

# HAVEN VAN ROTTERDAM WORDT INTERNATIONALE WATERSTOFHUB

## Visie Havenbedrijf Rotterdam N.V.

### Samenvatting

Rotterdam is de energiehaven van Noordwest-Europa, waar jaarlijks 8.800 petajoule (PJ) energie met zeeschepen wordt aan- en afgevoerd, bijna drie keer zoveel als de energievraag in Nederland, en 13% van de energievraag in de Europese Unie.

Deze energie komt nu grotendeels uit fossiele bronnen. In een wereld met klimaatneutrale energiesystemen in 2050 is energiehaven Rotterdam een waterstofhub voor Noordwest-Europa, waar jaarlijks 20 miljoen ton (Mt) waterstof (2.400 PJ) doorheen gaat. Hiervoor is meer dan 100 gigawatt (GW) elektrolysecapaciteit nodig, en het dubbele aan vermogen voor elektriciteitsproductie vanwege het niet continue aanbod van zon en wind.

Nederlandse offshore wind zal hier in 2050 voor een klein deel aan kunnen bijdragen, maar het grootste deel zal met zeeschepen worden geïmporteerd uit gebieden waar hernieuwbare elektriciteit veel goedkoper is, en waar het wordt omgezet in waterstof dat vloeibaar en/of in de vorm van andere energiedragers naar Rotterdam vervoerd wordt.

Een deel zal door zich vernieuwende en nieuwe industrie in de haven worden gebruikt voor omzetting in proceswarmte, brandstoffen en grondstoffen. Een groot deel zal zijn weg naar het achterland vinden, voor gebruik in industrie en transport.

Om deze visie te verwerkelijken neemt Havenbedrijf Rotterdam N.V. (HbR) de volgende acties:

1. HbR maakt het mogelijk dat 1,2 Mt klimaatneutrale waterstof in de haven kan worden geproduceerd in 2030:

PROJECTEN PRODUCTIE KLIMAATNEUTRALE WATERSTOF TOT 2030	waterstof productie (kt/jr)		waterstofgebruik	CCUS (Mt/jr)	benodigde offshore wind (GW)
	bestaand	nieuw			
PORTHOS	400		grondstof industrie	2-3	
H-VISION		400	proceswarmte industrie	3	
2 GW Elektrolysepark wv. 0,5 GW projecten tot 2025 (BP/Nouryon; Shell) + 1,5 GW ambitie 2025-2030		360	grondstof industrie		4
TOTAAL		1.160		5-6	4

- Blauwe waterstof: Met marktpartijen realiseert HbR aanleg van open access infrastructuur voor CO<sub>2</sub>-transport voor hergebruik en opslag (Porthos) en voor waterstoftransport door de haven. Het waterstofnet wordt aangesloten op de landelijke waterstofinfrastructuur die door Gasunie wordt ontwikkeld. Hiermee maakt HbR het mogelijk dat marktpartijen in de haven hun bestaande (grijze) waterstofproductie klimaatneutraal (blauw) maken en nieuwe (blauwe) waterstofproductie realiseren met subsidie van de overheid op basis van het Klimaatakkoord.

- Groene waterstof: Met marktpartijen realiseert HbR een 2 GW conversiepark voor groene waterstof, dat is aangesloten op hoogspanningskabels van wind op zee en op de waterstof backbone door de haven. HbR zorgt voor tracés voor aanlanding van hoogspanningskabels. Hiermee maakt HbR het mogelijk dat productie van groene waterstof door marktpartijen in de haven snel opgeschaald kan worden, als in de jaren 30 de kosten van productie van blauwe en groene waterstof in dezelfde kostenrange zullen liggen. In de jaren 40 zal Rotterdam naar verwachting aangesloten kunnen worden op in totaal circa 18 à 24 GW Nederlandse offshore wind, en zal er extra ruimte in de haven moeten worden gecreëerd voor aanlanding van kabels en leidingen en conversie naar waterstof.

## 2. Import van waterstof:

Waar de ontwikkeling van lokaal geproduceerde blauwe en groene waterstof belangrijk is om een waterstofmarkt op gang te brengen, is het op gang brengen van import van waterstof cruciaal om een positie als waterstofhub voor het achterland te ontwikkelen:

- Met marktpartijen ontwikkelt HbR waterstoftransportketens vanaf wereldregio's met groot potentieel tot ontwikkeling van goedkope hernieuwbare elektriciteit en waterstof: transportketens voor waterstof vervoerd als ammoniak, methanol, vloeibare waterstof (LH<sub>2</sub>), liquid organic hydrogen carrier (LOHC), en synthetische methaan.
- Met logistieke partijen ontwikkelt HbR importterminals voor waterstof in haar diverse transportvormen, met als doel transport van waterstof per zeeschip op te schalen, en waar mogelijk met gebruik van bestaande assets in de haven.
- Met industrie in haven en achterland (raffinage, chemie en staal) als 'launching customers' die afname kunnen garanderen, wordt met logistieke partijen en netbeheerders de transportketen verder ontwikkeld, via binnenvaart en pijpleiding.
- HbR bevordert totstandkoming van een trading hub functie van waterstof in Rotterdam.

## 3. Waterstof als transportbrandstof:

Niet alleen transport van waterstof, maar ook transport met waterstof als schone en klimaatneutrale brandstof moet tot ontwikkeling worden gebracht. Het HbR loopt hierin voorop en helpt samen met andere belanghebbenden met ontwikkeling van waterstof bunkerstations voor binnenvaartschepen (RH2INE), tankstations voor vrachtwagens (Hytruck) en waterstof gebaseerde brandstoffen voor de luchtvaart (pilot Rotterdam The Hague Airport).

## 4. Nieuwe industrie voor waterstof:

Gedreven door de noodzaak van het bereiken van klimaat-doelstellingen zal waterstof in de jaren 30 en 40 naar verwachting flink gaan groeien als grondstof voor raffinage, chemie en staal, ter vervanging van aardolie en kolen.

HbR richt zich op bestaande industrie die zich vernieuwt en op aantrekken van nieuwe industrie in de haven die waterstof als grondstof zal gebruiken, voor groene methanol, Fischer-Tropsch brandstoffen en grondstoffen, en pyrolyse-olie. Rotterdam is in Noordwest-Europa goed gepositioneerd om deze industrie aan te trekken, vanwege de bestaande assets: fabrieken, terminals en pijpleidingen en grootschalige importmogelijkheden.

Goedkope beschikbaarheid en verhandelbaarheid van waterstof in Rotterdam is een voorwaarde voor ontwikkeling van deze industrie. Aanwezigheid van deze industrie bindt waterstof als lading aan de haven. Een wederzijds versterkend effect, waar Rotterdam als oliehaven ook groot mee geworden is.

*Bij het ontwikkelen van deze visie op Rotterdam als waterstofhub is gebruik gemaakt van een groot aantal publieke onderzoeken en studies. Daarnaast heeft het Havenbedrijf Rotterdam dankbaar gebruik gemaakt van de kennis en inzichten van een aantal bedrijven in onze haven, zoals Shell, BP, ExxonMobil en Vopak. Ook is dankbaar gebruik gemaakt van de kennis en inzichten die zijn opgedaan tijdens een aantal expertsessies met bedrijven en instanties in opdracht van HbR onder leiding van Drift, het Dutch Research Institute for Transition.*

## Inleiding en visie

In een paar jaar tijd is waterstof geëvolueerd van eeuwige belofte als autobrandstof naar breed gedragen sleutel van de energietransitie. In het Klimaatakkoord (juni 2019) wordt waterstof gezien als “een robuuste oplossing in het ‘eindbeeld’ van een CO<sub>2</sub>-vrije energie- en grondstoffenhuishouding”.

- Het International Energy Agency geeft aan dat de tijd rijp is om waterstof als energiedrager tot ontwikkeling te brengen en roept op om industriehavens tot de zenuwcentra van opschaling van gebruik van schone waterstof te maken<sup>i</sup>.
- De Waterstofcoalitie, een initiatief van Greenpeace gesteund door 27 organisaties uit bedrijfsleven en overheid, roept de regering op om prioriteit te geven aan opschaling van groene waterstof als essentiële bouwsteen voor de energietransitie<sup>ii</sup>.
- De nationale waterstofstrategie van de Duitse regering benadrukt het belang van grootschalige import van groene waterstof uit zon- en windrijke ontwikkelingslanden<sup>iii</sup>.
- De Nederlandse regering onderkent in haar visie op waterstof het strategisch belang voor de haven van Rotterdam om de huidige hubfunctie in de internationale energiestromen te behouden, waarbij waterstof een wereldwijd verhandelde commodity met grote import- en exportstromen kan worden<sup>iv</sup>.
- Hydrogen Europe presenteert een zeer ambitieus initiatief voor 2x40 GW groene waterstof in 2030, in de EU, Oekraïne en Noord-Afrika<sup>v</sup>.

Voor het haven- en industriecomplex van Rotterdam zal deze transitie naar een ‘waterstofeconomie’ enorme gevolgen hebben. Als beheerder en ontwikkelaar van dit complex is het Havenbedrijf Rotterdam N.V. (HbR) daarom zeer betrokken bij alle idee- en planvorming, en vertaling daarvan naar de haven.

*In de visie van HbR zal Rotterdam zich in een wereld met klimaatneutrale energiesystemen ontwikkelen tot een internationale hub voor waterstof, waar import, productie, gebruik, handel en doorvoer samenkomen, zoals dit nu ook het geval is voor fossiele energiestromen. In 2050 zou er circa 20 miljoen ton waterstof door de haven kunnen gaan, 50 keer zoveel als er nu in de haven wordt geproduceerd en gebruikt door de industrie.*

In dit document wordt deze visie op waterstof beschreven.

## Waterstof is overal

Waterstof is het meest voorkomende, lichtste en eenvoudigste element in het bekende universum. Het vormt driekwart van de massa in het heelal, en is de brandstof en grondstof bij het maken van sterren. Op aarde is waterstof een molecuul bestaande uit 2 waterstofatomen (H<sub>2</sub>), dat zich bij voorkeur aan andere moleculen bindt. De populairste partners zijn zuurstof, waarmee het water vormt (H<sub>2</sub>O), en koolstof waarmee het koolwaterstoffen vormt.

Koolwaterstoffen zijn de hoofdbestanddelen van de fossiele energiebronnen aardgas (CH<sub>4</sub>), aardolie en kolen, en ook van biomassa. Onze samenleving draait op koolwaterstoffen, als brandstof voor verwarming en vervoer en als grondstof voor chemie.

## Nieuwe bronnen voor koolstof en waterstof nodig

Het tegengaan van klimaatopwarming zal de komende decennia gaan leiden tot drastische vermindering van verbranding van fossiele koolwaterstoffen, waarbij CO<sub>2</sub> vrijkomt, het voornaamste broeikasgas. Dus moeten we op zoek naar nieuwe bronnen, die schoon en duurzaam zijn, betrouwbaar en goedkoop.

