminals in Nederland

Cluster en projecten	Opslag (kt NH ₃)	Kraker (kt/jaar H ₂)	Toelichting
Rotterdam (6 projecten)	>220	>155	
 Amplifhy Terminal	40	140	Gecombineerde ammoniakopslag en –kraker, met beoogde realisatiedatum in 2030. Capaciteit zou in verdere fases uitgebouwd kunnen worden tot ~250kt opslag en ~600 kt/jaar kraakcapaciteit
 Air Products Terminal	55	15-40	Gecombineerde ammoniakopslag en –kraker, met als doel om hernieuwbare ammoniak vanuit het NEOM project aan huidige waterstofklanten zelf te bedienen. ¹ Beoogde realisatiedatum is 2028
 ACE terminal	N.t.b.	N.t.b.	Ammoniakopslagcapaciteit in samenwerking tussen Vopak en Gasunie; capaciteit zal bepaald worden zodra er meer duidelijkheid is over verwachte vraag naar ammoniak en waterstof
 OCI Terminal	60	-	Uitbreiding van huidige ammoniakopslag terminal, waardoor opslagcapaciteit toeneemt met ~60%
 Chane Terminal	65+	-	Initiële focus op ammoniakopslag van ‘enkele 100k kuub’, met beoogde realisatiedatum in 2030
 Tepsa terminal	Onzeker	-	Beoogde opslagcapaciteit van ~145 kton, maar door verkoop van terminal door GES aan TEP SA zijn plannen rondom deze terminal onzeker
Vlissingen (3 projecten)	>215	Onbekend	
 Evolution Terminals Green Energy hub	100	Onbekend	Terminal met opslag naar verwachting operationeel in 2029, kraker in 2030
 Greenpoint Valley Import Terminal	75	Onbekend	Aanpassing van twee huidige olietanks en realisatie van nieuwe ammoniaktank, met beoogde realisatiedatum in 2026. Daarnaast zijn er plannen voor een ammoniakkraker
 Vlissingen Ammonia Import	40	-	Verkenning van ammoniakopslag op huidige terrein. Beoogde realisatiedatum in 2035
Totaal (9 projecten)	>435	>155	

>18,6 PJ waterstof en ~1,4 Mton CO₂ besparing; >30% van benodigde NL waterstofvraag in 2030 voor klimaatdoelstellingen en 85% van de volledige RED-III doelstelling

Initiatieven centreren zich rondom zeehavens van Rotterdam en Vlissingen, vanwege goede internationale bereikbaarheid, potentieel voor doorvoer via pijpleiding en binnenvaart en gunstige ligging ten opzichte van bewoond gebied, in het kader van veiligheid

1) Aangenomen dat een derde tot de helft van 1.2 miljoen ton ammoniak in Rotterdam aankomt
Bronnen: Waterstofkaart (2025) *Missie H₂* ([link](#)); Ammonia Energy Association (2024) *Preparing for increased ammonia imports to the Netherlands* ([link](#)); DCMR (2024) *OCI kan ammoniakopslag bouwen in de Rotterdamse haven* ([link](#)); VTTI (2025) *Project Amplifhy Europe* ([link](#)); LBC Tank Terminals (2025) *Launch of open season for ammonia storage and ammonia cracking capacity at LBC Vlissingen* ([link](#)); DCMR (2025) *Ontwerpbeschikking op aanvraag voor gebruik bestaande tanks en oprichten nieuwe tank voor opslag van ammoniak* ([link](#)); Vopak (2022) *Vopak prepares for import of green ammonia in North Sea Port, the Netherlands* ([link](#))

In Duitsland en België zijn vergelijkbare plannen voor ammoniak import terminals; geplande capaciteiten zijn veelal afhankelijk van vraagontwikkeling

Geplande opslag- en kraakterminals in Duitsland en België

Projecten Duitsland	Opslag (kt NH ₃)	Kraker (kt/jaar H ₂)
Hamburg (1 project)		
  New Energy Gate Hamburg	55	N.t.b.
Brunsbüttel (2 projecten)		
 RWE Green Ammonia Terminal	N.t.b.	N.t.b.
 Yara Clean Ammonia – terminals	N.t.b.	N.t.b.
Stade (1 project)		
  Hanseatic Energy Hub	164	-
Wilhelmshaven (2 projecten)		
 Green Wilhelmshaven Terminal (GWT)	N.t.b.	N.t.b.
 Hydrogen hub	N.t.b.	130
Totaal (6 projecten)	>219	>130

Projecten België	Opslag (kt NH ₃)	Kraker (kt/jaar H ₂)
Antwerpen (4 projecten)		
 Amplifhy Antwerp	70 – 150	140
  NH3 Antwerp Terminal	N.t.b.	N.t.b.
 Energy Park Antwerp	60	N.t.b.
 ENHANCE	N.t.b.	N.t.b.
Totaal (4 projecten)	>130	>140

Naast deze geplande projecten wordt in zowel Duitsland als België een ammoniakkraker op demonstratieschaal gerealiseerd, na ontvangst van subsidie vanuit Europa of lokale overheid

Specifiek lopen Nederlandse projecten nog tegen de volgende knelpunten aan, naast de generieke knelpunten die gelden voor waterstof(import)

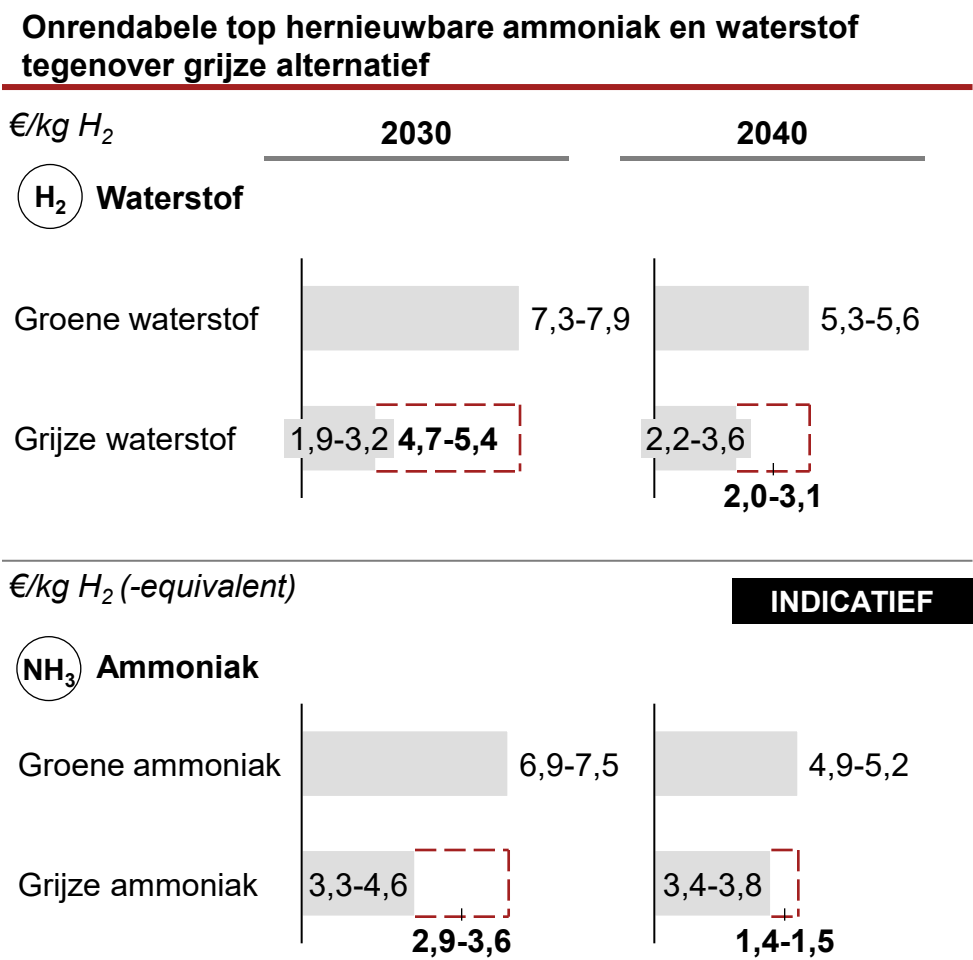
Knelpunten ammoniakimport waardeketen

Categorie	Knelpunten
 Economisch	Onrendabele top voor waterstofimport via ammoniak Net als lokale productie en import van waterstof via andere dragers, kent import van waterstof via ammoniak een onrendabele top: het kostenverschil met het grijze alternatief (incl. ETS-kosten). Een recente PBL-studie schat de onrendabele top in op: • <u>Hernieuwbare waterstof import via ammoniak</u>: €4,7-5,4 per kg waterstof in 2030 en ~€2,0-3,1 per kg waterstof in 2040 • <u>Direct gebruik van hernieuwbare ammoniak</u>: €2,9-3,6 per kg waterstof in 2030 en ~€1,4-1,5 per kg waterstof in 2040
 Maatschappelijk	Zorgen bij omwonenden en publieke instanties over veiligheid van opslag en m.n. binnenlands transport van toenemende volumes ammoniak Ammoniak is een giftige stof en kan bij ongevallen mogelijk grote gevolgen hebben op mens en milieu. Hoewel het transport van ammoniak is toegestaan, de recente kabinetsvisie op waterstofdragers ruimte biedt voor ammoniak (vooral voor direct kraken in havens) en er strikte en recent geüpdatete veiligheidsvoorschriften (bv. PGS-12) zijn, zijn er zorgen bij omwonenden en publieke instanties over de veiligheid van opslag en met name binnenlands transport van toenemende volumes ammoniak. Hierdoor stuiten projecten op bezwaren vanuit gemeenschappen en/of lokale overheden en instanties, wat leidt o.a. tot langere vergunningsprocedures en complicaties bij het zoeken naar een geschikte locatie en vertraagt daarmee het bouwen van opslag- en kraakinstallaties
 Regulering en beleid	Onderhandelde derden-toegang voor krakers¹ Vanuit EU en Nederlandse regelgeving zijn eigenaren van ammoniakkrakers en vloeibare waterstofterminals verplicht om terminal, tegen betaling, open te stellen voor derden. Doel hiervan is i) stimuleren van diversificatie van herkomstlanden van waterstof, ii) borging van strategische autonomie en iii) een gelijk speelveld voor leveranciers van gasvormige waterstof. Desalniettemin, leidt onderhandelde derden-toegang in een onvolwassen markt tot onbedoelde neven-effecten voor sommige spelers in de importketen, doordat het de uitdaging van het samenbrengen van producenten en aanbieders kan vergroten en leidt tot meer administratieve lasten voor investeerders
 Technologisch	Technology readiness level (TRL) van het kraken van ammoniak Hoewel het kraakproces niet nieuw is, wordt het kraken van hernieuwbare ammoniak naar hernieuwbare waterstof nog niet op commerciële schaal gedaan, wat leidt tot complexiteiten bij beoordeling van financiële- en technische haalbaarheid en dit kan leiden tot extra onzekerheid bij afnemers en financiers

Verdieping op volgende pagina

Waterstof via ammoniak-import kent onrendabele top die naar verwachting afneemt richting '40; voor direct-ammoniakgebruik is onrendabele top kleiner

Verdieping: Onrendabele top



Toelichting

- De onrendabele top (het kostenverschil ten opzichte van grijze waterstof (incl. ETS)) voor import van hernieuwbare waterstof, met ammoniak als drager, wordt door PBL geschat op ~€4,7-5,4 per kilo waterstof in 2030¹
- Richting 2040 verwacht PBL dat de onrendabele top afneemt naar ~€2,0-3,1 per kilo waterstof
- Het prijsverschil tussen hernieuwbare en grijze ammoniak is minder groot dan dat bij waterstof;
 - Bij het hernieuwbare alternatief ontbreekt het kraken van ammoniak (NH₃) naar waterstof (H₂)
 - Bij het grijze alternatief is een extra stap nodig om van waterstof ammoniak te produceren
- Belangrijke kanttekening is dat deze inschattingen van de onrendabele top enkel het kostenverschil tussen grijze en hernieuwbare waterstof/ammoniak betreft. Kosten die gemaakt moeten worden voor bijvoorbeeld omschakeling van gas naar waterstof en de daarmee-gepaarde investeringen in faciliteiten zijn geen onderdeel van deze inschatting

Onrendabele top koolstofarme waterstof

Naast hernieuwbare waterstof heeft het PBL tevens een inschatting gemaakt van de onrendabele top voor koolstofarme waterstof. Deze inschatting is echter enkel beschikbaar voor lokale productie. PBL concludeert dat ‘de integrale kosten voor de productie van koolstofarme waterstof in 2030 vergelijkbaar zou zijn met die voor grijze waterstof’. Dit is een indicatie dat de onrendabele top voor import van koolstofarme waterstof(-dragers) in 2030 beperkt is (zie ook pagina 14).

