

LEITLINIEN ZU ROTTERDAM ALS WASSERSTOFFDREHSCHIBE

Gesamtkonzept Hafенbetrieb Rotterdam

Zusammenfassung

Rotterdam ist der Energiehafen Nordwesteuropas, wo jährlich 8.800 Petajoule (PJ) Energie mit Seeschiffen an- und abtransportiert werden, was fast dem Dreifachen des Energiebedarfs in den Niederlanden und 13 % des Energiebedarfs in der EU entspricht. Der größte Teil dieser Energie stammt derzeit aus fossilen Energiequellen.

In einer Welt mit klimaneutralen Energiesystemen im Jahr 2050 ist der Energiehafen Rotterdam eine Wasserstoffdrehzscheibe für Nordwesteuropa, durch die jährlich 20 Millionen Tonnen (Mio. t) Wasserstoff (2.400 PJ) geschleust werden. Dies erfordert mehr als 100 Gigawatt (GW) an Elektrolysekapazität und, aufgrund der nicht kontinuierlichen Verfügbarkeit von Sonne und Wind, eine Verdopplung der Leistung bei der Stromerzeugung.

Die niederländische Offshore-Windenergie wird 2050 einen kleinen Beitrag dazu leisten können, doch wird der größte Teil davon durch Seeschiffe aus Gebieten importiert werden, in denen erneuerbare Elektrizität viel billiger ist und wo sie in Wasserstoff umgewandelt wird, der in flüssiger Form und/oder in Form anderer Energieträger nach Rotterdam transportiert wird. Ein Teil wird von der innovativen und neuen Industrie im Hafen zur Umwandlung in Prozesswärme, Brennstoffe und Rohstoffe genutzt. Zur Verwendung in Industrie und Transport wird ein Großteil seinen Weg ins Hinterland finden.

Zur Umsetzung dieser Leitlinien ergreift der Hafенbetrieb Rotterdam (HbR) die nachstehend genannten Maßnahmen:

1. Der HbR macht es möglich, dass im Jahr 2030 1,2 Mio. t klimaneutraler Wasserstoff im Hafen produziert werden können:

PROJEKTEN PRODUCTION KLIMANEUTRALE WASSERSTOFF BIS 2030	Wasserstoff Produktion (kt/jr)		Verwendung Wasserstoff	CCUS (Mt/jr)	Bedarf an Wind auf See (GW)
	bestehend	neu			
PORTHOS	400		Rohstoff Industrie	2-3	
H-VISION		400	Prozesswärme Industrie	3	
2 GW Elektrolyseure Park davon 0,5 GW Projekten bis 2025 (BP/Nouryon; Shell) + 1,5 GW Streben 2025-2030		360	Rohstoff Industrie		4
Gesammt	1.160			5-6	4

- Blauer Wasserstoff: Mit Marktteilnehmern sorgt der HbR für den Bau einer Open-Access-Infrastruktur für den CO₂-Transport zur Wiederverwendung und Speicherung (Porthos) sowie für den Wasserstofftransport durch den Hafen. Das Wasserstoffnetz wird an die landesweite Wasserstoffinfrastruktur angeschlossen, die von der Gasunie entwickelt wird. Auf diese Weise ermöglicht der HbR den Marktteilnehmern im Hafen, ihre derzeitige (graue) Wasserstoffproduktion klimaneutral (blau) werden zu lassen und eine neue (blaue) Wasserstoffproduktion mit Subventionen der Regierung auf der Grundlage des Klimaabkommens zu realisieren.
- Grüner Wasserstoff: Mit Marktteilnehmern realisiert der HbR einen 2-GW-Umwandlungspark für grünen Wasserstoff, der an Hochspannungskabel für den Wind auf See und an das Wasserstoffbackbone durch den Hafen angeschlossen ist. Der HbR sorgt für Trassen zwecks der Landepunkte von Hochspannungskabeln. Auf

diese Weise ermöglicht es HbR den Marktteilnehmern im Hafen, die Produktion von grünem Wasserstoff rasch auszubauen, wenn die Kosten für die Herstellung von blauem und grünem Wasserstoff in den 2030er Jahren in der gleichen Größenordnung liegen sollten. In den 2040er Jahren soll es erwartungsgemäß möglich sein, dass Rotterdam an insgesamt etwa 18 bis 24 GW niederländische Offshore-Windenergie angeschlossen werden kann, und wird im Hafen zusätzlicher Platz für die Landepunkte von Kabeln und Pipelines und die Umwandlung in Wasserstoff geschaffen werden müssen.