Koolstof zal steeds meer uit biomassa, afval en direct uit de lucht gewonnen worden. Waterstof zal met behulp van hernieuwbare elektriciteit uit water worden gewonnen (groene waterstof), en uit fossiele koolwaterstoffen waarbij de CO<sub>2</sub> wordt afgevangen en opgeslagen of hergebruikt (blauwe waterstof).

## De vraag naar waterstof kan flink gaan oplopen

De huidige waterstofvraag komt vooral van de industrie voor gebruik als grondstof. In de haven van Rotterdam wordt waterstof vooral gebruikt bij olieraffinage: om olieproducten te ontzwellen (hydrotreating), en om meer lichte olieproducten te maken (hydrocracking). Een relatief kleine, gesloten markt, vergeleken met het marktpotentieel.

De *Routekaart Waterstof* van de Topsector Energie<sup>vi</sup> geeft als indicatie een mogelijke vraag naar 14 miljoen ton (Mt) waterstof in Nederland in 2050.

Nader onderzoek van ISPT<sup>vii</sup> bevestigt dit beeld (zie tabel 2), waarbij is aangenomen dat in 2050 de helft van de grondstofbehoefte van de chemie uit recycled afval zal komen.

Als er voldoende als duurzaam geaccepteerde biomassa zou zijn voor inzet als biobrandstof in schepen en vliegtuigen en als biogrunderstof in chemie, dan zou de behoefte aan waterstof volgens het onderzoek aanzienlijk minder zijn: 522 PJ (4,4 Mt) in 2050.

**TABEL 3**

<b>DUITSLAND klimaatneutraal in 2050</b>	waterstof import Mt
Energie en brandstoffen	10,2
Grondstoffen chemie	12,0
Grondstoffen staal	1,8
<b>Totale waterstofvraag</b>	<b>24,0</b>

Ook de Duitse waterstofvraag is potentieel enorm. In *Klimapfade für Deutschland*<sup>viii</sup> wordt aangegeven dat Duitsland, om in 2050 vrijwel klimaatneutraal te zijn, *waterstof en synthetische brandstoffen* moet importeren (zie bijlage 1). De Duitse *Roadmap Chemie 2050*<sup>x</sup> schetst de behoefte aan elektriciteit en waterstof voor productie van *synthetische grondstoffen* (zie bijlage 2).

Ook de Duitse staalindustrie geeft aan veel waterstof nodig te hebben om haar productie te vergroenen. Opgeteld is dit een importbehoefte van 24 Mt waterstof (zie tabel 3) waar meer dan twee keer zoveel elektriciteit voor nodig

is als nu in heel Duitsland wordt opgewekt.

Concawe<sup>x</sup>, het onderzoeksinstituut van de Europese raffinagesector, spreekt van een elektriciteitsbehoefte in 2050 van de helft van het huidige elektriciteitsverbruik in de EU om 32 Mt groene waterstof te maken waarmee raffinaderijen hun processen en producten grotendeels klimaatneutraal kunnen maken, door biobased en synthetische brandstoffen te produceren (zie bijlage 3).

**TABEL 1**

<b>HUIDIGE VRAAG NAAR WATERSTOF</b>	<b>(Mt)</b>
Rotterdam	0,4
Nederland (totaal)	0,8
Duitsland	1,6

**TABEL 2 NEDERLANDSE WATERSTOFVRAAG 2050**

<b>NEDERLAND klimaatneutraal in 2050 Hychain-1, max scenario, beperkte beschikbaarheid biomassa</b>	waterstof behoefte	
	PJ	Mt
Grondstof industrie	388	3,2
Proceswarmte industrie	255	2,1
Gebouwde omgeving, glastuinbouw	54	0,5
Mobiliteit over land	205	1,7
Luchtvaart (H <sub>2</sub> in synthetic fuels)	230	1,9
Zeescheepvaart (H <sub>2</sub> in liquid fuels)	500	4,2
<b>Totale waterstofvraag in Nederland</b>	<b>1.632</b>	<b>13,6</b>

## Hoeveel waterstof gaat er in 2050 naar rotterdam?

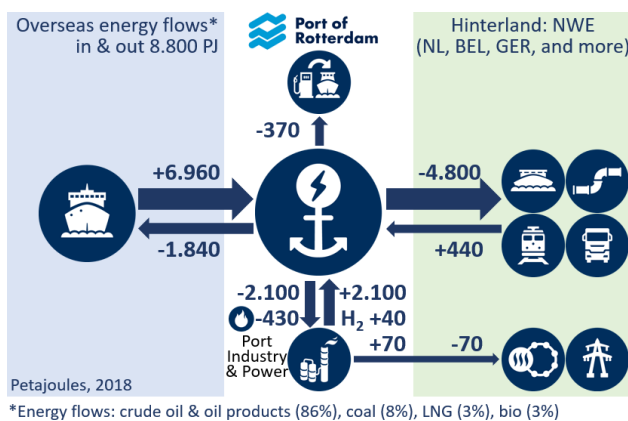
Als we voor de binnenlandse vraag (tabel 2) per sector aannames doen hoeveel waterstof door Rotterdam zou kunnen gaan, dan komen we op een potentieel van 7 miljoen ton, ruim de helft van de binnenlandse vraag in 2050 (tabel 4).

Het potentieel is voor de haven van Rotterdam echter veel groter dan de binnenlandse vraag. Rotterdam is de energiehaven van Noordwest Europa. Er gaat jaarlijks voor 8.800 PJ aan energie de haven in en uit, bijna drie keer zoveel als de Nederlandse energievraag, zie de grafiek hieronder.

Vooral Duitsland is een belangrijke klant van de haven, één derde van de olie- en kolenvraag van de Duitse industrie wordt via Rotterdam aangevoerd<sup>xi</sup>.

**TABEL 4 WATERSTOF VIA ROTTERDAM IN 2050**

binnenlandse vraag (max scenario met beperkte inzet biomassa):	aandeel NL	
Grondstof chemie	25%	0,8
Proceswarmte industrie	50%	1,1
Gebouwde omgeving/glastuinbouw	25%	0,1
Mobiliteit over land	50%	0,8
Luchtvaart (H2 in synthetic fuels)	50%	1,0
Zeescheepvaart (H2 in liquid fuels)	75%	3,2
<b>Totaal binnenland</b>		<b>7,0</b>
vraag in Duitsland:	33%	8,0
overige vraag NW-Europa:		5,0
<b>Totaal potentieel</b>		<b>20,0</b>



Handhaving van de positie als energiehaven voor Duitsland zou betekenen dat in de toekomst ook één derde van de Duitse importbehoefte aan waterstof (tabel 3) via Rotterdam zal gaan: circa 8 Mt.

Verder zou Rotterdam voor andere Noordwest-Europese landen een rol kunnen spelen in levering van waterstof.

**Een ambitieus scenario is dan 20 Mt waterstof door de haven van Rotterdam in 2050.**

## Groene waterstof nog in de kinderschoenen

Aan de groeiende behoefte aan waterstof zal steeds meer worden voldaan door waterstof uit water te gaan winnen met behulp van elektrolyse. Deze productie van groene waterstof moet op commerciële schaal nog tot ontwikkeling komen.

Dit jaar zal Shell op haar raffinaderij bij Keulen een elektrolyser van 10 megawatt (MW) in gebruik nemen, wereldwijd de grootste tot nu toe. Aangekondigde plannen in Rotterdam leiden tot een schaalvergroting naar 450 MW in 2025. Voor 20 Mton waterstof zou in 2050 circa 110.000 MW elektrolysecapaciteit nodig zijn. En daar zou vanwege het wisselende windaanbod weer bijna 2 keer zoveel offshore windcapaciteit voor nodig zijn, circa 200 gigawatt (GW)<sup>xii</sup>.

TABEL 5 GROENE WATERSTOF PRODUCTIE	benodigde offshore wind	capaciteit elektrolyzers	output waterstof
RefHyne: Shell Rheinland Raffinerie, Keulen, 2020		10 MW	1,3 kton
Conversiepark Maasvlakte 2: - Shell, 2023	0,2 GW	200 MW	20 kton *
- BP/Nouryon, 2025	0,5 GW	250 MW	45 kton **
Klimaatakkoord, elektrolyzers in NL in 2030	5-7 GW	<b>3-4 GW</b>	540-720 kton **
Rotterdam NW Europese energiehaven in 2050	200 GW	110 GW	<b>20 Mton **</b>

\* elektrolyser draait op basis van offshore windaanbod (4.500 uur)

\*\* elektrolyser draait vollast (8.000 uur)

## Grote plannen voor wind op zee

Momenteel draait er **1 GW windenergie** op het Nederlands deel van de Noordzee (kaartje linksboven). Het Energie Akkoord uit 2013 gaf de aanzet tot opschaling naar **4½ GW in 2023** (kaartje rechtsboven). De kavels hiervoor zijn uitgegeven.

Begin 2018 maakte het kabinet met de *Routekaart Windenergie op zee 2030* plannen bekend om daar nog eens 7 GW bij te doen, totaal 11½ GW in 2030, goed voor ruim 40% van het elektriciteitsverbruik in Nederland, dat nu nog voor bijna 80% met kolen en aardgas wordt opgewekt<sup>xiii</sup>.

Het Klimaatakkoord van juni 2019 biedt ruimte voor nog meer windparken voor 2030, "indien gezocht wordt naar specifieke aansluitlocaties aan de kust met voldoende vraag naar elektriciteit dan wel andere energiedragers na conversie, zodat uitbreidingen van het landelijke hoogspanningsnetwerk zo veel mogelijk voorkomen kunnen worden"<sup>xiv</sup>.

De ambitie van het waterstofprogramma in het Klimaatakkoord is 3-4 GW geïnstalleerd elektrolysevermogen in 2030. Dit moet dus in industriecusters aan de kust tot ontwikkeling worden gebracht. Dit leidt tot 7 GW extra vraag naar wind op zee in 2030 (totaal 18½ GW, kaartje linksonder).

De Europese Commissie verwacht dat er in 2050 in Europa tot 450 GW offshore wind nodig zal zijn<sup>xv</sup>. Volgens WindEurope kan hiervan 212 GW in de Noordzee gerealiseerd worden, waarvan **60 GW** op het Nederlands deel<sup>xvi</sup>.

Dit is in lijn met de scenario's van het Planbureau voor de Leefomgeving<sup>xvii</sup>. In een scenariostudie ten behoeve van de *Integrale Infrastructuurverkenning 2030-2050* van Gasunie en Tennet wordt zelfs uitgegaan van een theoretisch maximum van **72 GW** offshore wind in 2050<sup>xviii</sup>. Het beslag op de Noordzee van dit soort vermogens is te zien op het kaartje rechtsonder.