Belangrijke kanttekening is dat in de kostenberekening, lokale productie van hernieuwbare waterstof leidt tot opbrengsten door verkoop van gratis verkregen emissierechten. Importeurs hebben momenteel geen toegang tot deze inkomstenstroom (zie hoofdstuk 3).

1) Dit betreft een theoretische kosteninschatting; onrendabele top kan in praktijk groter of kleiner zijn (zie ook pagina 41, over uitkomsten van eerste tender H2Global)
Bronnen: PBL (2024) *Productie, import, transport en opslag van waterstof in Nederland* ([link](#))

3. Instrumenten die waterstofimport naar Nederland bevorderen



Europese en nationale beleidsmakers normeren hernieuwbare/ koolstofarme waterstof en beprijzen grijze alternatief om de onrendabele top te verkleinen

Instrumenten beprijzing en normering

	Normeren		Status	Beleid	Sector	Type H ₂ (-derivaten)	Horizon
	Instrument	Beschrijving					
Normeren	RED-III mobiliteit (NL invulling)	EU doelstelling waarbij in 2030 ≥1% van alle in Europa gebruikte brandstof uit RFNBO's moet bestaan. Nederland heeft dit vertaalt tot sectorspecifieke-verplichtingen voor wegvervoer, binnen- en zeevaart wat optelt tot 7,5 PJ ¹ FNBO's in 2030. Realisatie kan ook door gebruik RFNBO's in raffinaderijen	Van kracht per 2026	 		 RFNBO's	2026 - 2030
	RED-III Industrie (NL invulling)	EU doelstelling voor RFNBO-gebruik in industrie: 42% van totale waterstof-verbruik in 2030 en 60% in 2035. Lidstaten bepalen de invulling; Nederland heeft een jaarverplichting met ingroepad tot 4% in 2030 en 9,9% in 2035 aangekondigd	Aangekondigd	 		 RFNBO's	2026 - 2035
	Bijmeng-verplichting gascentrales	Vanaf 2030 moeten gascentrales in Nederland 1% hernieuwbare of koolstofarme waterstof bijmengen, dit loopt in 2032 op tot minimaal 5%. Onderlinge verrekening is mogelijk en niet naleven wordt beboet	Aangekondigd			 Waterstof, geen derivaten	2030 - 2035
	ReFuelEU Aviation	Verplicht dat vanaf 2025 brandstofleveranciers ten minste 2% duurzame brandstof (SAF) moeten aanleveren. Levering van synthetische brandstof (e-SAF) is verplicht vanaf 2030 en norm loopt op tot 35% in 2050. Luchtvaartmaatschappijen vliegend in Europa zijn verplicht deze brandstof af te nemen.	Van kracht			 RFNBO's	2025 - 2050
	FuelEU Maritime	EU doelstelling om broeikasgasintensiteit van schepen te verlagen: 2% reductie in 2025, 80% in 2050. Overschrijding van de toegestane uitstoot leidt tot boete per ton CO ₂ . Het gebruik van RFNBO's telt tot 2033 dubbel bij het berekenen van emissiereducties	Van kracht			 Alle H ₂ (-derivaten); stimuleert RFNBO's	2025 - 2050
	IMO NZF	Globale standaarden met doel om de broeikasgasintensiteit van schepen te verlagen: 20-30% in 2030 en 70-80% in 2040 ten opzichte van 2008. Daarnaast beprijzingsmechanisme waarbij schepen die meer uitstoten dan toegestaan credits moeten kopen. Er is geen focus op gebruik van RFNBO's.	Aangekondigd			 Alle H ₂ (-derivaten)	2027 - 2040
	ETS / CBAM	EU ETS beprijs CO ₂ -uitstoot van Europese industriële producenten, waardoor verduurzamen (bv. via waterstof) aantrekkelijker wordt. Vanaf 2026 start CBAM (o.a. voor waterstof), waardoor niet-Europese producenten ook een CO ₂ -prijs moeten betalen, met als doel om weglekrisico te verkleinen	Van kracht		 	 Alle H ₂ (-derivaten)	2005 - 2050
	Nationale CO₂-heffing	Nederlandse bodemprijs voor EU ETS; indien het heffingstarief de EU ETS-prijs overstijgt dient extra heffing betaald te worden. Hoewel Kamermeerderheid heffing wil afschaffen is nationale CO ₂ heffing tot dusver enkel tot 2030 uitgesteld	Van kracht (uitgesteld tot 2030)		 	 Alle H ₂ (-derivaten)	2030 - 2050
Beprijzen	ETS-2	ETS-2 geldt voor CO ₂ emissies van brandstoffen die geleverd worden aan onder andere de gebouwde omgeving en transport. De prijs van ETS-1 en ETS-2 rechten komt apart tot stand	Van kracht per 2027		 	 Alle H ₂ (-derivaten)	2027 - 2050
	 Industrie	 Mobiliteit  Energie  Gebouwde omgeving					

Effect van huidige normerings- en prijsinstrumenten is onzeker, waardoor aanbieders van waterstof en infra afwachtend zijn

Knelpunten vraagstimulering voor waterstofimport

- Hoewel ETS (en vanaf 2026 ETS-2) de kostprijs van grijze waterstof (en daarmee de betalingsbereidheid voor hernieuwbare waterstof) verhoogd, zijn de verwachte ETS-prijzen onvoldoende om de onrendabele top te dekken¹
- Daarnaast zijn er zorgen over effectieve CBAM-implementatie, waardoor ETS in huidige vorm kan leiden tot weglek van industriële activiteit in Europa
- Wat betreft de Nederlandse instrumenten is het onzeker in hoeverre deze de beoogde vraag naar waterstof gaan creëren door het weglekrisico voor de industrie, de korte horizon van een aantal instrumenten en veranderend en onzeker beleid
- Vanwege deze onzekerheid zijn ontwikkelaars en exploitanten van de benodigde productie-, import- en transportinfrastructuur terughoudend met investeren
- De beperkte of vertraagde opschaling van aanbod en infrastructuur vergroot op haar beurt de onzekerheid bij afnemers bijvoorbeeld over leveringszekerheid en de prijs van waterstof

Observaties NL beleid

Weglek- risico	De internationale concurrentiepositie van NW-Europese industrie staat onder druk door structurele concurrentienadelen zoals hoge energie- en infrastructuurprijzen. Het normeren van hernieuwbare waterstof en beprijzen van CO₂ op nationaal niveau (bv. RED-III industrie en nationale CO₂-heffing) leidt tot kostenverhoging voor de NL industrie, terwijl zij deze hogere kosten niet kunnen doorgeven aan hun afnemers, omdat zij op een internationale markt concurreren. Dit verhoogt het weglek-risico, en maakt daarmee de beoogde industriële waterstof-vraag hoogst onzeker. De mobiliteit- en energiesector lijken vooral op nationale markten te opereren.² Hierdoor lijkt het weglekrisico beperkt tot partijen waarvan hun klanten niet gebonden zijn aan lokale markt zoals luchtvaarthubs (waarbij maatschappijen uitwijken naar hubs buiten Europa), automobilisten die op de grens wonen en energiecentrales met vooral industriële afnemers. Normering en beprijzing van deze sectoren lijkt daardoor beter te werken dan in de industrie en daarmee lijkt afwijking van de Europese RED-III doelstellingen voor de mobiliteit-sector³ een minder groot probleem wat betreft weglekrisico.
Korte horizon	Nederlandse normering o.b.v. RED-III loopt tot 2030 (mobiliteit) en 2035 (industrie) en geven daarmee vraagzekerheid voor komende 5-10 jaar, terwijl kapitaalintensieve investeringen in waterstof-faciliteiten een langere investeringshorizon (~15 jaar) kennen en pas vanaf 2030 operationeel kunnen zijn.
Verand- erend en onzeker beleid	Voor een aantal instrumenten is de inhoudelijke uitwerking tussentijds gewijzigd of is momenteel exacte invulling nog niet bekend. Zo is i) voor RED-III halverwege 2024 een correctiefactor voor de raffinageroute aangekondigd en vervolgens halverwege 2025 afgeschaft en ii) zijn subdoelstellingen voor de mobiliteit-sector gewijzigd. Daarnaast is er onduidelijkheid over de afschaf van de nationale CO₂-heffing en is de bijmengverplichting voor de energiesector aangekondigd, maar moet dit voorstel nog langs de 2^e en 1^e Kamer.

1) Bron: PBL; 2) Deze observatie is gebaseerd op signalen uit de markt in interviews, hier is geen diepgaande analyse marktafbakening gedaan; 3) Met het aanpassen van de correctiefactor van 0,4 naar 1,0 is de doelstelling voor wegvervoer verhoogd van 2,0 naar 5,6 PJ
Bronnen: Interviews; Kamerbrief voortgang waterstofbeleid ([link](#)); Kamerbrief vierde voortgangsbrief implementatie RED-III Vervoer ([link](#)), Kamerbrief voortgang implementatie RED-III vervoer ([link](#)); Toelichting op de besluitvorming van klimaat en energiemeatregelen ([link](#)); PBL (2025) *Groene waterstof: de praktische uitdaging tussen droom en werkelijkheid* ([link](#))

Er zijn verschillende Nederlandse en Europese subsidies die de normerings- en prijsinstrumenten aanvullen, veelal gericht op lokale productie

Overzicht huidige subsidies

Verdieping op volgende pagina's

Instrument	Kernbeschrijving	Status	Horizon	Keten	Type H ₂	Budget	Knelpunt
H2Global	 Mechanisme dat via een dubbele veiling RFNBO waterstof(-derivaten) handelt, waarbij prijsverschil tussen kostprijs en betalingsbereidheid wordt gesubsidieerd.	● Actief	2022-heden	 		€300M (2025, vanuit NL)	Budget en gehanteerde tijdslijnen
SDE++	 Exploitatiesubsidie ter stimulering van CO ₂ -reductie in NL. Lokale productie en CCS zijn onderdeel, waarbij tot 100% van de onrendabele top gedekt wordt.	● Actief	2020-2026 ¹	 		€8.000M (SDE++ 2026)	Geen categorie voor H ₂ -import
OWE	 Subsidie voor investeringskosten (OpEx) en productiekosten (CapEx) van grootschalige productie-installaties (>0,5 MW).	● Actief	2023-heden	 		€1.000M (2024 call)	Specifiek voor lokale productie
NIKI & VEKI	 Subsidies voor verduurzamingsinitiatieven binnen de industrie zoals gebruik van waterstof en dragen hiermee indirect bij aan de vraag naar waterstof.	● Actief	2019-heden	  Indirect via vraag		€359M (2025 call)	Indirecte stimulans H ₂ , beperkt budget
Maatwerk	 Individuele verduurzamingsafspraken met industriële bedrijven. Onderhandelingen met grootste deel van de bedrijven is echter gestaakt.	● Afgeschaald	2022-heden	  Indirect via vraag		-	Onderhandelingen grotendeels gestaakt
Vraagsubsidie RFNBO industrie	 Aangekondigd in 2024. Vormgeving wordt momenteel nog uitgewerkt. Consultatie van conceptvoorstel staat 'na de zomer van 2025' gepland.	● Aangekondigd	N.t.b.	  Indirect via vraag		€662M (Reservering KF ²)	Nadere uitwerking nog onbekend
CO₂-emissierechten	 Waterstofproducenten krijgen gratis EU ETS-emissierechten. Voor koolstofarme en hernieuwbare waterstofproducenten is dit vorm van subsidie, omdat ze rechten kunnen verkopen. Dit effect wordt vergroot door NL CO ₂ heffing.	● Actief (afbouw rechten tot 2033)	2026-2033	 		-	Import krijgt geen gratis ETS-rechten
CEF Energy (CEF 2)	 Europees co-financieringsprogramma voor grensoverschrijdende (binnen EU) energie-infrastructuur (PCI, PMI en CB-RES), met subsidies tot 50% (75% voor zeer brede EU projecten) voor studies en realisatie van projecten.	● Actief	2021-2027	 		€600M (CEF energy 2025)	Beperkt, al is aanvraag complex en budget beperkt
Innovation fund IF Grant Calls	 EU-fonds gefinancierd uit ETS-opbrengsten dat tot 60% subsidie verstrekt voor decarboniserende technologieprojecten.	● Actief	2020-2030	 		€2.400M (IF24 call)	Import concurrentienadeel in aanvraag
EU Hydrogen Bank	 Innovatiefonds veilingen worden via de Hydrogen Bank georganiseerd. Winnaars krijgen een vaste premie uitgekeerd per geproduceerde eenheid waterstof.	● Actief	2022-heden	 		€1.000M (eind 2025 call)	Import pijler nog niet uitgewerkt
EIB (Green Hydrogen Fund)	 Europese Investeringsbank die leningen tegen lagere rentes verstrekt ten behoeve van hernieuwbare waterstofprojecten.	● Actief	2021-heden	 		€459M (toegezegd budget)	Enkel impact op financieringskosten
IPCEI Waterstof	 Europees staatssteunkader waarmee lidstaten waterstofprojecten tot 100% van de onrendabele top kunnen ondersteunen tot de eerste industriële toepassing.	● Afgerond	2020-2024	 		€1.400M (Hy2Move call)	Geen nieuwe ronde verwacht