2. Import von Wasserstoff:

Während die Entwicklung von lokal produziertem blauem und grünem Wasserstoff wichtig ist, um einen Wasserstoffmarkt in Gang zu bringen, ist der Einstieg in den Import von Wasserstoff entscheidend für die Entwicklung einer Wasserstoffdrehzscheibe für das Hinterland:

- Mit Marktteilnehmern entwickelt der HbR Wasserstofftransportketten aus Weltregionen mit großem Potenzial für die Entwicklung von kostengünstiger erneuerbarer Elektrizität und von Wasserstoff: Transportketten für Wasserstoff, der als Ammoniak, Methanol, flüssiger Wasserstoff (LH₂), flüssiger organischer Wasserstoffträger (liquid organic hydrogen carrier - LOHC) und synthetisches Methan transportiert wird.
- Mit Logistikakteuren entwickelt der HbR Importterminals für Wasserstoff in seinen verschiedenen Transportformen, dies mit dem Ziel, den Transport von Wasserstoff per Seeschiff und, wo möglich, unter Nutzung der vorhandenen Anlagen im Hafen, auszubauen.
- Mit der Industrie im Hafen und im Hinterland (Raffination, Chemie und Stahl) als „launching customers“ (Erstkunden), welche die Abnahme garantieren können, wird die Transportkette mit Logistikakteuren und Netzbetreibern über Binnenschifffahrt und Pipelines weiterentwickelt.
- Der HbR fördert das Zustandekommen einer Handelsdrehzscheibe für Wasserstoff in Rotterdam.

3. Wasserstoff als Transportkraftstoff:

Nicht nur der Transport von Wasserstoff, sondern auch der Transport anhand von Wasserstoff als sauberem und klimaneutralem Brennstoff muss vorangebracht werden. Der HbR spielt dabei eine Vorreiterrolle und trägt zusammen mit anderen Interessenvertretern zur Entwicklung von Wasserstoff-Bunkerstationen für Binnenschiffe (RH2INE), Tankstellen für Lastkraftwagen (Hytruck) und wasserstoffbasierten Treibstoffen für die Luftfahrt (Pilotprojekt Rotterdam The Hague Airport) bei.

4. Neue Industrie für Wasserstoff:

Bedingt durch die Notwendigkeit, die Klimaziele zu erreichen, wird erwartet, dass Wasserstoff in den 2030er und 2040er Jahren als Rohstoff für die Raffination, für Chemie und Stahl erheblich ausgebaut und Öl und Kohle ersetzen wird. Der HbR setzt auf die Erneuerung der bestehenden Industrie und die Gewinnung neuer Industrien im Hafen, die Wasserstoff als Rohstoff für grünes Methanol, Fischer-Tropsch-Brennstoffe und - Rohstoffe sowie Pyrolyseöl nutzen werden.

Rotterdam ist in Nordwesteuropa gut positioniert, um diese Industrie zu gewinnen, und zwar aufgrund seiner vorhandenen Anlagen: Dies sind Fabriken, Terminals und Pipelines sowie groß angelegte Importmöglichkeiten. Die kostengünstige Verfügbarkeit und Möglichkeit zur Vermarktung von Wasserstoff in Rotterdam ist eine Voraussetzung für die Entwicklung dieser Industrie. Das Vorhandensein dieser Industrie bindet Wasserstoff als Ladung an den Hafen. Darin liegt ein sich gegenseitig verstärkender Effekt, mit dem auch Rotterdam als Ölhafen groß geworden ist.

Eine große Anzahl öffentlicher Studien wurde verwendet um diese Gesamtkonzept als Wasserstoffdrehzscheibe zu entwickeln. Darüber hinaus hat der Hafenbetrieb Rotterdam das Wissen und die Erkenntnisse einer Reihe von Unternehmen in unserem Hafen wie Shell, BP, ExxonMobil und Vopak dankbar genutzt. Dankbar wurde auch das Wissen und die Erkenntnisse genutzt, die bei einer Reihe von Expertensitzungen mit Unternehmen und Organisationen gewonnen wurden, die von dem Hafenbetrieb Rotterdam unter der Leitung von DRIFT, dem niederländischen Forschungsinstitut für den Übergang, in Auftrag gegeben wurden.

Einleitung

In nur wenigen Jahren hat sich Wasserstoff von einem ewigen Versprechen als Automobilkraftstoff zu einem weithin akzeptierten Schlüssel für die Energiewende entwickelt. Im Klimaabkommen (Juni 2019) wird Wasserstoff als „eine tragfähige Lösung im „endgültigen Bild“ eines CO₂-freien Energie- und Rohstoffmanagements“ angesehen.