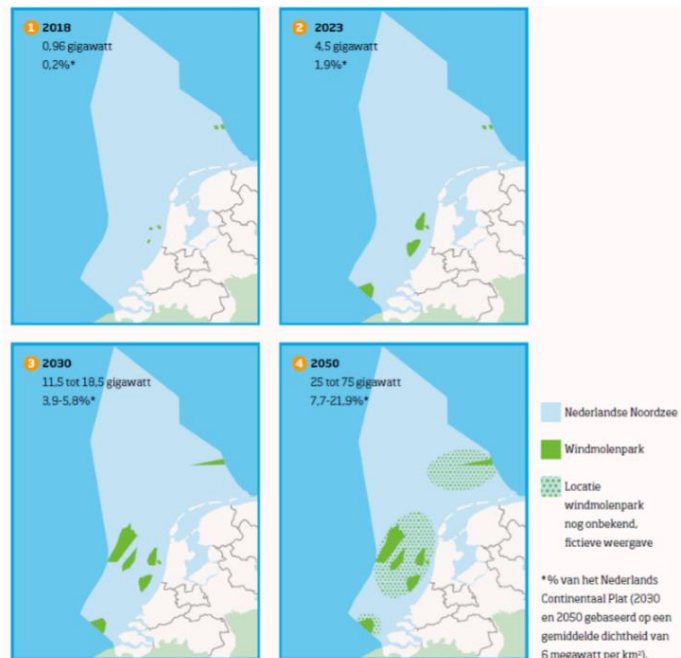
### Eigen wind op zee zal niet genoeg zijn

Uit tabel 6 wordt duidelijk dat Nederlandse offshore wind in 2050 slechts voor een klein deel zal bijdragen aan de totale behoefte aan elektriciteit voor omzetting in waterstof die potentieel door Rotterdam kan gaan.

De conclusie is dat in 2050 het grootste deel van de waterstof door Rotterdam zal worden geïmporteerd.

### Snelle ontwikkeling van waterstof dankzij klimaatakkoord

De marktpotentie voor waterstof voor Rotterdam is dus enorm: van 0,4 Mt nu (tabel 1) nu naar 20 Mt in 2050 (tabel 4): 50 keer zoveel. We zullen nu stappen moeten gaan zetten om deze marktpotentie te realiseren. Duitsland gaat al in gesprek met Noord-Afrikaanse landen en Australië om technologie en kapitaal te leveren voor grootschalige productie van hernieuwbare elektriciteit en omzetting in waterstof, om dit vervolgens naar Duitsland te gaan importeren. De ontwikkeling van importstromen zou al dit decennium een game changer kunnen worden.



Figuur 2: De verwachte groei van windenergie op de Nederlandse Noordzee tussen nu en 2050. Bron: Stichting De Noordzee en Natuur & Milieu.

TABEL 6 WIND OP ZEE IN 2050, MAX SCENARIO	GW
Maximaal realiseerbaar opgesteld vermogen	60-72
Stel de helft voor elektriciteitsvraag eindverbruikers	25*
Maximaal beschikbaar voor omzetting in waterstof	35-47
Stel de helft naar Rotterdam	18-24
Nodig voor productie 20 Mton waterstof	200

\* aanname elektriciteitsvraag door elektrificatie in alle sectoren in 2050  
 2x zo hoog als nu: 225 TWh. Stel de helft WoZ: 112,5 TWh/4.500h = 25 GW

Tegelijkertijd zal de vraag naar waterstof in Rotterdam ontwikkeld moeten worden. Dit kan dankzij het Klimaatakkoord in een stroomversnelling komen, omdat waterstof klimaatneutraal kan worden geproduceerd en daarmee belangrijk kan bijdragen aan de Nederlandse klimaatdoelstelling.

In het kader van het klimaatakkoordproces werd in 2018 de potentiële vraag naar waterstof in de industriële clusters in kaart gebracht: 253 PJ (2,1 miljoen ton) in 2030, waarvan 85 PJ (0,7 miljoen ton) in Rotterdam (zie kaartje).

Dit is bestaande en potentiële vraag naar waterstof van de industrie, die in Rotterdam in 2030 klimaatneutraal geproduceerd kan worden. Inmiddels, 2 jaar na deze inventarisatie, zijn er al concrete projecten in Rotterdam voor 0,9 miljoen ton klimaatneutrale waterstof tot 2030, en is de ambitie nog hoger.

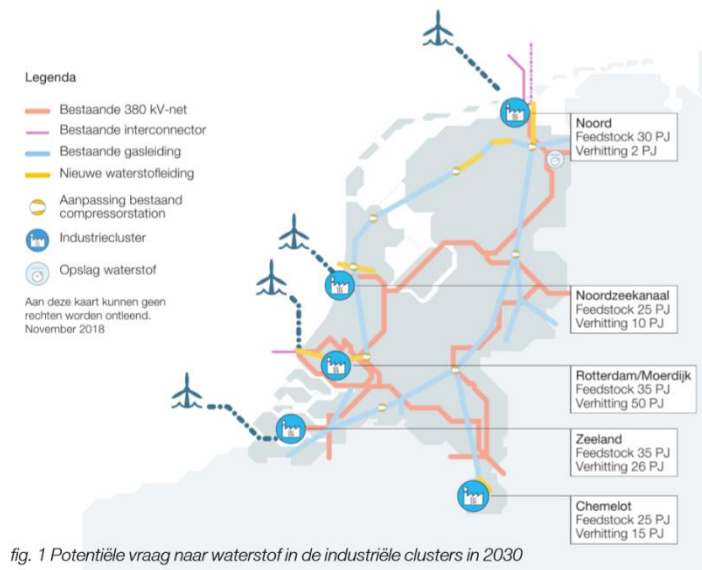


fig. 1 Potentiële vraag naar waterstof in de industriële clusters in 2030

### Meer dan 1 mt productie van klimaatneutrale waterstof voor 2030

Momenteel wordt onder de naam **Porthos** door een consortium van HbR, EBN en Gasunie infrastructuur ontwikkeld voor Carbon Capture, Utilisation & Storage (CCUS). Potentiele launching customers hiervoor zijn Shell, Esso, Air Liquide en Air Products<sup>xix</sup>. Van hun huidige waterstofproductie kunnen deze bedrijven 2-3 Mt per jaar CO<sub>2</sub> afscheiden en voor opslag aanbieden. Tegen een investering van circa € 0,5 miljard met een projectduur van 15 jaar kan Porthos 37 miljoen ton CO<sub>2</sub> in een leeg gasveld 20 km uit de kust opslaan.

Verder heeft een consortium van bedrijven in de Rotterdamse haven onder de naam H-vision een plan uitgewerkt voor een nieuwe waterstoffabriek. Deze fabriek zou vooral hoogcalorische restgassen uit aardolieraffinage gaan inzetten om waterstof te produceren, waarbij de CO<sub>2</sub> wordt afgescheiden en voor opslag aan Porthos wordt aangeboden, en de waterstof wordt ingezet voor proceswarmte voor de industrie. Wel zou de CCUS infrastructuur dan naar andere lege gasvelden moeten worden uitgebreid tegen additionele investeringen van ruim € 0,3 miljard<sup>xx</sup>.

Nouryon en BP onderzoeken samen met HbR onder de projectnaam H2-Fifty de haalbaarheid van een elektrolyse installatie van 250 MW, die 45.000 ton waterstof kan produceren. Shell kondigt plannen aan om groene waterstof uit offshorewind te gaan produceren, die zal worden gebruikt om de productie van brandstoffen op haar raffinaderij in Pernis te verduurzamen. De groene waterstoffabriek zal een elektrolysecapaciteit van circa 150-250MW hebben en in 2023 in gebruik worden genomen.

HbR werkt met o.a. Tennet en Stedin aan de ruimtelijke inbedding en elektrische aansluiting van een 2GW Elektrolyserpark in het westelijk havengebied, waar bovengenoemde projecten als launching customers zullen worden gehuisvest. Als alles doorgaat zou in 2030 bijna 1,2 miljoen ton klimaatneutrale waterstof geproduceerd worden in Rotterdam<sup>xxi</sup>:

TABEL 7

PROJECTEN PRODUCTIE KLIMAATNEUTRALE WATERSTOF TOT 2030	waterstof productie (kt/jr)		waterstofgebruik	CCUS (Mt/jr)	benodigde offshore wind (GW)
	bestaand	nieuw			
PORTHOS	400		grondstof industrie	2-3	
H-VISION		400	proceswarmte industrie	3	
2 GW Elektrolysepark ww. 0,5 GW projecten tot 2025 (BP/Nouryon; Shell) + 1,5 GW ambitie 2025-2030		360	grondstof industrie		4
TOTAAL	1.160			5-6	4

## Blauw baant de weg voor groen

De huidige productiecosten zonder CCS (grijze waterstof) bedragen ongeveer € 1,30 per kg (zie bijlage 4). Bij toepassing van CCS (blauwe waterstof) wordt dit circa € 2 per kg (bijlage 3). Deze kostenstijging kan gedekt worden uit SDE++ subsidie, die in september 2020 wordt opengesteld.

Subsidie-aanvragers concurreren met elkaar op basis van benodigde hoeveelheid subsidie per vermeden ton CO<sub>2</sub>. De CO<sub>2</sub>-vermijdingskosten van de launching customer volumes van Porthos (€ 75-95/ton CO<sub>2</sub>) en H-vision (86-146/ton CO<sub>2</sub>) zijn relatief laag ten opzichte van veel andere CO<sub>2</sub>-maatregelen, wat deze projecten kansrijk voor subsidie maakt.

De kosten per vermeden ton CO<sub>2</sub> zijn in H-vision echter wel gebaseerd op een laag financieel rendement; wellicht is tot € 200/t CO<sub>2</sub> subsidie nodig om een project rendabel te maken. In het algemeen geldt dat CO<sub>2</sub>-reductiemaatregelen met blauwe waterstof op raffinaderijen kosten per vermeden ton CO<sub>2</sub> van € 60-250/t hebben<sup>xxii</sup>.

Blauwe waterstof heeft naast significante subsidie ook infrastructuur nodig, en regulering door de overheid, inclusief opslag van CO<sub>2</sub>. De risico's zijn groot en zouden niet moeten leiden tot een nadeel voor de "first movers". Overheden, en bedrijven met overheidsaandeel, zouden moeten helpen met het terugbrengen van risico's in de business case voor first movers.

Groene waterstof kost nu nog ongeveer € 6 per kg<sup>xxiii</sup>. Blauwe waterstof is dus nog veel goedkoper dan groene waterstof. Echter, naar verwachting zullen de prijzen van fossiele energie en CO<sub>2</sub> de komende decennia stijgen en daarmee ook de kosten van blauwe waterstof. Bovendien zal steeds opnieuw geïnvesteerd moeten worden in transport naar en ontsluiting van nieuwe opslaglocaties voor CO<sub>2</sub>, wat blauwe waterstof in de loop van de tijd ook steeds duurder zal maken.