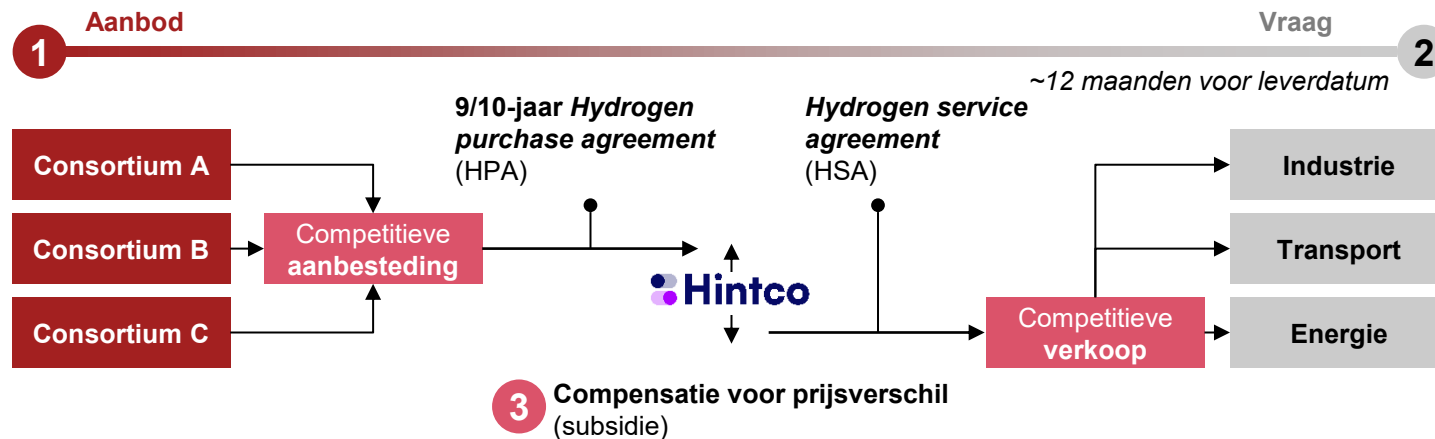
 Lokale productie  Import

1) Door verlaging van beschikbare budget van SDE++ voorziet de KEV 2025 dat er na 2026 geen openstelling meer zal plaatsvinden, tenzij nieuw budget wordt vrijgemaakt ([link](#)); 2) K.F. = Klimaatfonds; Bronnen: Ministerie van EZK (2024) ([link](#)); CEF (2021-2027) ([link](#)); ETS ([link](#)); Innovation fund IF25 Hydrogen Auction ([link](#)); Innovation fund IF Grans Calls ([link](#)) & ([link](#)); Green Hydrogen Fund ([link](#)); IPCEI ([link](#)); H2Global ([link](#)); SDE++ ([link](#)); OWE ([link](#)); Kamerbrief Ministerie KGG ([link](#)); Overzicht instrumentarium voor waterstof ([link](#)); Consultatie jaarverplichting RFNBO industrie ([link](#))

H2Global is enige NL subsidie-instrument specifiek voor import en dekt het prijsverschil tussen prijs waterstof en betalingsbereidheid afnemers

Nederlandse subsidies (H2Global)

Hintco biedt een dubbele veiling-mechanisme aan waar overheden gebruik van kunnen maken om de waterstofimportmarkt te stimuleren



Mechanisme

- 1 Een tussenpartij (Hintco) koopt in een eerste veiling hernieuwbare waterstof(-derivaten) met meerjarige inkoopcontracten (9-10 jaar¹)
- 2 In een tweede veiling verkoopt Hintco de waterstof(-derivaten) tegen een (potentieel) lagere prijs die gelijk is aan de betalingsbereidheid van afnemers met eenjarige afnamecontracten
- 3 Het prijsverschil wordt gefinancierd door de opdrachtgever van de veiling (tot nu toe Duitse en Nederlandse overheid)



Overdracht

- De producent is verantwoordelijk voor de waterstof(-derivaten) tot het leveren op het aanlandpunt; het eventuele kraken van hernieuwbare ammoniak is hiermee ook voor de rekening van de producent (indien het een waterstof tender betreft)
- De afnemer is vervolgens zelf verantwoordelijk voor het transport vanaf het aanlandpunt naar de gewenste locatie

Duitsland en Nederland hebben opdracht gegeven voor een aantal tenderrondes

Tender 1 – Duitse tender

- 2022: Start Duitse HPA tender (budget €900M) voor RFNBO Ammoniak, RFNBO Methanol en E-SAF
- 2024: Toekenning HPA RFNBO Ammoniak met een maximale contractwaarde van €397M, met als leveringspunt de haven van Rotterdam
- 2025/2026: Verwachte start HSA-veiling RFNBO ammoniak

Tender 2 – Duits-Nederlandse & Duitse tender

- 2025: Start gezamenlijke HPA tender door Duitsland en Nederland (beide leggen €300M in) en 4 Duitse regionale tenders (elk minimaal budget van € 484M)
-  De Duits-Nederlandse tender richt zich op RFNBO waterstof en moet geleverd worden in Nederland en Duitsland (naar rato van ingelegd subsidiebedrag)
-  De Duitse regionale tenders richten zich op RFNBO waterstof, methanol en ammoniak en moet worden geleverd in een Duitse hub. Import via ander land is mogelijk, zolang finaal leverpunt in Duitsland ligt
- 2026: Verwachte toekenning HPA-veilingen
- 2027: Verwachte start HSA-veilingen
- 2028: Verwachte levering HPA-producten

Opzet van aankomende H2Global tender biedt echter onvoldoende zekerheid, vanwege beperkt budget, niet marktconforme tijdslijnen en beperkte scope

Knelpunten H2Global

Knelpunt	Beschrijving
Beperkt budget	Budget ontoereikend voor import: - De Nederlandse inleg in de Duits-Nederlandse tender (€300 mln, verdeeld over 9-10 jaar) is relatief beperkt vergeleken met subsidies voor lokale productie (bv. OWE ~€250 mln in 2023, ~€1 mld in 2024 en nieuwe ronde in 2025; voor SDE++ hekje ‘Moleculen’¹ €750 mln in 2023, ~€1 mld in 2024 en €750 mln in 2025). Bovendien is het tenderbudget voor H2Global niet volledig beschikbaar voor het afdekken van de onrendabele top, maar voor aankoop van hernieuwbare waterstof. Hierdoor ligt de daadwerkelijk beschikbare subsidie lager. - Naar verwachting kan met dit budget ~0,9 PJ (7,5 kton) over een periode van 10 jaar worden aangetrokken.² Deze volumes zijn niet voldoende om het gat te dichten richting de nationale klimaatdoelstellingen, Europese RED-III doelstellingen noch de industrie doelstellingen (50-59 PJ, 20 PJ, 12,5 PJ, resp. (zie pagina 16)). Bovendien is dit volume hoogstwaarschijnlijk ook niet toereikend voor de minimaal-benodigde schaal die nodig is voor economisch-efficiënte import-infrastructuur (zie pagina 25 voor geplande capaciteiten), waardoor enkel H2Global met huidige budget niet voldoende zal zijn voor bedrijven om FID te nemen voor importterminals.
Niet markt-conforme tijdslijnen	Eerste levering vereist voordat benodigde waterstofinfrastructuur gereed is: - De looptijd van de Duits-Nederlandse H2Global-faciliteit (Tender II) is negen tot tien jaar en start vanaf 2028. Als een producent later operationeel is, is de periode waarin subsidie benut kan worden korter. Niet-geleverde volumes kunnen niet worden doorgeschoven naar latere jaren. 2028 is daarmee een ambitieuze streefdatum, zeker gezien veel productie- en importprojecten pas rond of na 2030 operationeel zullen zijn. Ook de binnenlandse transportinfrastructuur (bv. DRC) wordt grotendeels pas na 2030 verwacht. Hierdoor kan de impact van Tender II lager uitvallen dan beoogd. Duur van afnamecontract leidt niet tot benodigde leveringszekerheid voor afnemers: De éénjarige afnamecontracten bieden afnemers onvoldoende zekerheid om meerjarige investeringen in de benodigde procesaanpassingen te doen die nodig zijn voor inpassing van hernieuwbare waterstof te ondersteunen. Duur van inkoopcontract komt niet overeen met financieringshorizon van productie- en importinfrastructuur: De langjarige inkoopcontracten (9-10 jaar) aan de productiezijde zijn korter dan de financieringshorizon die gebruikelijk is bij kapitaalintensieve projecten (ca. 15 jaar). Deze mismatch verlaagt de financierbaarheid van importprojecten en kan leiden tot uitstel van investeringsbeslissingen.
Scope	Uitsluiting van projecten waarin al een FID is genomen Vanuit het oogpunt van staatssteun lijkt het in eerste instantie logisch om projecten met FID uit te sluiten: overheidssteun is bedoeld om projecten te ondersteunen die zonder deze steun niet gerealiseerd zouden kunnen worden. In de praktijk kan deze uitsluiting onbedoeld tot inefficiëntie leiden. Efficiënte capaciteit die zonder steun is gebouwd voor bv. Aziatische landen, maar een onrendabele top kent voor export naar Europa (bv. vanwege extra transport- of infrastructurele kosten), wordt uitgesloten van steun, terwijl deze volumes zouden kunnen bijdragen aan de totstandkoming van overige schakels in de importketen richting NL.