- Die internationale Energie-Agentur lässt wissen, dass die Zeit reif sei, Wasserstoff als Energieträger zu entwickeln und ruft dazu auf, Industriehäfen zu den Schaltstellen für den Ausbau der Nutzung von sauberem Wasserstoff zu machenⁱ.
- Die Wasserstoffkoalition, eine Initiative von Greenpeace, unterstützt von 27 Wirtschafts- und Regierungsorganisationen, fordert die Regierung auf, dem Ausbau von grünem Wasserstoff als wesentlichem Baustein für den Energiewandel Vorrang einzuräumenⁱⁱ.
- Die nationale Wasserstoffstrategie der deutschen Regierung unterstreicht die Bedeutung des groß angelegten Imports von grünem Wasserstoff aus Entwicklungsländern mit viel Solar- und Windenergieⁱⁱⁱ.
- In ihrer Wasserstoffstrategie erkennt die niederländische Regierung die strategische Bedeutung des Rottdamer Hafens an, seine derzeitige Drehscheibenfunktion in den internationalen Energieströmen beizubehalten, wodurch Wasserstoff zu einem weltweit gehandelten Wirtschaftsgut mit großen Import- und Exportströmen werden kann^{iv}.
- Hydrogen Europe präsentiert eine sehr ehrgeizige Initiative für 2x40 GW grünen Wasserstoff im Jahr 2030, in der EU, der Ukraine und in Nordafrika^v.

Für den Hafen- und Industriekomplex von Rotterdam wird dieser Übergang zu einer „Wasserstoffwirtschaft“ enorme Konsequenzen haben. Als Betreiber und Erschließer dieses Komplexes ist der Hafenbetrieb Rotterdam (HbR) daher sehr an allen Ideen und Planungen und deren Übertragung auf den Hafen beteiligt.

Laut der Leitlinien des HbR wird sich Rotterdam in einer Welt mit klimaneutralen Energiesystemen zu einer internationalen Drehscheibe für Wasserstoff entwickeln, wo Import, Produktion, Nutzung, Handel und Transit zusammenkommen, so wie dies derzeit für fossile Energieströme gilt. Im Jahr 2050 könnten etwa 20 Millionen Tonnen Wasserstoff durch den Hafen geleitet werden, 50 Mal mehr als heute im Hafen von der Industrie produziert und genutzt werden.

In diesem Dokument wird das Gesamtkonzept zum Wasserstoff beschrieben.

Wasserstoff ist überall

Wasserstoff ist das am weitesten verbreitete, leichteste und einfachste Element im uns bekannten Universum. Er macht drei Viertel der Masse im Universum aus und ist der Brennstoff und Rohstoff für die Bildung von Sternen. Auf der Erde ist Wasserstoff ein aus 2 Wasserstoffatomen (H₂) bestehendes Molekül, das vorzugsweise Verbindungen zu anderen Molekülen eingeht. Die beliebtesten Partner sind Sauerstoff, mit dem er Wasser bildet (H₂O), und Kohlenstoff, womit er Kohlenwasserstoffe bildet.

Kohlenwasserstoffe sind die Hauptbestandteile der fossilen Energiequellen Erdgas (CH₄), Erdöl und Kohle sowie der Biomasse. Unsere Gesellschaft lebt von Kohlenwasserstoffen, als Brennstoff für Heizung und Verkehr und als Rohstoff für die Chemie.

Neue Quellen für Kohlenstoff und Wasserstoff erforderlich

Die Bekämpfung der globalen Erwärmung wird in den kommenden Jahrzehnten zu einer drastischen Verringerung der Verbrennung fossiler Kohlenwasserstoffe führen wobei CO₂, das wichtigste Treibhausgas, freigesetzt wird. Wir müssen also nach neuen Quellen suchen, die sauber und nachhaltig, zuverlässig und kostengünstig sind.

Kohlenstoff wird zunehmend aus Biomasse, Abfall und direkt aus der Luft gewonnen werden. Wasserstoff wird mit Hilfe erneuerbarer Elektrizität aus Wasser gewonnen (grüner Wasserstoff) und aus fossilen Kohlenwasserstoffen, bei denen das CO₂ abgeschieden und gespeichert oder wiederverwendet wird (blauer Wasserstoff).

Die Nachfrage nach Wasserstoff kann stark steigen

Die derzeitige Nachfrage nach Wasserstoff kommt hauptsächlich aus der Industrie hinsichtlich dessen Verwendung als Rohstoff. Im Rotterdamer Hafen wird Wasserstoff hauptsächlich zur Ölraffination verwendet: zur Entschwefelung von Ölprodukten (Hydrotreating) und zur Herstellung von leichteren Ölprodukten (Hydrocracking). Im Vergleich zum Marktpotential ist dies derzeit ein relativ kleiner und geschlossener Markt.