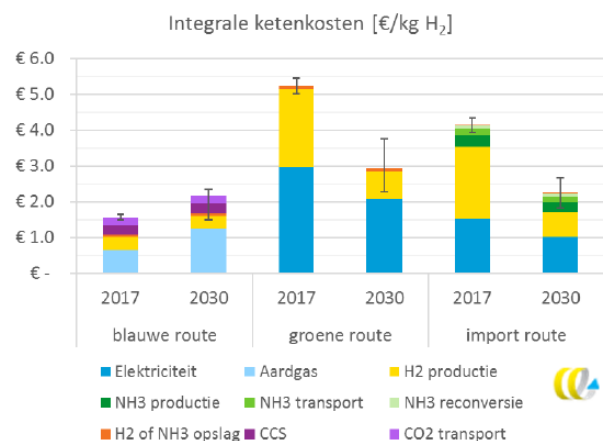
Groene waterstof wordt naar verwachting juist steeds goedkoper. Producenten van elektrolyzers verwachten substantiële daling van kapitaalskosten als gevolg van opschaling en standaardisatie van productie. In het Klimaatakkoord wordt gesproken van 65% capex reductie van elektrolyzers (van € 1 miljard per GW naar € 350 miljoen per GW) tot 2030. Bij deze capex zal bijna driekwart van de prijs van groene waterstof in 2030 door de elektriciteitskosten worden bepaald. In het Klimaatakkoord staat een streven van 3-4 ct/kWh productiecosten (excl. transportkosten) van wind op zee in 2030, de helft van wat het nu is.

Volgens een studie van CE Delft, Gasunie en Nuon<sup>xxiv</sup> komen de blauwe en groene waterstofroutes rond 2030 in dezelfde kostenrange van 2 á 3 euro per kg.

In deze studie is ook gekeken naar import van waterstof uit Noord-Afrika, dat rond 2030 ook in dezelfde prijsrange komt, omdat de besparing op elektriciteitskosten opweegt tegen de extra kosten voor transport van waterstof als ammoniak, inclusief conversie en reconversie (zie grafiek rechts voor vergelijking blauw, groen en import).

Wood Mackenzie verwacht tegen 2030 gelijke kosten voor groene en grijze waterstof, uitgaande van een prijs voor hernieuwbare elektriciteit van USD 30/MWh en 50% vollasturen<sup>xxv</sup>.

IEA stelt dat, afhankelijk van lokale gasprijzen, er elektriciteit met een prijs van USD 10- 40/MWh en 50% vollasturen nodig is om groene waterstof kosten concurrerend met blauwe waterstof te maken.<sup>xxvi</sup>





IRENA verwacht dat groene waterstof op de beste locaties in de komende 3 tot 5 jaar concurrerend kan zijn met blauwe waterstof.

Rond 2035 zal ook hernieuwbare stroom met gemiddelde kosten concurrerend gaan worden (zie grafiek van het IRENA rapport rechts, en de eindnoot voor de elektriciteitsprijzen).<sup>xxvii</sup>

BloombergNEF concludeert ook dat de kosten van productie van groene waterstof flink gaan dalen, tot USD 1.40/kg in 2030, en USD 0.80/kg in 2050<sup>xxviii</sup>, in lijn met de “best cases” in de grafiek van IRENA.

De Hydrogen Council stelt dat, gedreven door 70-80% reductie in kapitaalskosten van elektrolyzers, en dalende kosten van hernieuwbare elektriciteit, de kosten van groene waterstof binnen 5 a 10 jaar zouden kunnen dalen tot USD 1-1.50/kg in optimale locaties, en USD 2-3/kg bij gemiddelde condities<sup>xxix</sup>, eveneens in lijn met de IRENA grafiek.

In het rapport worden Chili, Australië en Saudi-Arabië genoemd als gunstige ‘sweet spots’ om uit wind-/zonneparken tegen hoge vollasturen groene waterstof te produceren voor misschien wel USD 1.20/kg rond 2030, ruim onder het gemiddelde voor grijze waterstof, en zelfs bijna gelijk met de laagste kosten voor grijze waterstof in 2030, als CO<sub>2</sub>-kosten worden meegenomen. Om deze kostprijzen rond 2030 te realiseren zijn wel schaalvoordelen vereist die pas bereikt worden door ontwikkeling van 70 GW electrolyser capaciteit wereldwijd, waarvoor USD 20 miljard aan investeringen nodig is.

Bovendien zijn potentiële grote gebruikers misschien bereid om wat meer voor klimaatneutrale waterstof te betalen, omdat zij hun producten dan met een premium kunnen verkopen vanwege de klimaatneutrale productie ervan. Een grotere leveringszekerheid kan een andere reden zijn om wat meer te betalen, immers, er is een grotere wereldwijde spreiding van “sweet spots” voor productie van groene waterstof dan voor aardgas.

Anderzijds zullen landen zoals Saudi-Arabië, met dominante exportposities in fossiele energie en gunstige klimaatcondities en de financiële middelen voor productie van hernieuwbare elektriciteit, proberen om hun positie te behouden door waterstof te gaan exporteren. In het algemeen zullen naast het vermogen om goedkoop waterstof te produceren ook het gemak van zaken doen, politieke ambities, en eigen energiegebruik voor ontwikkelende economieën sleutelfactoren zijn voor het tot ontwikkeling komen van sweet spots.

Concluderend, blauwe waterstof is nog veel goedkoper, maar groene waterstof zal ergens in de jaren dertig van deze eeuw concurrerend worden. Dus zou het voor de haven een logische strategie zijn om nu met blauwe waterstof de weg te banen voor groene waterstof.

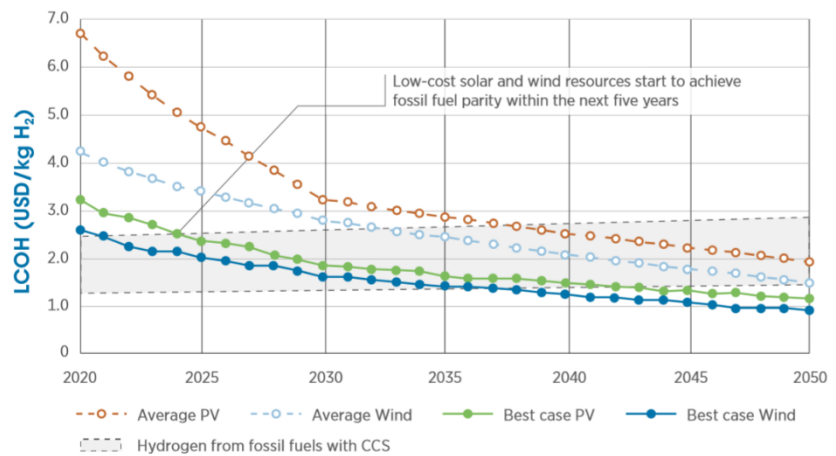
Met grote en relatief zekere volumes kan blauwe waterstof de ontwikkeling van een waterstofmarkt in de jaren twintig op gang brengen. Het biedt de industrie zekerheid van continue beschikbaarheid van klimaatneutrale brandstof voor hun processen, op basis waarvan zij al tijdens de komende onderhouds- en investeringscycli in de jaren twintig de installaties voor proceswarmte op hun bedrijfsterreinen voor waterstof geschikt kunnen maken, en daarmee grote waterstofklanten worden.

Dit rechtvaardigt ook een infrastructuur voor waterstof door de haven zodat bedrijven waterstof aan het hek geleverd kunnen krijgen. Deze markt en infrastructuur voor waterstof kunnen dan in de haven een springplank voor groene waterstof vormen, dat naar verwachting na 2030 in grotere volumes op de markt komt om aan de snel groeiende vraag in de jaren dertig en veertig te voldoen.

### Import van waterstof

Waar de ontwikkeling van lokaal geproduceerde blauwe en groene waterstof belangrijk is om een waterstofmarkt op gang te brengen, is het op gang brengen van import van waterstof cruciaal om een positie als waterstofhub voor het

Figure 14: Hydrogen production costs from solar and wind vs. fossil fuels



Note: Remaining CO<sub>2</sub> emissions are from fossil fuel hydrogen production with CCS.  
Electrolyser costs: 770 USD/kW (2020), 540 USD/kW (2030), 435 USD/kW (2040) and 370 USD/kW (2050).  
CO<sub>2</sub> prices: USD 50 per tonne (2030), USD 100 per tonne (2040) and USD 200 per tonne (2050).

achterland te ontwikkelen. Voorlopig is LNG importeren en in de haven decarboniseren naar blauwe waterstof nog goedkoper dan importeren van groene waterstof. Maar aangezien import van waterstof in de jaren dertig concurrerend kan worden met lokale productie van blauwe en groene waterstof, zal nu al op ontwikkelen van internationale transportketens moeten worden ingezet, van aanbod tot vraag.

Grootschalige overzeese transportketens zullen vooral gericht moeten zijn op Noord-Afrika en Midden-Oosten, en mogelijk ook Chili en Australië. In deze regio's is de potentie voor productie van goedkope hernieuwbare elektriciteit enorm, en is de lokale markt om dit te absorberen relatief bescheiden.

Als grote importhaven van energie wordt Rotterdam algemeen gezien als "first mover" in import van waterstof. De Nederlandse regering kijkt in haar visie op waterstof naar HbR om het potentiële import aanbod uit overzeese gebieden in kaart te brengen. Andere Europese havens zullen echter ook stappen zetten om waterstof te importeren, gedreven door nationale strategieën om waterstof in aardgasnetten bij te mengen. Dus zal Rotterdam de kansen moeten grijpen die zich nu voordoen, zoals de ontwikkeling van een 1 GW zonnepark in Portugal voor de productie en export van waterstof.

Om deze transportketens op gang te brengen wil HbR nauw samenwerken met logistieke partijen en industriële afnemers in de ontwikkeling van importterminals voor verschillende waterstofketens. Tussen Australië en Japan is een eerste demonstratieproject voor technologieën voor transport over zee en laden en lossen van vloeibare waterstof in ontwikkeling door een consortium genaamd HySTRA<sup>xxx</sup>, waarin Shell participeert. Consortium leider Kawasaki Heavy Industries heeft onlangs aangekondigd dat 's werelds eerste vloeibare waterstof schip, genaamd Suiso Frontier, eind 2020 gereed zal zijn<sup>xxxi</sup>.

Naast vloeibare waterstof, dat wordt getransporteerd met een temperatuur van -253 graden Celsius, is liquid organic hydrogen carrier (LOHC) technologie in ontwikkeling. LOHC technologie is gebaseerd op een omkeerbaar hydrogenatie / dehydrogenatie proces, waarbij waterstof als vloeistof in omgevingstemperatuur kan worden getransporteerd. Dit zou het mogelijk maken om transport van waterstof met zeeschepen op te schalen met gebruikmaking van bestaande assets in de haven.