1) Moleculen omvat naast waterstof uit elektrolyse tevens biomassavergisting en -vergassing en geavanceerde hernieuwbare brandstoffen; 2) Met de gecombineerde middelen van Nederland en Duitsland zou zo'n 6 PJ aangetrokken kunnen worden. Bron: PBL (2025) *Groene waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid* ([link](#)); Bronnen H2Global ([link](#)); Linklaters (2025) *H2Global Update: German Hintco Prepares First Resale and Second Import Tender for Renewable Hydrogen* ([link](#)) & ([link](#)); Consultatie Nederlandse deelname aan H2Global ([link](#))

CEF Energie subsidie is beschikbaar voor deel van import-infrakosten; voor overige subsidies komt importketen beperkt in aanmerking

Europese subsidies



Observaties rondom Connecting Europe Facility (CEF)

- De voornaamste Europese subsidie voor waterstofimport is de Connecting Europe Facility (CEF), Energy tranche
- CEF Energie heeft als doel om de modernisering en uitbreiding van Europese energie-infrastructuur te ondersteunen. Het programma subsidieert projecten die verband houden met het Trans-Europese Netwerk voor Energie (TEN-E), waarbij tot 50% (en soms 75%) van de toegestane infrastructuurkosten subsidiëren kan worden
- Voor huidige ronde is ~€600 mln beschikbaar. Dit budget is relatief beperkt, gezien het feit dat dit voor projecten uit heel Europa én verschillende typen energie-infrastructuur gereserveerd is
- Een belangrijke voorwaarde om in aanmerking te komen voor de CEF Energie subsidie is dat het project een PCI en/of CB-RES status heeft, deze worden eens in de twee jaar uitgegeven
 - Importprojecten (bv. opslag, krakers) kunnen in aanmerking komen voor de PCI-status mits ze o.a. i) onderdeel zijn van een ‘priority-corridor’, ii) het project minstens twee EU-lidstaten verbindt en iii) een significante bijdrage levert aan bv. de Europese klimaatdoelen
 - CB-RES focust op hernieuwbare energie-opwek, waardoor import-infrastructuur hier in principe niet onder valt, tenzij het onderdeel is van een bredere keten die hernieuwbare energie integreert
- Het aanvraagproces wordt als complex beschreven en RVO is niet betrokken bij dit programma. Desalniettemin is het een aantal projecten wel gelukt om de PCI-status (bv. ACE terminal, VTTI), CB-RES status (bv. VTTI, als onderdeel van Cicerone) of zelfs al CEF subsidie te verkrijgen voor de (pre-)FEED fase (bv. VTTI)

Observaties overige Europees subsidie-instrumentarium

ETS	Waterstofimport buiten EU krijgt geen gratis ETS rechten • In EU ETS bestaat een productcategorie voor waterstofproductie, waardoor producenten heffingen moeten betalen over CO₂-uitstoot. Vanwege hoog weglekrisico wordt een deel van de CO₂-uitstoot vrijgesteld via gratis rechten, o.b.v. benchmarkwaarden • Per 1 januari 2024 vallen elektrolyzers binnen de EU ook onder de waterstofcategorie, zodat zij toegang hebben tot de gratis ETS-rechten. Dit leidt tot extra inkomsten van ~€0,70 - €1 per kg H₂, doordat elektrolyzers binnen de EU deze gratis rechten kunnen verkopen • Elektrolyzers buiten de EU hebben geen toegang tot deze gratis ETS-rechten, ook als ze onderdeel uitmaken van de importketen richting de EU. Dit leidt tot een ongelijk speelveld tussen binnenlandse productie en import (tot de uitfasering van de gratis ETS-rechten in 2034)
Innovation Fund	Import van buiten EU heeft concurrentienadeel doordat CO₂-reducties buiten EU niet worden meegewogen • Subsidie wordt toegekend aan de projecten met het hoogst aantal punten, waarbij 19-27 van de in totaal 76 punten kunnen worden verdiend op basis van GHG-emissiereductie • In het geval van waterstof wordt er enkel GHG-emissiereductie toegekend aan het project indien waterstof-productie onderdeel is van de projectscope. Waterstofproductie buiten de EU is uitgesloten, waardoor de win-kans van waterstofimport relatief laag is • Desalniettemin, is het mogelijk subsidie te verkrijgen mits importprojecten hoog op de andere criteria scoren (bv. innovatie). Recent heeft Air Liquide subsidie gekregen voor ‘Enhance’ project met o.a. een first-of-its-kind grote-schaal ammoniakkraker
HB	EU Hydrogen Bank (HB) pijler voor waterstofimport is nog niet uitgewerkt • Hoewel één van de pijlers van de EU Hydrogen Bank import is, is deze pijler nog niet verder uitgewerkt. Voor lokale productie is inmiddels al de derde tenderronde gepland

Conclusie: Door beleidsonzekerheid en ketenafhankelijkheden is de verwachting dat waterstofimport niet of op beperkte schaal gerealiseerd wordt

Gevolgen van huidige onzekerheid op infra-dimensionering

De huidige instrumenten voor waterstof en praktische uitdagingen bij afnemers bieden onvoldoende prikkels...

- De optelsom van instrumenten biedt onvoldoende zekerheid over de toekomstige waterstofvraag en huidige subsidie-instrumentarium voor gehele waterstof-importketen is nog onvoldoende uitgewerkt
- Daarnaast gelden er ook praktische uitdagingen verderop in de waterstofketen (m.n. vertraging waterstofnetwerk, (zie ook Appendix), maar ook vergunningsprocedures, stikstof en netcongestie bij potentiële afnemers), waardoor geïmporteerde volumes mogelijk toch niet geleverd kunnen worden
- Door deze beleidsonzekerheid en ketenafhankelijkheden zijn investeerders terughoudend met het ontwikkelen van de benodigde infrastructuur voor waterstofimport

...waardoor import-infrastructuur wordt uitgesteld of gedimensioneerd op kleinere, lokale schaal...

- Ontwikkelaars van waterstofimport-terminals zullen geneigd zijn om investeringen uit te stellen totdat er meer zekerheid is, of terminals te dimensioneren op basis van een kleinere schaal om het volloopprijs te verkleinen:
 - Bestaande prikkels voor de transportsector creëren naar verwachting een zekere mate van vraag naar waterstof, maar vooral de industriële vraag voor waterstof is momenteel nog hoogst onzeker. Hierdoor zullen ontwikkelaars geneigd zijn om in eerste instantie vooral te focussen op verwachte volumes vanuit de transportsector
 - Tijdigheid van nationale waterstoftransport-infrastructuur is onzeker (mede vanwege onrendabele top en resulterende onzekere vraag), waardoor ontwikkelaars geneigd zullen zijn om in eerste instantie te focussen op lokale volumes (bv. Rotterdam, zie ook Appendix)

...waardoor doelstellingen niet worden gehaald en infrastructuur inefficiënt wordt gedimensioneerd

- Doordat ontwikkeling van import-infrastructuur wordt uitgesteld of kleiner gedimensioneerd is het onwaarschijnlijk dat Nederland de Europese RED-III doelstellingen, of haar eigen klimaatdoelstellingen, zal halen¹
- Tegelijkertijd brengt de kleinere schaal van import-infrastructuur inefficiënties met zich mee, wanneer de vraag na de dimensioneringskeuze groeit, bv:
 - Hogere kosten per geïmporteerde eenheid waterstof, vanwege schaalnadelen
 - Hogere ruimtelijke claims in gebieden waar ruimte schaars is (bv. Haven Rotterdam)
 - Grotere stikstofdeposities door tweemaal bouwen
 - Dubbele vergunningsprocedures en netcapaciteit aanvraag

1) Het realiseren van de geambieerde waterstofhub-functie voor Duitsland is naast Europees en Nederlands beleid ook afhankelijk van Duits beleid en het Duits beleid is in dit rapport niet uitvoerig geanalyseerd. Desalniettemin, dragen huidige onzekerheid en praktische uitdagingen niet bij aan het realiseren van deze ambitie.
Bron: Interviews

Om importketen te ontgrendelen kan NL overheid inzetten op vier concrete oplossingsrichtingen, naast aantal langere termijn/EU oplossingsrichtingen

Knelpunten en oplossingsrichtingen

Verdieping op korte termijn/ binnenlandse oplossingsrichtingen op volgende pagina's

	Knelpunten huidig beleid	Oplossingsrichting op Nederlands niveau
Korte termijn ¹⁾ binnenlandse oplossingsrichtingen	1. Korte horizon normering mobiliteit	Overweeg het vaststellen van normen voor de Nederlandse mobiliteit-sector voor langere termijn (min. 2040). Hiermee wordt effectiviteit van de normen vergroot, doordat gecreëerde vraagzekerheid beter aansluit bij investeringshorizon van import-infrastructuur (~15 jaar)
	2. Beperkingen in Nederlandse subsidie-instrumenten	- Overweeg uitbreiding van beschikbare NL subsidiebudget, zodat deze in lijn is met onrendabele top van de investeringen die nodig zijn om (RED-III/ klimaat) doelstellingen te halen (naar schatting ~€1,6-6,5 mld om RED-III industrie 2030 doelstelling structureel te halen via import) <u>Vraagsubsidie RFNBO industrie</u>: Werk voorgenomen subsidie uit, met aandacht voor <i>level playing field</i> tussen import en lokale productie <u>H2Global</u>: Overweeg: 1) Aanpassingen van tijdslijnen van Nederlandse tenders (eerste leverdatum, duur van inkoop- en afnamecontract), zodat deze beter aansluiten bij de wensen van de markt; en 2) Scope-uitbreiding in de Nederlandse tenders naar projecten waar FID al is genomen voor (deel van) buitenlandse deel van de keten (bv. buitenlandse elektrolyser) <u>SDE++</u>: Overweeg uitbreiding van SDE++ door een categorie voor import van waterstof(-derivaten) toe te voegen. Dit draagt bij aan herstellen <i>level playing field</i> met lokale productie en hierdoor wordt subsidie verleend aan meest efficiënte manier van CO₂-reductie <u>OWE</u>: Overweeg verbreding OWE doelstelling van capaciteit-gericht naar volume-gericht, zodat waterstofimport in aanmerking komt. Dit draagt bij aan herstellen <i>level playing field</i> met lokale productie en hierdoor kan subsidiebudget beschikbaar worden gesteld aan meest efficiënte manier om waterstofvolume te verkrijgen (en CO₂ te reduceren)
	3. Ongedekt volloopriscio a.g.v. ketenafhankelijkheden	Overweeg introductie van capaciteitsmechanisme voor korte-termijn (of het loslaten van benuttingseis binnen subsidie-instrumenten voor import) om te voorkomen dat importketens op inefficiënte schaal worden gedimensioneerd
Langere termijn/EU oplossingsrichtingen	4a. Beperkte toegang tot EU subsidies	Overweeg bedrijven te ondersteunen in aanvraagproces voor CEF-subsidie (bv. door onderdeel van RVO te maken)
	4b. Beperkte toegang tot EU subsidies	- Pleit voor verbreding van bestaande Europese subsidie-instrumenten (EU ETS gratis rechten, Innovation Fund) naar import - Pleit voor verdere uitwerking van de internationale importpijler van de EU Hydrogen Bank - Pleit voor vereenvoudiging van het proces voor het verkrijgen van de CEF subsidie, zodat toegankelijkheid wordt vergroot
	5. Onzekere industriële vraag vanwege weglekrisico	- Pleit voor consistente implementatie van normen (2040+) en beprijzing voor industrie op EU niveau en voorkom nationale koppen - Pleit ervoor om de afnameverplichting bij eindconsument voor producten o.b.v. hernieuwbare waterstof neer te leggen i.p.v. de producent - Pleit voor versterking van ETS, middels implementatie van een effectieve CBAM, om weglekrisico van Europese industrie te verkleinen

1) Oplossingsrichtingen die op relatief korte termijn geïmplementeerd zouden kunnen worden door de Nederlandse overheid