Die *Routekaart Waterstof* (Routenkarte Wasserstoff) des Topsektors Energie^{vi} gibt als Anhaltspunkt eine mögliche Nachfrage nach 14 Millionen Tonnen (Mt) Wasserstoff in den Niederlanden im Jahr 2050 an.

Nähere Untersuchungen des ISPT^{vii} bestätigen dieses Bild (siehe Tabelle 2), wobei von der Annahme ausgegangen wird, dass im Jahr 2050 die Hälfte des Rohstoffbedarfs der Chemie aus recycelten Abfall stammen soll.

Wenn es genügend als nachhaltig akzeptierte Biomasse für die Verwendung als Biotreibstoff in Schiffen und Flugzeugen und als Biorohstoff in der Chemie gäbe, so die Forschung, wäre der Bedarf an Wasserstoff deutlich geringer: nämlich 522 PJ (4,4 Mio. t) im Jahr 2050.

TABELLE 1

HEUTIGER BEDARF AN WASSERSTOFF	
WASSERSTOFF	Mt
Rotterdam	0.4
Niederlande (gesammt)	0.8
Deutschland	1.6

TABELLE 2 Bedarf an Wasserstoff

NIEDERLANDE Klimaneutral in 2050 Hychain-1, max Szenario, beschränkte Verfügbarkeit Biomasse	Wasserstoff Bedarf	
	PJ	Mt
Rohstoff Industrie	388	3,2
Prozesswärme Industrie	255	2,1
Gebäude, Gewächshäusern	54	0,5
Verkehr	205	1,7
Luftfahrt (H ₂ in synthetische Kraftstoffe)	230	1,9
Seeverkehr (H ₂ in flüssige Kraftstoffe)	500	4,2
Gesamter Bedarf an Wasserstoff	1.632	13,6

TABELLE 3

DEUTSCHLAND Klimaneutral in 2050	Wasserstoff
	Import Mt
Energie und Kraftstoffe	10,2
Rohstoffe Chemie	12,0
Rohstoffe Stahl	1,8
Gesamter Import Bedarf	24,0

Auch das Potenzial für die deutsche Wasserstoffnachfrage ist sehr hoch. In *Klimapfade für Deutschland*^{viii} wird dargelegt, dass Deutschland, wenn das Land im Jahr 2050 beinahe klimaneutral sein will, *Wasserstoff und synthetische Brennstoffe* importieren müssen (siehe Anhang 1). Die deutsche *Roadmap Chemie 2050*^x skizziert den Bedarf an Elektrizität und Wasserstoff für die Produktion von *synthetischen Rohstoffen* (siehe Anhang 2).

Auch die deutsche Stahlindustrie lässt wissen, eine große Menge an Wasserstoff zu benötigen, um die eigene Produktion ökologischer zu gestalten. Die sich daraus ergebende Summe bedeutet einen Importbedarf von 24 Mio. t Wasserstoff (siehe Tabelle 3), wofür mehr als zweimal so viel Elektrizität erforderlich ist, als jetzt in ganz Deutschland erzeugt wird.

Concawe^x, das Forschungsinstitut des europäischen Raffinerie-sektors, geht im Jahr 2050 von einem Elektrizitätsbedarf aus, der die Hälfte des derzeitigen Elektrizitätsverbrauchs in der EU ausmachen wird, um 32 Mio. t grünen Wasserstoff

zu erzeugen, der es den Raffinerien ermöglichen wird, ihre Prozesse und Produkte durch die Herstellung biobasierter und synthetischer Brennstoffe weitgehend klimaneutral zu machen (siehe Anhang 3).

Wie viel Wasserstoff wird 2050 nach Rotterdam geleitet?

Geht man bei der Inlandsnachfrage (Tabelle 2), nach Sektoren eingeteilt, davon aus, wie viel Wasserstoff durch Rotterdam geleitet werden könnte, ergibt sich ein Potenzial von 7 Millionen Tonnen, das ist mehr als die Hälfte der Inlandsnachfrage im Jahr 2050 (Tabelle 4).

Das Potenzial für den Rotterdamer Hafen ist jedoch wesentlich höher als die Inlandsnachfrage. Rotterdam ist der Energiehafen für Nordwesteuropa. Jedes Jahr kommen 8.800 PJ Energie im Hafen an bzw. verlassen ihn wieder, das ist fast das Dreifache des niederländischen Energiebedarfs, siehe die nachstehende Grafik.