Een consortium onder leiding van Vopak investeert in ontwikkeling van internationale waterstof infrastructuur op basis van LOHC technologie<sup>xxxii</sup>. LOHC kan per zeeschip worden vervoerd, gelost in binnenvaartschepen en vrachtwagens, en in containers worden vervoerd naar tankstations. LOHC zou een snellere oplossing dan vloeibare waterstof kunnen zijn. Maar zodra transport van waterstof wereldwijd toeneemt zal vloeibare waterstof snel in volume groeien.

Ook natriumboorhydride wordt als drager van waterstof onderzocht en getest in Plant One, een test centrum voor innovatieve technologieën in de haven van Rotterdam. Deze technologie is echter nog in het beginstadium van ontwikkeling.

Groene methanol en ammoniak zullen de eerste groene waterstofdragers zijn die in grote volumes overzee getransporteerd gaan worden, maar zullen vooral direct in industrie gebruikt worden.

### **Doorvoer van waterstof**

Met industrie in haven en achterland (raffinage, chemie en staal) die als launching customers afname kunnen garanderen, kan de transportketen met logistieke partijen en netbeheerders verder worden ontwikkeld met binnenvaart en pijpleiding.

Zowel in Duitsland als Nederland zijn er plannen voor een nationale pijpleidinginfrastructuur voor waterstof om een waterstofmarkt op gang te brengen. Onlangs kondigden een aantal Duitse bedrijven aanleg van het eerste openbaar toegankelijke waterstofnetwerk aan, 130 km tussen Lingen en Gelsenkirchen, genaamd GET H2 Nukleus<sup>xxxiii</sup>. BP is met raffinaderijen in beide plaatsen een sleutelspeler in deze ontwikkeling. Het netwerk en een 100 MW elektrolyser worden eind 2022 in gebruik genomen. Het project zal het eerste gereguleerde waterstofnetwerk worden met non-discriminatoire toegang en transparante prijzen.

De bedrijven vragen de overheid om dit te plannen en reguleren, met als doel om een nationaal netwerk met gestandaardiseerde transport specificaties en gereguleerd gebruik te creëren. Ook voor balanceren van het elektriciteitsnet zal dit belangrijk worden. Daarnaast moet de overheid een systeem van van verhandelbare garanties van oorsprong invoeren, die informatie over de bijdrage aan CO<sub>2</sub>-reductie van waterstof geeft, die dan meetelt bij het bereiken van CO<sub>2</sub>-reductiedoelen.

In Nederland neemt netwerkbeheerder Gasunie stappen om voor 2030 een openbaar toegankelijk waterstofnetwerk dat alle industriële clusters verbindt beschikbaar te hebben, door omzetting van bestaande gasleidingen en aanleg van nieuwe verbindende leidingen, en het integreren van waterstofopslag in zoutcavernes. Voor de industrie is het

belangrijk dat het waterstofnetwerk goed geïntegreerd zal zijn met de buurlanden, want de industrieclusters in Nederland, België en Duitsland zijn nu ook al heel goed met elkaar verbonden in het zogenaamde ARA-Ruhr Cluster. Dit vereist grensoverschrijdende planning door overheden, en samenwerking tussen netbeheerders en industrie.

In haar visie op waterstof onderkent de Nederlandse regering de mogelijke hubfunctie van Nederland voor levering van waterstof aan haar buurlanden, met speciale aandacht voor Duitsland. Voor een pijpleidingtracé van Rotterdam via Chemelot naar de Duitse grens is door de overheid een reservering gemaakt. Voor Rotterdam is dit een strategische verbinding voor waterstof en CO<sub>2</sub>-infrastructuur.

### Waterstof als transportbrandstof

Niet alleen transport van waterstof, maar ook transport met waterstof als brandstof moet tot ontwikkeling worden gebracht. Net als bij LNG loopt HbR hier voorop en helpt samen met andere belanghebbenden met ontwikkeling van waterstof bunkerstations voor binnenvaartschepen (RH2INE), tankstations voor vrachtwagens (Hytruck) en waterstof gebaseerde brandstoffen voor de luchtvaart (pilot Rotterdam-The Hague Airport).

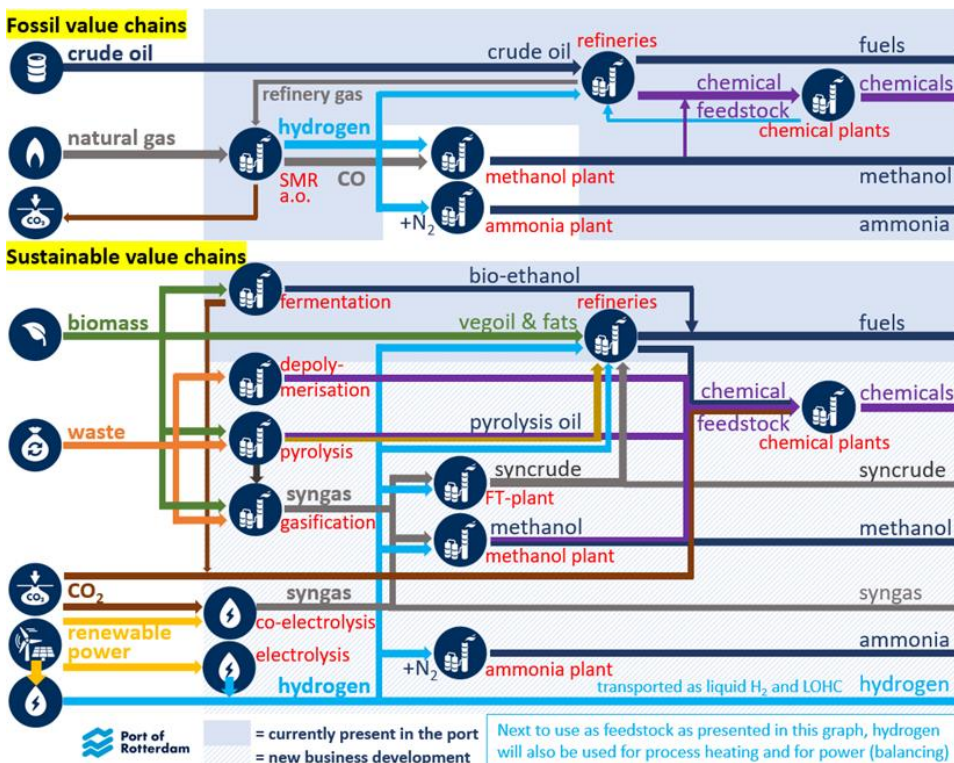
In januari tekenden 17 partijen<sup>xxiv</sup> een intentieverklaring om transport per water, weg en trein via de zogeheten Rijn-Alpen corridor op basis van waterstof te ontwikkelen. HbR is een drijvende kracht in dit initiatief onder de naam RH2INE (Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence). Om een stabiele marktomgeving te creëren voor een waterstofcorridor is onder andere een goede infrastructuur met bunkerlocaties en ook tankstations noodzakelijk om vraag en aanbod goed in balans te brengen.

Ook op het vlak van veiligheid en regulering moet nog veel worden ontwikkeld, waaraan HbR zal bijdragen. RH2INE richt zich eerst op het realiseren van bunkerlocaties voor waterstof langs de Rijn tussen Rotterdam en Keulen, waar dan de komende jaren 10 tot 15 binnenvaarttankers op waterstof gaan varen.

### Waterstof voor industrie

Gedreven door de noodzaak van het bereiken van klimaatdoelstellingen zal waterstof in de jaren dertig en veertig naar verwachting flink gaan groeien als grondstof voor raffinage en chemie, ter vervanging van aardolie. In welke vorm deze waterstof naar de haven zal komen zal afhankelijk zijn van de positie van de haven in de waardeketen.

In fossiele waardeketens is de haven goed gepositioneerd met zijn petrochemische complex, waar ruwe olie in brandstoffen en chemicaliën wordt verwerkt, en methanol en ammoniak worden geïmporteerd. In de duurzame waardeketens is de haven gepositioneerd met een bio-ethanolfabriek en een bio-raffinaderij, waar droge en vloeibare biomassa tot biobrandstoffen worden verwerkt.



In nieuwe duurzame waardeketens zou Rotterdam zich ook van koolstof en waterstof tot brandstoffen en chemicaliën kunnen positioneren, als pyrolyse olie, groene methanol en Fischer-Tropsch syncrude in de haven zouden worden geproduceerd en tot producten verwerkt. Hiervoor zijn echter grote nieuwe installaties nodig.

De locatie van zulke installaties zal voor een groot deel afhankelijk zijn van de beschikbaarheid van voldoende en kosteneffectieve klimaatneutrale koolstof en waterstof. Om zulke investeringen aan te trekken zal Rotterdam een grote import hub voor biomassa, afval, CO<sub>2</sub> en waterstof moeten worden. Maar duurzame biomassa zal misschien niet op voldoende schaal beschikbaar komen.

Op langere termijn zou afvang van CO<sub>2</sub> uit de lucht (DAC: direct air capture) een alternatief kunnen worden. Als dit betaalbaar in voldoende volumes beschikbaar zou komen, dan zou waterstof gecombineerd met CO<sub>2</sub> in de vorm van syngas, synthetisch methaan, vervoerd kunnen worden, met gebruik van bestaande LNG infrastructuur. Raffinaderijen in de haven zouden het syngas dan met een nieuwe FT-fabriek in syncrude en vervolgens met hydrocrackers in e-fuels kunnen omzetten.

De aanwezigheid van E-refineries in de haven zou waterstof en syngas als ladingstroom aan de haven binden. Zonder zulke fabrieken zou minder waterstof en meer synthetische brandstoffen, methanol en groene chemicaliën naar de haven worden aangevoerd. Rotterdam zou dan met andere havens op deze lading concurreren, zonder ladingbinding en aantrekkende werking van lokale industrie.

Rotterdam, en Nederland, zou een vestigingsklimaat moeten creëren voor het behouden en aantrekken van industrie die duurzame grondstoffen gebruikt en omzet in producten. Daarmee wordt toegevoegde waarde en werkgelegenheid gecreëerd. Anders zou Nederland alleen haar logistieke functie behouden. Dit vraagt om industriebeleid, niet alleen maar energiebeleid. Op lokaal, nationaal en Europees niveau. De industrieclusters die zullen overleven zullen zeer efficiënt zijn – in energie en CO<sub>2</sub> – en zeer goed geïntegreerd, lokaal en (EU)regionaal. Lokaal en nationaal industriebeleid zou er op gericht moeten zijn om dit te koesteren. Europees industriebeleid zou zich op security of supply moeten richten, door het aanknopen van banden met landen waar elektriciteit goedkoop hernieuwbaar opgewekt kan worden.