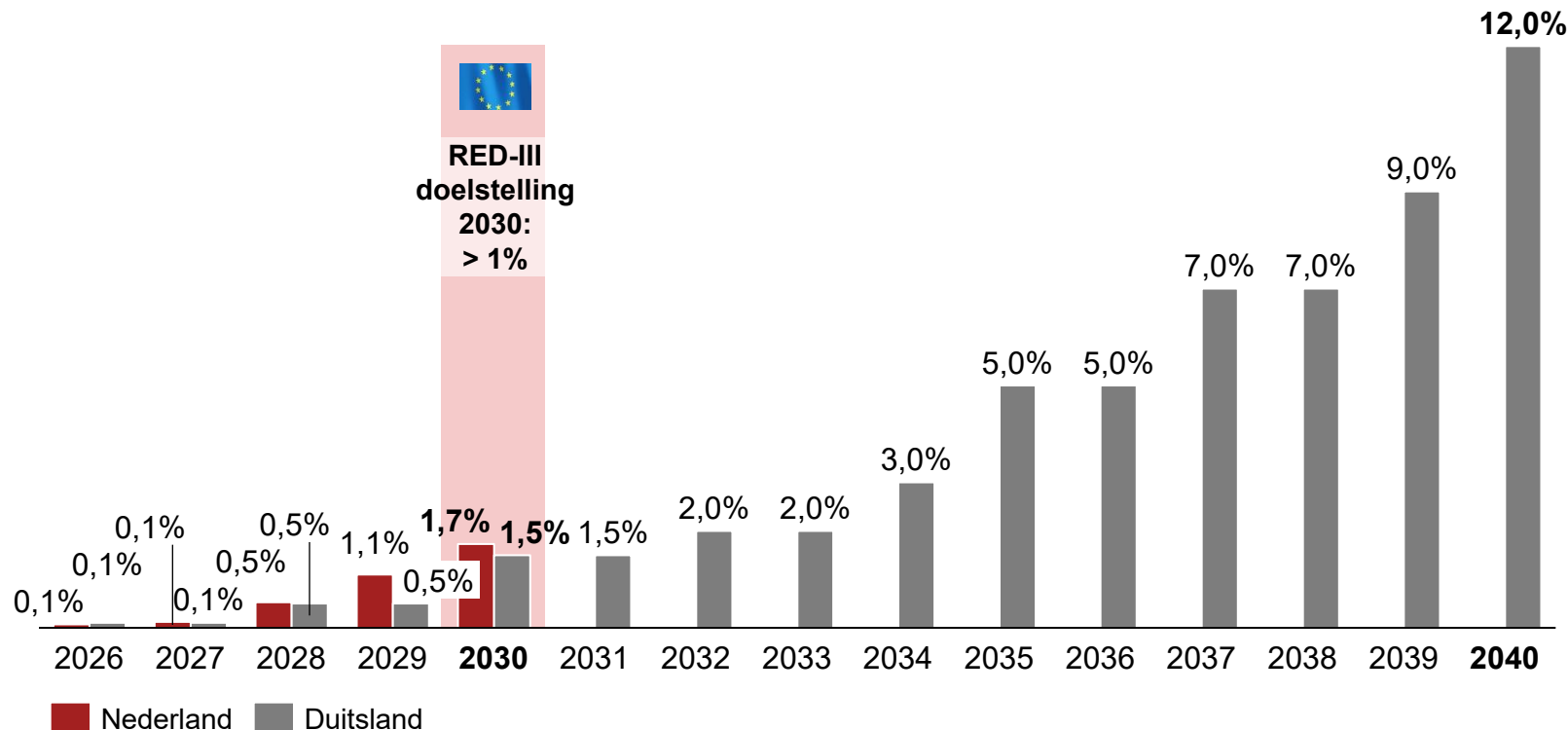
Noot: Hoewel hoofdstuk 2B en 3 zich primair richt op waterstofimport via ammoniak, zouden de voorgestelde oplossingsrichtingen ook bijdragen aan reductie van de onrendabele top voor waterstofimport via andere dragers

De nationale normering vanuit RED-III voor de mobiliteitssector verlengen tot 2040 kan tot meer vraagzekerheid voor de waterstof(import)keten leiden

Effectiviteit normering

De Nederlandse normering voor mobiliteit is vastgesteld tot 2030, in Duitsland tot 2040

In % RFNBO t.o.v. van totaal brandstofgebruik in mobiliteit-sector

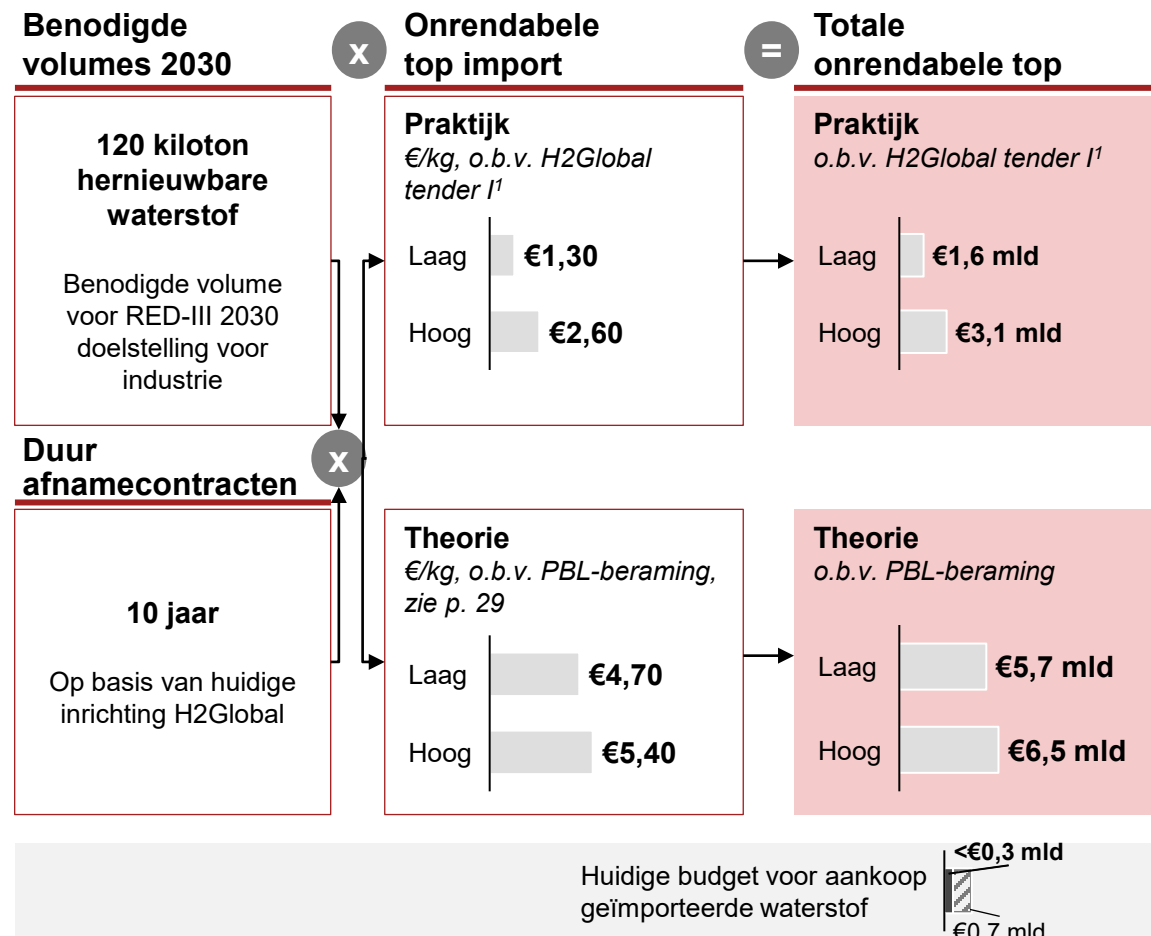


Toelichting

- Voor de mobiliteit- en energiesector lijkt het weglekrisico kleiner dan voor de industrie, waardoor normering voor deze sectoren beter lijkt te werken
- Momenteel heeft Nederland de RED-III doelstelling voor transport geïmplementeerd in nationale wetgeving, met een norm van 1,7% RFNBO's in 2030
- Kapitaalintensieve investeringen in waterstof-faciliteiten hebben echter een langere investerings-horizon (ca. 15 jaar) en naar verwachting zijn veel waterstoffaciliteiten pas vanaf 2030 operationeel
- De effectiviteit van de huidige normering kan daarom verhoogd worden door (vooruitlopend op nieuwe Europese doelstellingen voor 2035 en 2040) de normen voor langere termijn vast te stellen, zodat de gecreëerde vraagzekerheid beter aansluit bij de investeringshorizon van import-infrastructuur
- Hierbij kan gekeken worden naar omringende Europese landen. Zo heeft Duitsland bij de nationale invulling van de RED-III transport doelstellingen normen vastgelegd tot 2040 (in plaats van 2030 zoals in de RED-III is voorgeschreven)

Momenteel is <€0,3 mld subsidie beschikbaar voor waterstofimport; ~€1,6-6,5 mld subsidie zou nodig zijn voor RED-III industrie 2030 doelstelling

Beschikbaar budget waterstofimport



Toelichting

- Momenteel is er vanuit NL €300 mln beschikbaar voor de aankoop van geïmporteerde hernieuwbare waterstof via H2Global. Aangezien dit budget bedoeld is voor de aankoop van hernieuwbare waterstof en niet voor het afdekken van de onrendabele top ligt het daadwerkelijke subsidiebudget lager. Met dit beschikbare budget kan ~0,9 PJ² (7,5 kiloton³) per jaar aangetrokken worden
- Daarnaast is een budget van €662 mln vrijgemaakt voor de voorgenomen vraagsubsidie RFNBO voor industrie. De nadere uitwerking van de vraagsubsidie is momenteel nog onbekend en zal 'na de zomer' geconsulteerd worden
- RED-III doelstellingen voor Nederland vereisen 22 PJ in 2030 aan waterstof(-derivaten). Hiervan is 14,5 PJ (~120 kton) nodig voor de industrie
- Behalen van industriedoelstelling o.b.v. normering /beprijzing lijkt lastig, vanwege weglekrisico (zie p. 32) en lange doorlooptijd van normering op EU niveau
- Indien RED-III doelstelling structureel (i.e. over een periode van 10 jaar) volledig via subsidiëring van import zou worden behaald, laat een eerste schatting zien dat ~€1,6-€6,5 mld nodig zou zijn om de onrendabele top te dekken
 - Uitgaande van inschatting van onrendabele top door PBL is ~€5,7-€6,5 mld nodig
 - O.b.v. het aankoopcontract van de eerste Duitse H2Global tender lijkt onrendabele top mogelijk kleiner te zijn dan door PBL berekent, door lagere inkoop prijs voor hernieuwbare ammoniak. Bij deze kostprijs is benodigde subsidie ~€1,6-€3,1 mld

1) Op basis van het afgesloten aankoopcontract uit de eerste (Duitse) aankooptender blijkt dat de geïmporteerde hernieuwbare waterstof een kostprijs van €4,50 per kilo heeft; 2) Bron: PBL (2025) *hernieuwbare waterstof: de praktische uitdagingen tussen droom en werkelijkheid* ([link](#)); 3) 0,12 PJ = 1 kiloton H₂
Bronnen: BMWK (2024) ([link](#))

Effectiviteit van H2Global kan vergroot worden door aanpassingen in termijnen en scope

Aanpassingen H2Global



Waterstofimport zou aan SDE++ en/of OWE toegevoegd kunnen worden; hierbij zijn aantal praktische overwegingen belangrijk

Verbreden van SDE++/OWE naar import

Waterstofimport valt binnen doelstellingen SDE++ en door regeling open te stellen voor import van waterstof(-derivaten) wordt beschikbare subsidiebudget effectief ingezet voor CO₂-reductie

- De SDE++ is gericht op het stimuleren van CO₂-uitstootreductie, in lijn met 2030 Klimaatdoel en subsidieert verschillende CO₂-reductie technieken (waaronder lokale productie). Ondanks dat import van waterstof(-derivaten) bijdraagt aan dit doel, is er geen categorie voor import van waterstof(-derivaten) binnen de SDE++
- Door additionele categorie te ontwikkelen kan import meeconcurreren om het bestaande budget (€6,5 mld, €750 mln binnen hekje 'moleculen'), wordt het *level playing field* met lokale productie (deels) hersteld en wordt beschikbare budget efficiënt besteed aan methode die leidt tot meest efficiënte CO₂-reductie

Door OWE doelstelling te verschuiven van capaciteit-gericht naar volume-gericht wordt beschikbare budget efficiënt besteed aan methode die leidt tot goedkoopste manier van verkrijgen van hernieuwbare waterstof in Nederland

- De OWE richt zich momenteel op het vergroten van de beschikbare elektrolysecapaciteit in Nederland, in lijn met de nationale doelstelling van 3-4 GW elektrolysecapaciteit in 2030
- Gegeven de noodzaak en potentiële voordelen van waterstofimport kan overwogen worden om de doelstelling te verschuiven van capaciteit-gericht naar volume-gericht beleid (i.e. maximaliseren waterstofvolumes)
- Op die manier wordt het budget (dat binnenkort vastgesteld zal worden) efficiënt besteed aan de methode die leidt tot de goedkoopste manier van het verkrijgen van hernieuwbare waterstof in Nederland (en daarmee CO₂-reductie) en wordt het *level playing field* met lokale productie (deels) hersteld

Praktische overwegingen

Aanvrager(s) van SDE++ en/of OWE subsidie

De importketen bestaat uit meerdere partijen (exporteur, opslag, kraker (evt.), gebruiker). In veel gevallen gaat eigenaarschap van de moleculen niet over van exporteur naar exploitant van de opslag- of kraakinstallatie. De exploitant biedt enkel een opslag- en of/ kraakdienst aan. In de praktijk zou dit betekenen dat een consortium van exporteur en exploitant van opslag en kraker zich zouden moeten aanmelden voor de subsidieaanvraag (vergelijkbaar met H2Global).¹

Kostencompetitiviteit van import van waterstof(-derivaten) t.o.v. lokale productie

Indien import van waterstof kan meeconcurreren om het beschikbare OWE budget is het mogelijk dat import een groot deel van het budget toegewezen krijgt, vanwege een potentieel lagere subsidie-intensiteit² (zie ook pagina 17 en 44). Hetzelfde effect kan verwacht worden wanneer import van waterstofderivaten (naast import van waterstof) wordt toegevoegd aan de SDE++, doordat voor derivaten geen sprake is van reconversiekosten.