Het is daarom strategisch belangrijk om de waterstofhub door de hele keten tot ontwikkeling te brengen: het aantrekken van waterstof import en productie, het ontwikkelen van achterlandketens, en het behouden en aantrekken van industrie die waterstof en circulaire koolstof als grondstof gebruikt.

Zo neemt HbR deel in het waste-to-chemicals consortium met Nouryon, Air Liquide, Enkchem en Shell om productie van 220 kton groene methanol in de haven te realiseren. Het uitbreiden van deze productie zal hand in hand gaan met het aantrekken van klimaatneutrale waterstof.

In de studie van Wuppertal Institut naar decarbonisatie van de haven<sup>xxxv</sup> is aangenomen dat in 2050 basischemicaliën in de haven niet meer uit fossiele nafta worden geproduceerd maar uit 6 Mt groene methanol, waarvoor 0,8 miljoen ton klimaatneutrale waterstof nodig is.

In de nieuwe grondstoffenstudie van Wuppertal Institut (2020) wordt in een scenario uitgegaan van een Fischer-Tropsch fabriek in de haven die uit biomassa en 4,2 miljoen ton waterstof FT-crude produceert, dat in de bestaande hydrocrackers bij raffinaderijen in de haven tot synthetische brandstoffen wordt opgewerkt.

De verwachting is dat in Noordwest-Europa Rotterdam het best gepositioneerd is voor een syngas- en FT-fabriek vanwege de aanwezige hydrocrackers, opslagcapaciteit, pijpleidingverbindingen naar het achterland en potentieel om biomassa en waterstof in grote hoeveelheden te importeren.

Fischer-Tropsch technologie is volwassen, getuige de Gas-to-Liquids fabriek van Shell in Qatar die 140.000 vaten per dag (7 miljard liter per jaar) vloeibare brandstoffen uit aardgas produceert. Maar klimaatneutraal syngas en waterstof als voeding van een FT-fabriek staat nog in de kinderschoenen.

In Dresden staat een Fischer-Tropsch demoplant die 1 vat per dag synthetic fuels produceert uit CO<sub>2</sub> en waterstof uit hernieuwbare elektriciteit, met een totale energie efficiency van 65%. De eigenaar Sunfire wil in 2021 in Noorwegen een E-fuels fabriek met een capaciteit van 10 miljoen liter (8.000 ton/jaar) opstarten, die wordt gevoed met 20 MW elektriciteit uit waterkracht<sup>xxxvi</sup>. Ook hier is dus nog een flinke opschaling nodig, en kostenreductie. Volgens Concawe kost een e-fuel nu nog 7 euro per liter, maar zou rond 2050 tegen vergelijkbare prijzen als fossiele brandstoffen kunnen worden geproduceerd<sup>xxxvii</sup>.

IEA wijst erop dat er nog veel technologieontwikkeling nodig zal zijn om de totale efficiëntie van de omzettingsketen te vergroten, want nu gaat nog 45-60% van de voor productie van e-fuels gebruikte elektriciteit verloren tijdens het proces<sup>xxviii</sup>.

### **Rotterdam hydrogen trading hub**

Waterstof zal in de jaren twintig tot ontwikkeling komen door de huidige toepassingen als grondstof in de industrie te combineren met toepassing voor verhitting van processen. Waar blauwe waterstof snel tot aanzienlijke reductie van CO<sub>2</sub>-emissies kan leiden, kan groene waterstof bijdragen aan stabilisering van het elektriciteitsnet, omdat elektrolyzers zeer flexibel zijn op- en af te schakelen.

Een combinatie van blauw en groen kan zodoende zowel voor grote afnemende industrieën als elektriciteitsproducenten en netbeheerders betrouwbaarheid geven. Waterstof is converteerbaar in diverse vormen. Vooral na 2030 zal waterstof steeds meer worden ingezet als vervanger van aardolie om nieuwe klimaatneutrale grondstoffen en brandstoffen te maken. Weliswaar kost elke conversiestap energie, maar waterstof kan door koppeling van energie-, brandstoffen- en grondstoffensystemen en markten leiden tot aanzienlijke waardetoevoeging.

Rotterdam heeft door het feit dat waterstof reeds uitgebreid in de petrochemie wordt gebruikt dan ook de unieke mogelijkheid gebruik, import, productie en doorvoer te combineren en daarmee een eerste waterstof trading hub te vormen.

Een Rotterdam H<sub>2</sub>-quote kan zeer behulpzaam zijn: handel trekt handel aan, maakt langere termijn fysieke en papieren uitwisseling mogelijk en zal prijsvorming en stabilisatie ten goede komen. In december 2019 lanceerde S&P Global Platts de eerste onafhankelijke prijswaardering van waterstof met Californië en Nederland als benchmark locaties.

In de toekomst moet Rotterdam net zo bekend staan als prijsbepalingslocatie voor waterstof als het nu voor olieproducten is.

## Bijlage 1

Klimapfade für Deutschland, Boston Consulting Group i.o.v. Bundesverband Deutsche Industrie, 2018

### DER 95 %-KLIMAPFAD AUF EINEN BLICK

#### ABBILDUNG 12 | Wesentliche Entwicklungen im 95 %-Klimapfad



##### ELEKTRIFIZIERUNG VERKEHR UND WÄRME

Verkehr und Wärme werden umfassend elektrifiziert – v. a. durch 33 Mio. E-Pkw, 8.000 km Lkw-Oberleitungen, 16 Mio. Wärmepumpen und 15 GW<sub>e</sub> PtH in der Fernwärme.



##### GASNETZ ALS NEUER VERBRAUCHER

Nullmissionen im Strom lassen sich nur durch 100% synthetisches Gas in den flexiblen Kraftwerken (GuD, GT, Motoren etc.) erreichen – das Gasnetz wird zum saisonalen Speicher.



##### KONZENTRATION BIOMASSE

National verfügbare Biomasse wird in der Industrie konzentriert, um dort biogenes CO<sub>2</sub> zur Power-to-Gas-Erzeugung mit Systemnutzen recyceln zu können.



##### AUSBAU ERNEUERBARE

Durch die neue Nachfrage würde der Strombedarf auf ~ 715 TWh steigen – um diesen emissionsfrei zu bedienen, wäre eine deutliche Beschleunigung des EE-Ausbaus nötig.



##### ERHEBLICH MEHR FLEXIBILITÄT

Zur Abdeckung kurzfristiger Schwankungen in der Stromerzeugung ist deshalb auch mehr „direkte“ Flexibilität im System nötig – Im-/Export, Speicher, flexible Verbraucher etc.



##### IMPORTE PtL UND PtG

Trotz allem bedienen Kraftstoffe auch 2050 noch > 60 % des EEV im Verkehr – dafür und für Teile des Backup-Stroms werden überwiegend synthetische Brenn-/Kraftstoffe aus Ländern mit besserer EE-Verfügbarkeit importiert.



##### CCS NÖTIG

CCS ist nach heutigem Stand nötig, um Emissionen in der Zementproduktion und der Müllverbrennung zu eliminieren – und ist auch für Stahl, Dampferformierung und Raffinerien die günstigste Option.



##### BEITRAG DER LANDWIRTSCHAFT

Energie, Verkehr und Gebäude sind 2050 fast emissionsfrei, dennoch ist zur vollständigen Zielerreichung wohl die Reduzierung von Emissionen im Tierbestand nötig (~ 30% bis 2050).

Anmerkung: EE = erneuerbare Energien, EEV = Endenergieverbrauch, GT = Gasturbine, GuD = Gas und Dampf, PtG = Power-to-Gas, PtH = Power-to-Heat, PtL = Power-to-Liquid  
Quelle: BCG

### UMFANGREICHER IMPORT ERNEUERBARER POWER-TO-X-KRAFT-/BRENNSTOFFE ERFORDERLICH

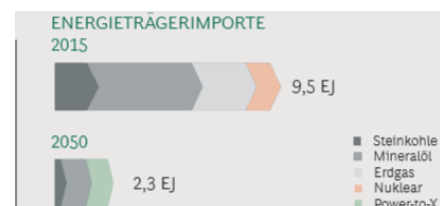
Insgesamt wären zur Bedienung des verbliebenen **Kraftstoffbedarfs** im 95 %-Klimapfad in 2050 etwa 100 TWh synthetischer Kraftstoffe und 25 TWh Wasserstoff für die nationalen Verkehre notwendig. Hinzu kommen noch einmal etwa 143 TWh, falls auch von Deutschland abgehende internationale Verkehre vollständig emissionsfrei gestellt werden sollten, außerdem etwa 100 TWh synthetisches Gas für Stromsektor und Industrie.

Allein für die Produktion dieser 368 TWh synthetischer Brennstoffe wäre im Jahr 2050 eine erneuerbare Stromerzeugung von insgesamt etwa 740 TWh erforderlich. Diese Menge ist höher als die gesamte Nettostromerzeugung Deutschlands im Jahr 2015 (610 TWh) und im Inland nicht realistisch darstellbar.

In der Studie wird unterstellt, dass Deutschland knapp 20 Prozent seines nationalen Bedarfs an Power-to-Gas für die Strom- und Fernwärmeerzeugung aus Gründen der Versorgungssicherheit sowie den Wasserstoffbedarf verbrauchsnahe national erzeugt. Damit ergibt sich in 2050 zur Erreichung eines 95 %-Ziels ein **Importbedarf** für etwa 340 TWh synthetische Brenn- und Kraftstoffe aus Ländern mit besseren Bedingungen für erneuerbare Energien.<sup>74</sup> Um diese Mengen 2050 verfügbar zu haben und zu möglichst niedrigeren Kosten produzieren zu können, müssten die ersten großtechnischen Anlagen schon Mitte/Ende der 2020er Jahre in Betrieb gehen. Dazu wären bereits in den nächsten Jahren erhebliche Anstrengungen hinsichtlich Technologieerprobung und -skalierung sowie Projektentwicklung und -finanzierung notwendig.

Insgesamt würden im Vergleich zu 2015 **Brenn- und Kraftstoffimporte** dennoch um mehr als 75 Prozent zurückgehen (bezogen auf Menge und Energieinhalt), weil außer zur stofflichen Nutzung in der Chemie und der Stahlproduktion fast keine fossilen Mengen mehr importiert werden müssten.

Berekening: import 340 TWh x 3,6 = 1.224 PJ / 120 MJ/kg = 10 Mt H<sub>2</sub>



## Bijlage 2

Roadmap Chemie 2050, Dechema/Future Camp i.o.v. Verein Chemische Industrie, 2019:

**Referenzpfad (Pfad 1):** Die Unternehmen produzieren weiterhin ausschließlich mit den heutigen Technologien. Ihre Investitionen bleiben auf dem gegenwärtigen Niveau von 7 Milliarden Euro pro Jahr und dienen der Erhaltung und Effizienzsteigerung der Anlagen. Die Unternehmen setzen zudem auf mehr Recycling. Durch das angenommene Ende der Kohleverstromung in Deutschland 2038 wird die deutsche Stromversorgung kontinuierlich emissionsärmer, was sich auch auf die Chemie auswirkt.

**Technologiepfad (Pfad 2):** Es wird dargestellt, wie weit die Chemie beim Klimaschutz kommen kann, wenn sie zusätzlich in neue Produktionstechnologien für Basischemikalien wie Ammoniak und Methanol investiert. Dabei unterliegt sie aber in diesem Pfad betriebswirtschaftlichen und technischen Restriktionen: Es werden maximal 225 Terawattstunden (TWh) erneuerbarer Strom im Jahr 2050 als für die chemische Produktion zur Verfügung stehend angenommen. Zudem ist das zusätzliche Investitionsbudget auf 1,5 Milliarden Euro pro Jahr begrenzt. Neue Technologien zur CO<sub>2</sub>-Minderung werden eingeführt, sobald sie wirtschaftlich sind. Zudem spielen erneuerbare Energien in der Eigenenergieversorgung und eine verstärkte Kreislaufführung kohlenstoffhaltiger Produkte durch chemisches Recycling eine Rolle.

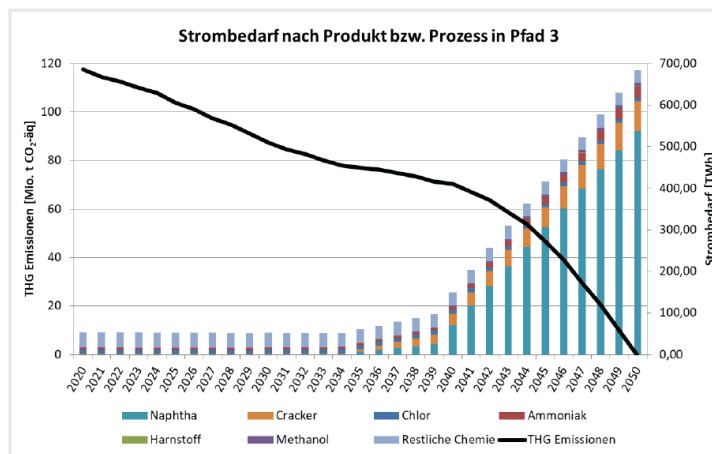
**Pfad Treibhausgasneutralität (Pfad 3): Nahezu 100 Prozent weniger Treibhausgase durch maximale Investitionen für alternative Verfahren mit 11-fachen Strombedarf im Jahr 2050.**

Um die deutsche Chemie 2050 weitgehend treibhausgasneutral zu stellen, müssen die im Technologiepfad beschriebenen Anstrengungen noch intensiviert werden. Technologien werden in diesem Pfad zum Beispiel schon dann eingeführt, wenn sich aus ihrem Einsatz eine CO<sub>2</sub>-Ersparnis ergibt, ohne Rücksicht auf die Wirtschaftlichkeit. Von 2035 bis 2050 werden so alle konventionellen Verfahren der Basischemie durch alternative Verfahren ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen ersetzt. Die größten CO<sub>2</sub>-Minderungen würden allerdings auch dann erst in den 40er-Jahren erbracht, wenn die Technologien in der Breite wirken und der deutsche Strommix weitgehend dekarbonisiert ist.

Die Kehrseite der Medaille: Die neuen, strombasierten Verfahren lassen den Strombedarf der deutschen Chemie ab Mitte der 2030er Jahre auf 685 TWh jährlich steigen, was mehr als der gesamten deutschen Stromproduktion von 2018 entspricht.

**Tabelle 33:** Gesamtergebnisse des Pfads Treibhausgasneutralität 2020 bis 2050; die einhergehenden Änderungen zwischen 2020 und 2050 sind in den letzten beiden Spalten ausgewiesen.

	Einheit	2020	2030	2040	2050	Änderung 2020-2050	
						absolut	prozentual
Rohstoffmenge fossil	Mt/a	19,1	17,4	14,3	1,5	-17,6	-92 %
Rohstoffmenge Biomasse	Mt/a	2,5	7,6	11,0	11,4	+8,9	+355 %
Rohstoffmenge Kunststoffabfälle	Mt/a	0	0,9	1,9	2,8	+2,8	+100 %
Rohstoffmenge CO <sub>2</sub>	Mt/a	0,04	0,04	3,9	41,0	+41,0	+100 %



**Abbildung 27:** Strombedarf in Pfad 3 nach Produkten bzw. Prozessen (Balken) und Verlauf der THG Emissionen zwischen 2020 und 2050 (schwarze Linie). Nicht-betrachtete Basischemie- und Spezialchemieprodukte sind als „restliche Chemie“ zusammengefasst.

**Berekening: 685 TWh – 70 TWh E voor fornuizen krakers = 615 TWh voor H2: 51,6 MWh/t H2 = 12 Mt**

### Bijlage 3:

CONCAWE: Refinery 2050: Conceptual assessment.

## A LOOK INTO EU-WIDE SCALE

### Key messages

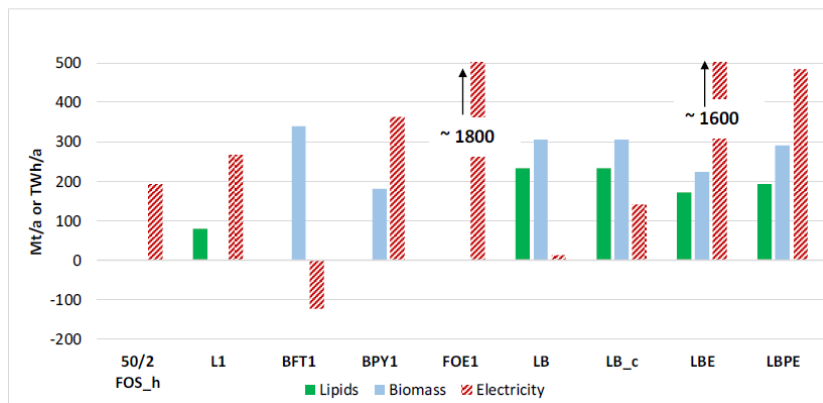
- When introducing alternative feedstocks, the main objective would not be to reduce emissions at the refinery site but indeed to reduce the carbon intensity of the final products contributing to a low carbon future in Europe.
- The cases described above could imply supply of up to 8 Mt/a biomass or 5 Mt/a lipids to a single site which would present significant challenges. If applied to the whole industry up to 200 Mt/a of lipids or 300 Mt/a of wood would be required.
- Large scale production of e-fuels would imply electrical consumption equivalent to a significant fraction of total EU consumption today.
- A combination of reduced demand, electrification and CO<sub>2</sub> capture could reduce the EU-wide industry emissions from 120 Mt/a to about 30 Mt/a. Outside CO<sub>2</sub> capture, use of alternative feeds would still result in sizeable fossil emissions at refinery sites, unless those feeds were fully renewable.
  - A combination of reduced demand, electrification and CO<sub>2</sub> capture at the refinery could reduce the EU-wide total emissions from main fuel products from about 1400 Mt/a to about 900 Mt/a in the fossil cases and down to 200 Mt/a with alternative feeds.
  - When the 2050 scenarios are compared with CO<sub>2</sub> emissions at 1990 level, the CO<sub>2</sub> reduction savings range from -50% up to -90% (direct emissions). Additional carbon sinks can be created when *Carbon Capture and Storage* solutions are combined with the biomass cases (BECCS) achieving negative emissions compatible with the EU long-term strategy (*A Clean Planet for all*).

Table 8.1.2-1 Hydrogen production (kt/a)

Case	50/2 FOS_h	LB	LBE	LBPE
SMR (general purpose)	0.8	54.6	50.6	48.8
Electrolysis (general purpose)	29.0	30.0	14.0	68.0
Electrolysis (e-fuels)	0.0	0.0	383.7	64.5
Total	29.8	84.6	448.3	181.3

Waterstofproductie van een gemiddelde raffinaderij in de EU, productie aangepast aan lagere marktvraag in 2050; 80 raffinaderijen dus  $80 \times 448 \text{ kton} = 36 \text{ Mton}$  waterstof, waarvan  $398 \text{ kt} = 32 \text{ Mt}$  waterstof met elektrolyse in LBE-case  
L=Lipids; B=Biomass (lignocellulosic), E=E-fuels, P=Pyrolysis

Figure 9.1-2 EU-wide alternative feedstock supply requirements



Note. As a reference, net electricity generation in EU-28 ~3100 TWh in 2016 (Source: Eurostat).

Large scale production of e-fuels would imply electrical consumption equivalent to a significant fraction of total EU consumption today

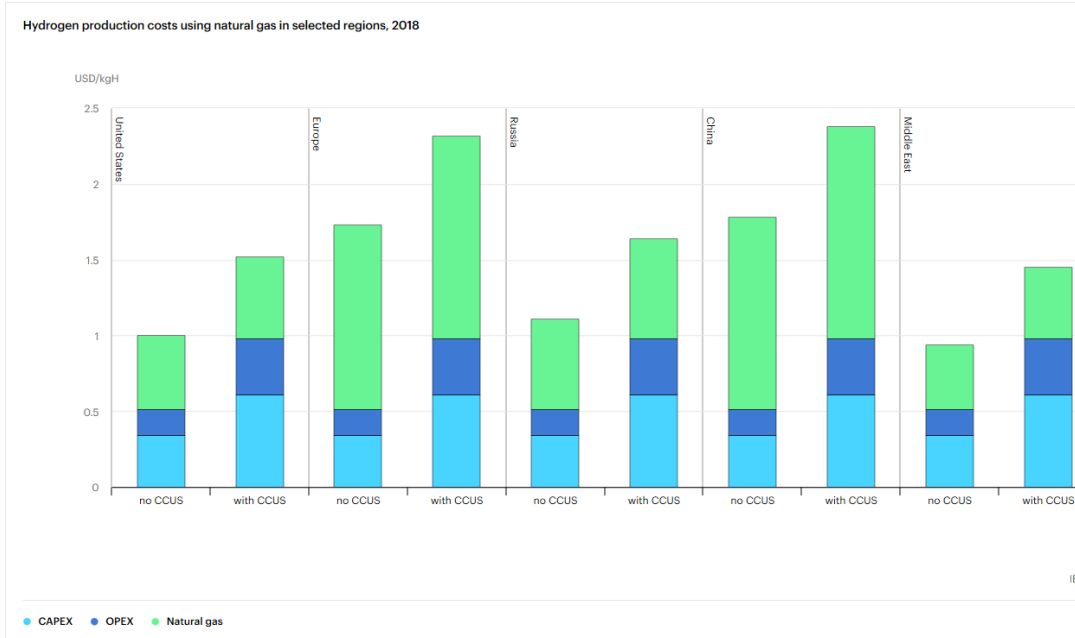


## Bijlage 4:

### Hydrogen production costs

Future of Hydrogen, International Energy Agency, 2019 (prijzen 2018):

Productiekosten waterstof in Europa in 2018: capex 0,34 + opex 0,17 + aardgas 1,22 = 1,73 \$/kg = 2,04 €/kg  
 met CCS (blauwe waterstof): capex 0,61 + opex 0,37 + aardgas 1,34 = 2,32 \$/kg = 2,74 €/kg



Maar de Nederlandse TTF gasprijs is tussen Q4-2018 en Q4-2019 bijna gehalveerd, wat leidt tot flink lagere productiekosten van waterstof:

Platts Hydrogen assessment (prijzen dec. 2019)

Productiekosten waterstof in Europa eind 2019: capex 0,47 + CO<sub>2</sub> 0,27 + aardgas 0,80 = 1,54 €/kg

Onderwerp: EMEA Hydrogen assessments, Dec 18

Type of Hydrogen	Hydrogen Prices - Eu/kg				
	Symbol	Close	Previous	Change	Change (%)
Hydrogen Netherlands SMR (H2 99.9%) w/o CCS MA	HWNMA00	0.7978	N/A	#VALUE!	#VALUE!
Hydrogen Netherlands SMR (H2 99.9%) w/o CCS (inc. CAPEX) MA	HXNMA00	1.2722	N/A	#VALUE!	#VALUE!
Hydrogen Netherlands SMR (H2 99.9%) w/o CCS (inc. Carbon) MA	HYNMA00	1.0673	N/A	#VALUE!	#VALUE!
Hydrogen Netherlands SMR (H2 99.9%) w/o CCS (inc. CAPEX & Carbon) MA	HZINMA00	1.5418	N/A	#VALUE!	#VALUE!