De keuze om de SDE++ en/of OWE te verbreden naar import van waterstof(-derivaten), hangt af van strategische prioriteiten van overheid (Maximaliseren van kostenefficiënte CO₂-reductie of het stimuleren van de ontwikkeling van de (lokale) waterstofketen).

Verbreden van OWE doelstelling vereist aanpassing in rangschikkingscriterium

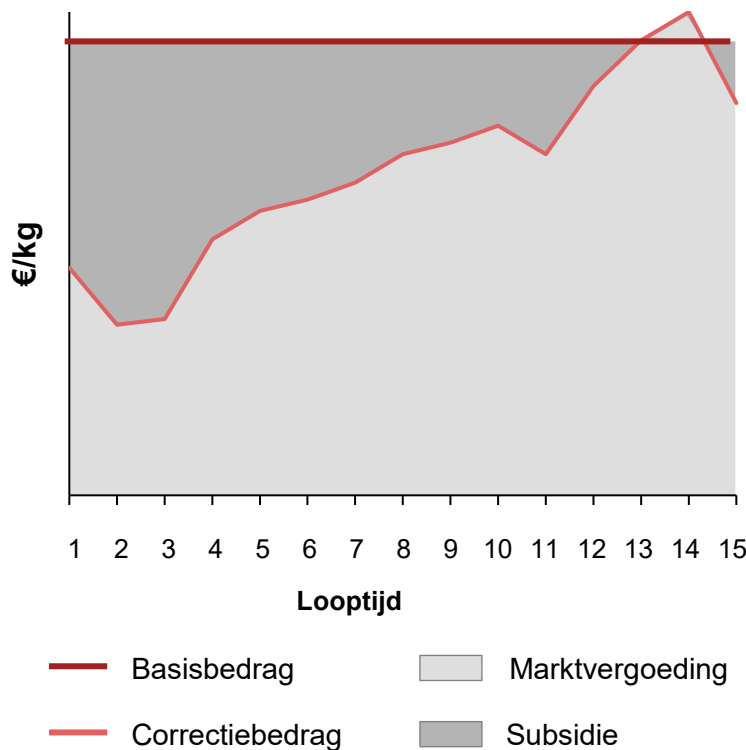
OWE rangschikt aanvragen o.b.v. subsidiebehoefte per MW elektrolysevermogen. Indien doel verschuift van capaciteit-gericht naar volume-gericht beleid (en import wordt toegevoegd aan OWE) lijkt een rangschikking gebaseerd op subsidiebehoefte per kg H₂ een logische keuze². Op die manier wordt beschikbare budget efficiënt besteed aan de methode die leidt tot goedkoopste manier van verkrijgen van hernieuwbare waterstof.

1) Sommige exploitanten van opslag en kraakfaciliteiten kopen de moleculen wel in. Deze partijen zouden individueel de subsidie kunnen aanvragen; 2) Lokale productie van waterstof, import van waterstof en import van waterstof-derivaten voorkomen dezelfde CO₂-uitstoot, nl. vervangen lokale grijze waterstof. Hierdoor wordt relatieve subsidie-intensiteit bepaald door onrendabele top. Huidige indicator voor subsidie-intensiteit van OWE leent zich niet voor waterstofimport, waardoor relatieve score van import op subsidie-intensiteit binnen OWE minder goed te voorspellen is; 3) Een vergelijkbare aanbeveling werd gedaan in recente Evaluatie OWE-regeling en methodiek ([link](#)), uitgevoerd in opdracht van KGG

Praktisch kan SDE++ en OWE voor import op vergelijkbare manier worden ingericht als lokale productie en kan PBL-studie als startpunt worden gebruikt

Verbreden van SDE++/OWE naar import

Exploitatiesubsidie-mechanisme SDE++ en OWE



Mogelijke invulling van belangrijke parameters voor waterstof-import

Basisbedrag	Maximaal subsidie-bedrag waarvoor subsidie aangevraagd kan worden	- Basisbedrag voor import van waterstof(-derivaten) zou berekening vergen van de kosten per geïmporteerde eenheid waterstof(-derivaat), die consistent is berekend met huidige subsidie-categorieën. - Recente studie van PBL¹ zou als startpunt gebruikt kunnen worden
Correctie-bedrag	Correctie voor gerealiseerde marktvergoedingen, welke jaarlijks opnieuw wordt vastgesteld	- Correctiebedrag voor lokale productie van waterstof (nl. prijs van grijze waterstof, incl. GvOs voor hernieuwbare waterstof en opbrengsten uit verhandelen ETS-rechten) kan ook gebruikt worden voor waterstofimport - Voor import van waterstofderivaten zou additionele correctie gemaakt moeten worden voor conversiekosten naar derivaat (hiervoor kan PBL-studie tevens als startpunt gebruikt worden)
Vermeden CO₂	Inschatting van vermeden CO ₂ , ter vaststelling van subsidie-intensiteit	Inschatting van vermeden CO ₂ voor lokale productie van waterstof (namelijk CO ₂ uitstoot van Steam Methane Reformer) kan ook gebruikt worden voor import van waterstof en -derivaten (bv. ammoniak)
Subsidie-intensiteit (SDE++)	Maximum subsidie per tCO ₂ , wordt gebruikt als rangschikkingscriterium	€522 – €600 / tCO ₂ ² ; ligt in lijn met (zelfs lager dan) intensiteit van lokale productie. De SDE++ is gemaximaliseerd op €400/tCO ₂ , bedrijven kunnen SDE++ gebruiken door zich in te schrijven voor dit lagere maximumbedrag ³
Verwachte concurrentie	Aantal inschrijvingen voor subsidie	Import zou voor SDE++ concurreren binnen hekje ‘moleculen’ en voor OWE met lokale productie. Voor import van waterstof via ammoniak zijn 5 projecten aangekondigd en import van ammoniak 4 (zie ook pagina 27)

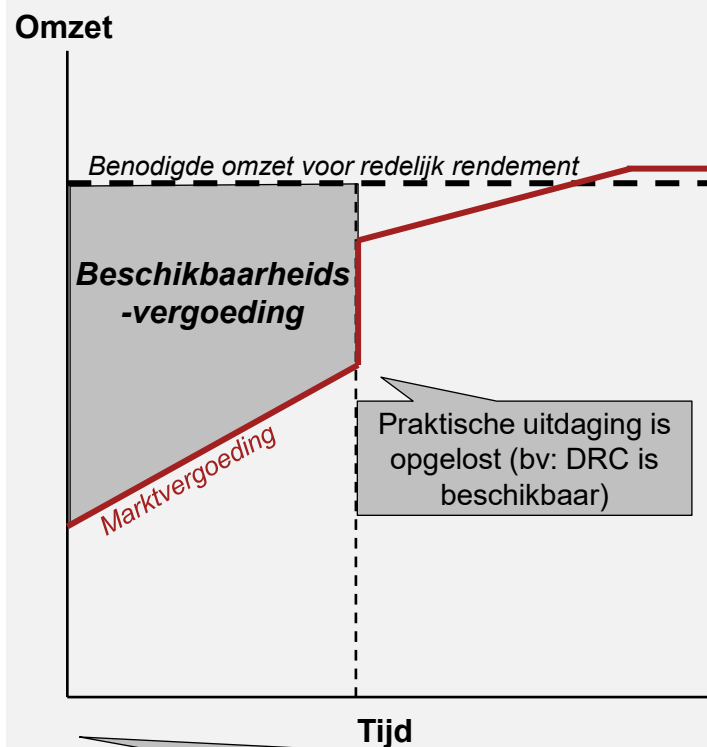
1) PBL (2024) *Productie, import, transport en opslag van waterstof in Nederland* ([link](#)); 2) O.b.v. een onrendabele top van €4,70 - €5,40 / kg H₂ (zie pagina 30) en 9 kg vermeden CO₂ per kg H₂ zoals PBL aanhoudt in de berekening van subsidie-intensiteit van waterstof. Bron: PBL (2025) *Eindadvies SDE++ 2025* ([link](#)); 3) In 2024 hebben 2 waterstofprojecten o.b.v. elektrolyse subsidie aangevraagd met intensiteit van 382 / tCO₂, waarbij de theoretische subsidie-intensiteit tussen €800 – €1.649 / tCO₂ lag volgens het Eindadvies basisbedragen SDE++ 2024 ([link](#)), RVO ([link](#)); Bronnen: RVO ([link](#))

Capaciteitsmechanisme of loslaten benuttingseis kan worden overwogen om inefficiënte dimensionering a.g.v. ketenafhankelijkheden te mitigeren

Capaciteitsmechanisme

- Ondanks wegnemen van onrendabele top voor waterstofimport middels beprijzing, normering en subsidies blijven er praktische uitdagingen voor afnemers (met name vertraging waterstofnetwerk, maar ook bv. vergunningen, stikstof), waardoor geïmporteerde volumes mogelijk toch niet geleverd kunnen worden en importcapaciteit (tijdelijk) onderbenut blijft¹
- Vanwege dit vollooprisico a.g.v. ketenafhankelijkheden zullen ontwikkelaars van import-infrastructuur geneigd zijn om investeringen uit te stellen of terminals te dimensioneren op basis van een kleinere, inefficiënte schaal (zie ook pagina 36)
- Om vollooprisico van import-infrastructuur als gevolg van ketenafhankelijkheden te mitigeren kan overwogen worden om een capaciteitsmechanisme in te voeren, waarbij (delen van) de importketen gecompenseerd wordt voor volumes die (nog) niet geleverd kunnen worden door praktische uitdagingen, zoals beschikbaarheid van het waterstofnetwerk
- Doordat deze vergoeding onafhankelijk is van de daadwerkelijke volumes (in de eerste x jaar) kunnen ontwikkelaars van import-infrastructuur direct dimensioneren op de benodigde schaal voor de beoogde volumes in 2030 en verder

Mogelijke toepassing van capaciteitsmechanisme voor (delen van) de importketen



- Een capaciteitsmechanisme is een financiële bijdrage om de continuïteit van infrastructuur te waarborgen, waarbij de exploitant een vaste vergoeding krijgt, ongeacht het volume
- Een dergelijke structuur wordt veelal toegepast binnen publieke infrastructuur (bv. wegen, tunnels), en een variant hierop is onlangs ook toegepast door Duitsland in de ontwikkeling van het Kernnetz (Duitse waterstofnetwerk). Daarnaast wordt een capaciteitsmechanisme momenteel in Nederland ook veel besproken binnen de elektriciteitsmarkt en wordt het door andere landen (zoals België, Duitsland, Frankrijk en VK) al toegepast binnen de elektriciteitsmarkt
- In het geval van import-infrastructuur kan een dergelijke vergoeding (gecorrigeerd voor daadwerkelijke inkomsten) gegeven worden aan de exploitant van een ammoniakkraker totdat praktische uitdagingen (zoals onzekerheid rondom uitrol van onderdelen van waterstofnetwerk (bv. DRC)) zijn opgelost

Alternatief op het introduceren van een nieuw mechanisme zou het loslaten van de benuttingseisen binnen H2Global (en evt. SDE++ en/of OWE) kunnen zijn, waardoor toekenning van de subsidie niet meer afhankelijk is van praktische obstakels in de keten²

¹) H2Global reserveert enkel de beoogde waterstofvolumes, maar indien er geen afnemer gevonden kan worden (bv. door vertraagd waterstofnetwerk), vervalt deze reservering. Ook toevoeging van waterstofimport aan de SDE++ of OWE dekt dit risico niet af, aangezien dit exploitatiesubsidies betreffen, waarbij het verkregen subsidiebedrag bepaald wordt door de daadwerkelijk geleverde volumes; ²) In hoeverre deze aanpassing mogelijk is binnen de staatsteunkaders is niet onderzocht

Tenslotte kan de Nederlandse overheid overwegen om bedrijven te ondersteunen bij het aanvragen van Europese subsidies

Verbeteren toegang tot CEF

CEF Energy subsidie is beschikbaar voor waterstofimport infrastructuur

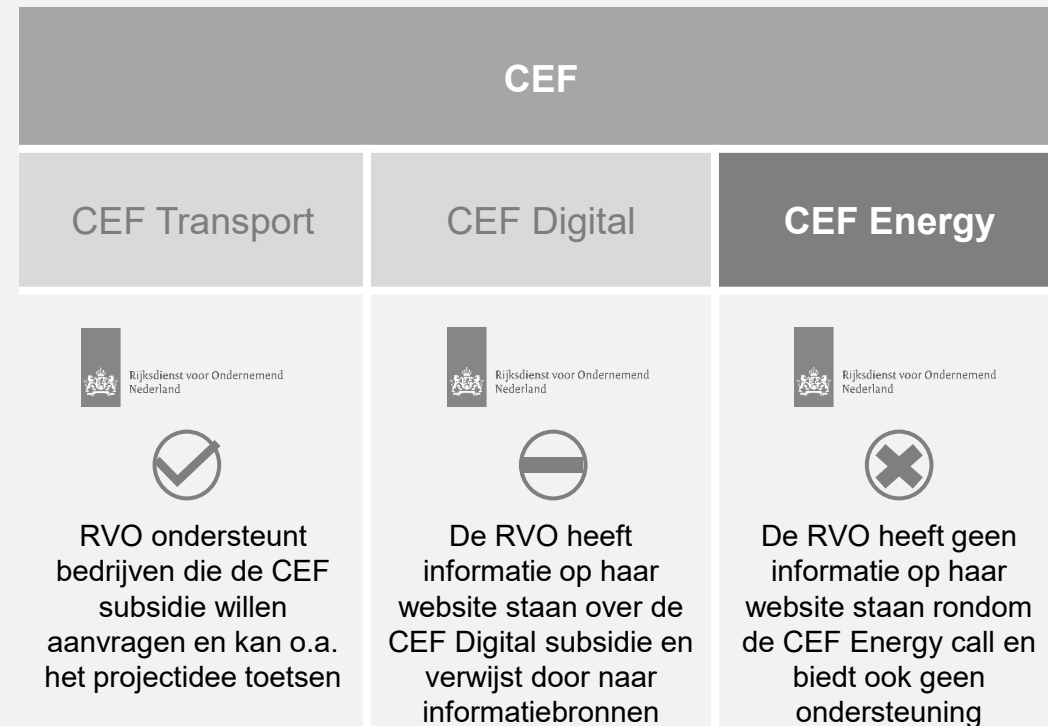


Toegang verbeteren

Ondersteun Nederlandse importfaciliteiten in het verkrijgen van toegang tot de CEF Energy subsidie, bijvoorbeeld door het onderdeel te maken van de RVO

De RVO en verschillende bedrijven geven aan dat het aanvraagproces voor CEF subsidie ingewikkeld is. Momenteel ondersteunt de RVO bedrijven niet in de aanvraag van de CEF Energy subsidie (in tegenstelling tot de andere CEF subsidies (Transport en Digital)). Overwogen kan worden om de CEF Energy subsidie op te nemen in het takenpakket van de RVO, zodat deze kan ondersteunen in het beoordelen, controleren en monitoren van projecten die zich willen aanmelden voor de CEF Energy subsidie

RVO helpt al bij de aanvraag van CEF Transport en (deels) CEF Digital



Naast de concrete ingrepen voor de importketen is het belangrijk dat de Nederlandse overheid blijft inzetten op de benodigde randvoorwaarden

Randvoorwaarden waterstofimport

	Consistent en betrouwbaar beleid	• Standvastig, lange-termijn beleid is randvoorwaardelijk voor producenten en afnemers om FID te kunnen nemen voor waterstof(import)faciliteiten en het aangaan van lange-termijn afnamecontracten. Wisselingen in beleid vergroten onzekerheid en leiden daarmee tot uitstel van FIDs. Creëer daarom lange-termijn beleid en voorkom tussentijdse wijzigingen om betrouwbaarheid van de overheid te borgen • Ook het uitwerken van voorgenomen beleid zoals de bijmengverplichting van gascentrales en de RFNBO subsidie voor industrie kan bijdragen aan meer zekerheid voor importeurs en afnemers. Hoe eerder bedrijven op de hoogte zijn van de uitwerking, hoe beter ze de gevolgen kunnen inschatten en hierop acteren
	Aanwezige (inter-)nationale infrastructuur	Realisatie van een nationaal waterstofnetwerk is randvoorwaardelijk voor waterstofimporteurs om een groot deel van de geïmporteerde waterstof af te zetten. Vergelijkbaar met importterminals, heeft Gasunie te maken met een volloopriscio: kapitaalintensieve infrastructuur die vanwege schaalvoordelen wordt gedimensioneerd op toekomstige, maar hoogst onzekere groei. Door volloopriscio van Gasunie (deels) af te dekken, kunnen huidige volume commitment-eisen van Gasunie worden beperkt en ketenafhankelijkheden doorbroken. Een concreet mechanisme dat overwogen zou kunnen worden is een capaciteitsmechanisme (bijvoorbeeld zoals in Duitsland wordt toegepast voor het Kernnetz). Daarnaast is verdere duidelijkheid over kwaliteitseisen voor transportnetwerk randvoorwaardelijk om onzekerheid over mogelijkheid over levering aan bepaalde afnemers weg te nemen.
	Aandacht voor speelveld	Potentiële afnemers van waterstof op internationale markten (zoals de industrie) kunnen slechts beperkt genormeerd worden op nationaal niveau vanwege het weglekrisico; het is belangrijk dat de overheid aandacht houdt voor dit speelveld.
	Gezond ondernemersklimaat	O.a. stikstof, lange en trage vergunningsprocedures en netcongestie vormen een bedreiging voor het Nederlandse ondernemersklimaat en vormen ook een knelpunt voor de waterstofimportketen en de snelheid waarmee deze kan worden opgeschaald; concrete maatregelen zijn nodig om deze knelpunten te beperken.
	Publieke acceptatie	Zonder (lokaal) draagvlak komen importfaciliteiten en infrastructuur van waterstof(-derivaten), specifiek m.b.t. ammoniak, niet of met vertraging tot stand; goede, consistente informatievoorziening, communicatie over de veiligheidsmaatregelen en het belang van de totstandkoming van de waardeketen en heldere rolverdelingen tussen instanties zijn nodig om publieke acceptatie te vergroten.

Appendix



Appendix: Overzicht van verschillende kostenberamingen voor 2030 voor de productie en het importeren van hernieuwbare waterstof

Prijs van lokale productie en import van hernieuwbare waterstof (€/kg, 2030)

Bron	Schip			Pijpleiding			Toelichting
	Delta productie-kosten	Transport-kosten	Delta	Delta productie-kosten	Transport-kosten	Delta	
PBL (2024)	+1,3 – +4,7	2,9 (NH ₃)	~ -1,6 – +1,8	+1,2 – +4,7	0,7 – 2,2	~ -1 – 4	Relatief hoge elektriciteitskosten en wel netwerkkosten in NL en niet in andere landen leiden ertoe dat productiekosten in NL in 2030 hoger zijn dan in exporterende landen. Tegelijkertijd verwacht PBL relatief hoge transportkosten, vanwege kosten voor opslag in exportland en in Nederland. Grote bandbreedte rondom verschil in productiekosten wordt grotendeels gedreven door onzekerheid over elektriciteitskosten. Vanwege deze bandbreedte concludeert het PBL dat het onzeker is of lokale productie goedkoper of duurder is dan import via pijpleiding of schip in 2030.
Galimova et al. (2023)	+0,3 – +0,5	1,1 – 1,5 (LH ₂)	- -1,0 – -0,7	+0,1 – +0,2	1,6 – 2,1	- -2,0 – -1,4	Studie verwacht een relatief klein verschil in productiekosten per locatie, vanwege veronderstelde competitiviteit van lokale windenergie met zonne-energie. Hierdoor zijn transportkosten te hoog om import kostencompetitief te maken in 2030. De studie onderzoekt verschillende afstanden en concludeert dat transport per pijpleiding goedkoper is dan per schip voor afstanden tot 2.400 km.
Lopez et al. (2023)	+0,8	1,3 (LH ₂)	- -0,5	+0,5	0,7 – 1,6	- -1,1 – -0,2	Studie bouwt voort op Galimova et al. (2023) en concludeert dat in 2030 lokale productie goedkoper is dan import per schip of pijpleiding, vanwege relatief klein verschil in productiekosten ten opzichte van transportkosten.
Tatarenko et al. (2023)	+0,9	0,6 (NH ₃)	+ 0,3	-	-	-	Studie verwacht relatief lage transportkosten, waardoor import per schip in 2030 al aantrekkelijk wordt. De relatief lage transportkosten worden gedreven door relatief laag veronderstelde opslag-, conversie- en reconversiekosten ten opzichte van de andere studies.
Bähr et al. (2023)	+0,1 – +0,9	2,0 – 2,4 (NH ₃)	- -2,3 – -1,1	-0,5 – +0,6	0,2 – 0,4	~ -0,9 – 0,4	Studie verwacht relatief hoge transportkosten voor transport per schip in 2030, met name vanwege hoge kosten voor (re)conversie, waardoor import niet kostencompetitief is. De bandbreedte in de delta van productiekosten wordt veroorzaakt doordat de studie meerdere landen analyseert, waarbij de prijs van hernieuwbare elektriciteit per land verschilt.