**S&P Global**  
Platts

In het eerste kwartaal van 2020 is de Nederlandse TTF gasprijs met nog een kwart gedaald. Dit betekent dat de productiekosten van waterstof in april 2020 circa 1,30 €/kg zijn

---

## Noten:

- <sup>i</sup> International Energy Agency, *The Future of Hydrogen*, juni 2019
- <sup>ii</sup> Waterstofcoalitie, *Tijd dringt voor groene waterstof*, november 2019
- <sup>iii</sup> [www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff)
- <sup>iv</sup> Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, *Kabinetsvisie Waterstof*, 30 maart 2020
- <sup>v</sup> Hydrogen Europe, Ad van Wijk, *Green Hydrogen for a European Green Deal, A 2x40 GW Initiative*, april 2020
- <sup>vi</sup> Topsector Energie, TKI Nieuw Gas, *Contouren van een Routekaart Waterstof*, 2018
- <sup>vii</sup> Institute for Sustainable Process Technology, onderzoek Hychain-1: *Energy carriers and Hydrogen Supply Chain: Assessment of future trends in industrial hydrogen demand and infrastructure*, 2019
- <sup>viii</sup> Boston Consulting Group, *Klimapfade für Deutschland*, 2018, i.o.v. Bundesverband der Deutschen Industrie
- <sup>ix</sup> DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., en FutureCamp Climate GmbH, *Roadmap Chemie 2050*, 2019
- <sup>x</sup> Concawe, *Refinery 2050: Conceptual assessment. Exploring opportunities and challenges for the EU refining industry to transition towards a low CO<sub>2</sub>-intensive economy*, september 2019
- <sup>xi</sup> Mineralöl Wirtschafts Verband, *Jahresbericht 2019: Rohöl- und Produkteneinfuhr 125 Mt in 2018*  
Verein der Kohlenimporteure, *Importe von Steinkohle in 2018: 44 Mt*  
Van Rotterdam naar Duitsland in 2018: ruwe olie ca. 16 Mt, olieproducten ca. 16 Mt, kolen ca. 22 Mt  
⇒ Aandeel Rotterdam in Duitse import olie en kolen: 54 / 169 = ca. 1/3
- <sup>xii</sup> 20 Mton waterstof = 2.400 petajoule (PJ) waterstof. Bij verwachte 75% efficiency van elektrolyzers in 2050 (nu nog 67%) is hiervoor 3.200 PJ elektriciteit nodig. 3.200 PJ elektriciteit = bijna 900.000 GWh elektriciteit  
Bij 4.500 vollasturen offshore wind is dit 900.000 GWh / 4.500 h = 200 GW benodigde offshore windcapaciteit
- <sup>xiii</sup> CBS Elektriciteitsbalans, aanbod en verbruik: Netto elektriciteitsverbruik in 2018 in Nederland 112,7 TWh; Klimaatakkoord: ambitie elektriciteitsproductie uit wind op zee in 2030: 49 TWh uit circa 11,5 GW; 49/112,7 = 43%  
Netto elektriciteitsproductie in 2018 in Nederland 110,1 TWh, waarvan kolen 28,8 TWh, aardgas 56,5 TWh; (28,8+56,5)/110,1 = 77%
- <sup>xiv</sup> *Klimaatakkoord*, Den Haag, 28 juni 2019, blz 160: afspraken en randvoorwaarden voor het realiseren van de 49%, eventuele versnellingsopties, het 55% scenario en de verdere doorgroei van wind op zee na 2030.
- <sup>xv</sup> EU, *A clean planet for all*, november 2018
- <sup>xvi</sup> WindEurope; *Our energy, our future*, november 2019
- <sup>xvii</sup> PBL, *De toekomst van de Noordzee*, 2018
- <sup>xviii</sup> Berenschot en Kalavasta, *Klimaatneutrale Energiescenario's 2050*, scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050, april 2020
- <sup>xix</sup> [www.rotterdamccus.nl](http://www.rotterdamccus.nl): nieuws 2 dec 2019: Porthos stap dichterbij: vier bedrijven bereiden afvang CO<sub>2</sub> voor.
- <sup>xx</sup> [www.deltalings.nl/h-vision](http://www.deltalings.nl/h-vision): Feasibility Study Report H-vision: *Blue hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry*, juli 2019. Annexes to the H-vision Main Report: Costs of CO<sub>2</sub> transport and storage, blz 80-81: capex storage, compression en transport in reference-case verminderd met base case
- <sup>xxi</sup> Voor H-vision is de reference case genomen, zonder de elektriciteitscentrales, dus alleen raffinage en WKK
- <sup>xxii</sup> Volgens een van de oliemaatschappijen
- <sup>xxiii</sup> Hydrogen Council, *Path to hydrogen competitiveness*, januari 2020
- <sup>xxiv</sup> CE Delft, Gasunie en Nuon, *Waterstofroutes Nederland*, 2018  
In deze studie is voor blauwe waterstof uitgegaan van aardgas uit en CO<sub>2</sub>-opslag in Noorwegen.
- <sup>xxv</sup> WoodMackenzie, *Green hydrogen production, landscape, projects and costs*, October 2019
- <sup>xxvi</sup> International Energy Agency, *The Future of Hydrogen*, June 2019, page 54

xxvii IRENA, *Hydrogen, a renewable energy perspective*, September 2019:

Considered Load factors and levelized cost of electricity are:

<b>2030:</b>	Wind best: Load factor: 47%. LCOE: 23 USD/MWh.
	Wind Average: Load factor: 34%. LCOE: 55 USD/MWh.
	PV Best: Load factor: 27%. LCOE: 18 USD/MWh.
	PV Average: Load factor: 18%. LCOE: 85 USD/MWh.
<b>2050:</b>	Wind best: Load factor: 63%. LCOE: 11 USD/MWh.
	Wind average: Load factor: 45%. LCOE: 23 USD/MWh.
	PV best: Load factor: 27%. LCOE: 4.5 USD/MWh.
	PV Average: Load factor: 18%. LCOE: 22 USD/MWh.

xxviii BloombergNEF, *Hydrogen: The molecule to power a clean economy?*, august 2019

xxix Hydrogen Council, *Path to hydrogen competitiveness*, January 2020

xxx HySTRA = CO<sub>2</sub>-free Hydrogen energy Supply-chain Technology Research Association, of Kawasaki Heavy Industries, Shell, J-Power, Iwatani, Marubeni, JXTG Nippon Oil & Energy, "K"Line

xxxi Kawasaki Heavy Industries, Ltd: *World's First Liquefied Hydrogen Carrier SUIISO FRONTIER Launches Building an International Hydrogen Energy Supply Chain Aimed at Carbon-free Society*, Dec. 11, 2019. Pilot project ship size:

Overall length	: 116.0 m	Gross tonnage	: 8,000 tonnes
Overall width	: 19.0 m	Vessel speed	: 13 knots
Depth	: 10.6 m	Draft	: 4.5 m
Maximum crew	: 25 persons	Tank capacity	: 1,250 kL

xxxii Royal Vopak, Mitsubishi Corporation, Covestro and AP Ventures invest Euro 17 million into Hydrogenious LOHC Technologies GmbH and its Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) technology for hydrogen logistics.

xxxiii GET H2 Nukleus: BP, Evonik, Nowega, OGE and RWE Generation sign a Letter of Intent to develop a hydrogen network from Lingen to Gelsenkirchen, March 2020

xxxiv Partijen in RH2INE: provincie Zuid-Holland, deelstaat Noordrijn-Westfalen, Ministerie van infrastructuur en Waterstaat, Provincie Gelderland, Havenbedrijf Rotterdam, Havenbedrijf Duisburg, RhineCargo, BCTN, EICB, Nouryon, Covestro, Air Products, Future Proof Shipping, HTS Group, NPRC, AirLiquide, Koedood.

xxxv Wuppertal Institut, *Decarbonization Pathways for the Industrial Cluster of the Port of Rotterdam*, 2016

xxxvi <https://www.sunfire.de/en/company/news/detail/first-commercial-plant-for-the-production-of-blue-crude-planned-in-norway>

xxxvii Concawe, *Role of e-fuels in the European transport system - Literature review*, januari 2020:

Currently, e-fuel costs are relatively high (up to 7 euros/litre). Some authors forecast their decrease over time due to economies of scale, learning effects and an anticipated reduction in the renewable electricity price, leading to, in 2050 around 1-3 euros/litre (without taxes)<sup>7</sup>. Therefore, cost of e-fuels could range from one to three times higher than fossil fuels by 2050<sup>8</sup>.

<sup>7</sup> Sources: [dena 2018], [Cerulogy 2017], [Frontier Economics 2018], [FVV 2018a], [Dechema 2017], [Shell 2018].

<sup>8</sup> Electricity costs currently ranging from 4 ct/kWh (North Africa - Photovoltaic) to 10-13 ct/kWh (North and Baltic Seas - Offshore wind), and by 2050 expected to range from 1-3 ct/kWh (North Africa - Photovoltaic) to 4-8 ct/kWh (North and Baltic Seas - Offshore wind). Source: [Frontier Economics/Agora 2018b].

xxxviii International Energy Agency, *The Future of Hydrogen*, June 2019, figure 20, page 56: 45-60% electricity lost in electrolysis, synthesis and used in direct air capture