Import duurder dan lokale productie
 Import duurder of goedkoper dan lokale productie (afhankelijk van scenario)
 Import goedkoper dan lokale productie

Appendix: Overzicht van verschillende kostenberamingen voor 2040 voor de productie en het importeren van hernieuwbare waterstof

Prijs van lokale productie en import van hernieuwbare waterstof (€/kg, 2040)

Bron	Schip			Pijpleiding			Toelichting
	Delta productie-kosten	Transport -kosten	Delta	Delta productie-kosten	Transport -kosten	Delta	
PBL (2024)	+2,5 – +5,2	2,5 (NH ₃)	+ 0 – 2,7	+2,5 – +5,2	0,7 – 2,2	+ 0,3 – 4,5	Studie veronderstelt sterke daling van de investeringskosten voor elektrolyzers en een hoger omzettingsrendement. Tegelijkertijd wordt een stijging in de elektriciteitsprijs van wind op zee verwacht (in tegenstelling tot de andere studies), met gelijkblijvende netwerkkosten. Hierdoor neemt de delta in productiekosten toe. Daarnaast dalen de transportkosten licht, waardoor PBL verwacht dat import in 2040 goedkoper is dan lokale productie.
Galimova et al. (2023)	+0,4 – +0,6	1,0 – 1,4 (LH ₂)	- -0,9 – -0,7	+0,2 – +0,3	1,0 – 1,3	- -1,1 – -0,7	De studie veronderstelt dat de kosten van elektrolyzers afnemen en dit leidt tot een vergelijkbare daling in de productiekosten voor lokale productie en import. Verder veronderstelt de studie dat de kosten van zonne-energie sneller dalen dan de kosten van van wind, waardoor de productiekosten in importlanden meer dalen. Transportkosten dalen licht, omdat de studie uitgaat van een vaste capaciteit en investeringsniveau voor LH ₂ -schepen en een efficiënter liquefactieproces. Voor transport per pijpleiding neemt capaciteit toe, waardoor transportkosten per pijpleiding dalen. Desalniettemin, concludeert de studie dat import per schip en pijpleiding ook in 2040 niet kostencompetitief is met lokale productie.
Lopez et al. (2023)	+0,7	1,2 (LH ₂)	- -0,5	+0,5	0,7 – 1	- -0,5 – -0,2	Studie bouwt voort op Galimova et al. (2023) en onderzoekt een scenario waarbij het pijpleidingnetwerk grootschalig uitbreidt, waardoor de kosten per eenheid waterstof verder dalen. Desalniettemin, is waterstofimport niet kostencompetitief met lokale productie.
Tatarenko et al. (2023)							
Bähr et al. (2023)*	+0,1 – +0,7	1,3 – 1,5 (NH ₃)	- -1,4 – -0,6	-0,4 – +0,4	0,2 – 0,4	~ -0,8 – 0,2	Studie veronderstelt een daling in de hernieuwbare elektriciteitsprijs en een daling in de kosten van elektrolyzers. De kosten van pijpleidingen en scheepvaart blijven gelijk tussen 2030 en 2040. Doordat het kraakproces kostenefficiënter wordt, kan een daling in de transportkosten onder schip worden geobserveerd.

Import duurder dan lokale productie
 Import duurder of goedkoper dan lokale productie (afhankelijk van scenario)
 Import goedkoper dan lokale productie

Strategy& *De cijfers van Bähr et al. (2023) komen uit het jaar 2045.

Appendix: Overzicht van verschillende kostenberamingen voor 2030 en 2040 voor productie en import van koolstofarme waterstof

Prijs van lokale productie en import van koolstofarme waterstof

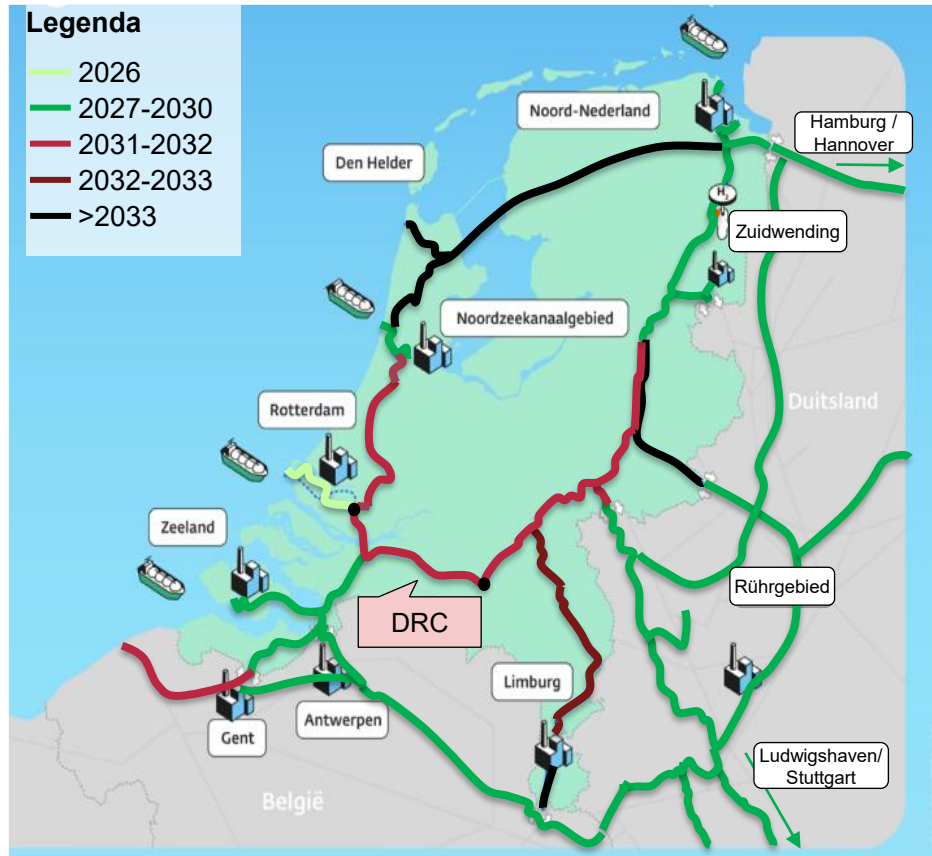
Bron	Totale prijs (€ / kg H ₂) – 2030					Totale prijs (€ / kg H ₂) – 2040				
	Lokale productie	Import (schip)		Import (PL)		Lokale productie	Import (schip)		Import (PL)	
		Productie	Transport	Productie	Transport		Productie	Transport	Productie	Transport
PBL (2024) ¹	2,0 – 4,3	-	-	-	-	1,7 – 3,6	-	-	-	-
TNO (2023)	1,9 – 5,0+	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cheng (2024)	-	2,1 – 2,6	1,5 – 1,6 (NH ₃)	-	-	-	-	-	-	-
Wakim (2023)	-	1,4 – 2,9	1,3 – 1,6 (NH ₃)	2,7 – 3,2		-	1,1	1,2 (NH ₃)	0,7 – 2,0	0,2 – 1,4
Okunlola (2022)	-	1,5	4,1 (LH ₂)	-	-	-	-	-	-	-
Tatarenko et al. (2023)	-	2,8				-	-	-	-	-
Bandbreedte	1,8 – 5+	1,4 – 2,9	1,3 – 4,1	2,7 – 3,2		1,7 – 3,6	1,1	1,2	0,7 – 2,0	0,2 – 1,4

Toelichting

- Er zijn geen studies bij ons bekend die directe vergelijking maken tussen kosten van blauwe waterstof import en lokale productie, waardoor enkel verschillende studies met elkaar kunnen worden vergeleken. Dit maakt uitkomsten onzeker, vanwege verschillen in onderliggende aannames en berekeningen
- PBL en TNO schatten dat kosten van lokale productie tussen €1,8 en €3,5 liggen, waarbij bestaande productie-installaties voor grijze waterstof worden voorzien van CO₂-afvang en opslag. Kosteninschattingen voor nieuwe productie-installaties zijn niet beschikbaar
- Internationale studies laten zien dat productie van koolstofarme waterstof (o.b.v. nieuwe installaties) mogelijk goedkoper is in het buitenland, maar dat kostenverschil vaak niet genoeg is om te compenseren voor transportkosten
- De studie van Okunlola verwacht relatief hoge transportkosten, ook t.o.v. de studies rondom hernieuwbare waterstof en wordt gezien als outlier

Appendix: Vertraging in uitrol van Nederlandse waterstofnetwerk leidt tot beperkt marktpotentieel voor bepaalde ammoniakterminals in eerste jaren

Waterstofnetwerk uitrolplan



- Begin 2025 is het uitrolplan van het Nederlandse waterstofnetwerk aangepast en is de realisatie van grote delen van het netwerk naar achteren verschoven. Zo zal de strategisch belangrijke Delta Rhine Corridor (DRC) die West-Nederland met Duitsland verbindt pas rond 2032 beschikbaar zijn
- De eerste ammoniakterminals in Rotterdam en Vlissingen worden naar verwachting vóór 2030 operationeel. De vertraging van het waterstofnetwerk betekent dat de terminals in de initiële jaren van exploitatie slechts een beperkt marktbereik hebben en zich hoofdzakelijk kunnen richten op regionale afnemers
- Voor België geldt dat er voor 2030 reeds een interconnectie met Duitsland gepland staat. Hierdoor verkrijgen locaties die aangesloten zijn op het Belgische netwerk een concurrentievoordeel. Dit kan de positie van Nederland als beoogde waterstofhub richting Duitsland onder druk zetten

Over dit rapport

Reikwijdte		Dit rapport presenteert de uitkomsten van het werk dat wij zijn overeengekomen uit te voeren conform de opdrachtbrief van 7 juli 2025. Dit rapport is opgesteld in opdracht van NLHydrogen (namens AirProducts, Chane, LBC, North Sea Port, Port of Rotterdam, Smart Delta Resources, VOTOB en VTTI). Het doel van dit rapport is om beleidsmakers te informeren over de barrières en mogelijke wijzigingen die nodig zijn om de importketen van waterstof op te schalen. Het onderzoek is uitgevoerd tussen juli 2025 en september 2025. Dit rapport houdt geen rekening met effecten van gebeurtenissen of omstandigheden die zich na deze periode hebben voorgedaan, noch met informatie die daarna aan het licht is gekomen. Onze informatie is gebaseerd op bureauonderzoek en interviews/workshops met belanghebbenden uit de waterstofimport waardeketen in Nederland. De bedoeling van het rapport is om een helder en beknopt overzicht te geven van de belangrijkste barrières (de getoonde lijst is dus niet uitputtend) en suggesties te geven voor beleidswijzigingen om economische barrières weg te nemen. We hebben ons primair gericht op de barrières voor de waterstofdrager ammoniak. De voorgestelde beleidswijzigingen zijn dan ook voornamelijk gericht op de importwaardeketen waarbij ammoniak als waterstofdrager wordt gebruikt.
Beschikbaarheid en kwaliteit van informatie		Ons werk is uitgevoerd op basis van openbaar beschikbare informatie en input van experts. De informatie is verwerkt onder de aanname dat deze betrouwbaar, nauwkeurig en volledig is in alle materiële opzichten. Tenzij uitdrukkelijk vermeld in ons rapport, hebben wij niet geverifieerd of gecontroleerd of de informatie qua nauwkeurigheid of volledigheid voldoet aan internationale audit- en beoordelingsnormen. Dit rapport en eventuele geschillen die daaruit voortvloeien of daarmee verband houden, worden beheerst door en geïnterpreteerd in overeenstemming met het Nederlands recht.
Toegang tot ons rapport		Ons rapport is specifiek opgesteld voor client met wie we overeenstemming hebben over het doel en de reikwijdte van ons werk of aan wie we de aard en omvang van ons werk en de beperkingen daarin hebben toegelicht. Voor het gebruik van het rapport door andere partijen dan de client aanvaarden wij derhalve geen verantwoordelijkheid, zorgplicht of aansprakelijkheid - contractueel, op basis van onrechtmatige daad (inclusief nalatigheid) of anderszins. Zoals overeengekomen in onze opdrachtbrief, mag ons rapport uitsluitend voor informatieve doeleinden worden gedeeld.

Hartelijk dank

strategyand.pwc.com

PwC refers to the PwC network and/or one or more of its member firms, each of which is a separate legal entity. Please see [pwc.com/structure](https://www.pwc.com/structure) for further details.

'PwC' is the brand under which PricewaterhouseCoopers Accountants N.V. (Chamber of Commerce 34180285), PricewaterhouseCoopers Belastingadviseurs N.V. (Chamber of Commerce 34180284), PricewaterhouseCoopers Advisory N.V. (Chamber of Commerce 34180287), PricewaterhouseCoopers Compliance Services N.V. (Chamber of Commerce 51414406), PricewaterhouseCoopers Pensions, Actuarial & Insurance Services N.V. (Chamber of Commerce 54226368), PricewaterhouseCoopers N.V. (Chamber of Commerce 34180289) and other companies operate and provide services. These services are governed by General Terms and Conditions ('algemene voorwaarden'), which include provisions regarding our liability. Purchases by these companies are governed by General Terms and Conditions of Purchase ('algemene inkoopvoorwaarden'). At www.pwc.nl more detailed information on these companies is available, including these General Terms and Conditions and the General Terms and Conditions of Purchase, which have also been filed at the Amsterdam Chamber of Commerce.