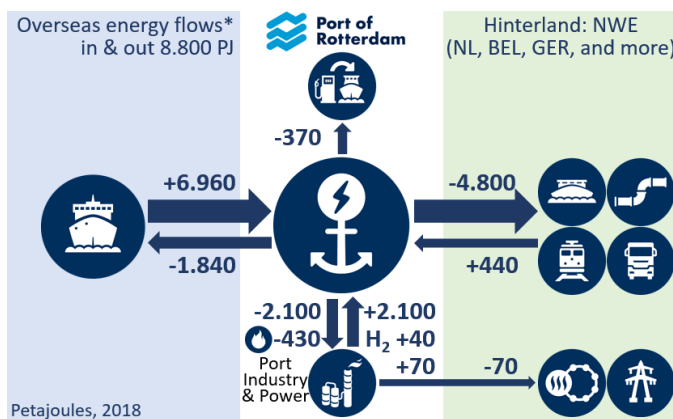
Vor allem Deutschland ist ein wichtiger Kunde für den Hafen: Ein Drittel der Öl- und Kohlenachfrage der deutschen Industrie wird über Rotterdam angeliefert^{xi}. Die Aufrechterhaltung der Position als Energiehafen für Deutschland würde bedeuten, dass in Zukunft ebenfalls ein Drittel des deutschen Importbedarfs an Wasserstoff (Tabelle 3) über Rotterdam laufen wird: das sind ca. 8 Mio. t. Des Weiteren könnte

TABELLE 4 Wasserstoff über Rotterdam in 2050

Inländischer Bedarf (max Szenario mit beschränkter Verfügbarkeit Biomasse)	Rotterdamer Anteil in NL	
Rohstoff Industrie	25%	0,8
Prozesswärme Industrie	50%	1,1
Gebäude, Gewächshäusern	25%	0,1
Verkehr	50%	0,8
Luftfahrt (H2 in synthetische Kraftstoffe)	50%	1,0
Seeverkehr (H2 in flüssige Kraftstoffe)	75%	3,2
Gesamter inländischer Bedarf		7,0
Import Bedarf in Deutschland:	33%	8,0
Sonstiger Bedarf in Nordwest-Europa:		5,0
Gesamtes Potenzial über Rotterdam		20,0

Rotterdam für andere nordwesteuropäische Länder eine Rolle bei der Lieferung von Wasserstoff spielen.

Ein ambitioniertes Szenario ist es dann, im Jahr 2050 20 Mio. t Wasserstoff durch den Rotterdamer Hafen zu leiten.



*Energy flows: crude oil & oil products (86%), coal (8%), LNG (3%), bio (3%)

Grüner Wasserstoff steckt noch in den Kinderschuhen

Der wachsende Bedarf an Wasserstoff wird zunehmend durch die Gewinnung von Wasserstoff aus Wasser mittels Elektrolyse gedeckt werden. Diese Produktion von grünem Wasserstoff muss sich erst noch im gewerbsmäßigen Umfang entwickeln. In diesem Jahr wird Shell in seiner Kölner Raffinerie, der bisher größten Raffinerie der Welt, einen Elektrolyseur mit einer Leistung von 10 Megawatt (MW) in Betrieb nehmen. Die in Rotterdam angekündigten Pläne werden zu einem Ausbau auf 450 MW im Jahr 2025 führen. Für 20 Mio. Tonnen Wasserstoff wären im Jahr 2050 ungefähr 110.000 MW an Elektrolysekapazität erforderlich. Und wegen des wechselhaften Windangebots würde dies wiederum fast doppelt so viel Offshore-Windkapazität, etwa 200 Gigawatt (GW), erfordern^{xii}.

TABELLE 5 Grüner Wasserstoff Produktion	Bedarf an Windenergie auf See	Kapazität Elektrolyseure	Produktion Wasserstoff
RefHyne: Shell Rheinland Raffinerie, Köln, 2020		10 MW	1,3 kton
Konversion Park Maasvlakte 2: - Shell, 2023	0,2 GW	200 MW	20 kton *
- BP/Nouryon, 2025	0,5 GW	250 MW	45 kton **
Klimavereinbarung: Elektrolyseuren in NL in 2030	5-7 GW	3- 4 GW	540-720 kton **
Rotterdam Nordwest-Europäischer Energiehafen 2050	200 GW	110 GW	20 Mton **

* Elektrolyseure laufen nur mit Angebot von Windenergie auf See (4.500 St)

** Elektrolyseure laufen Vollast (8.000 St)

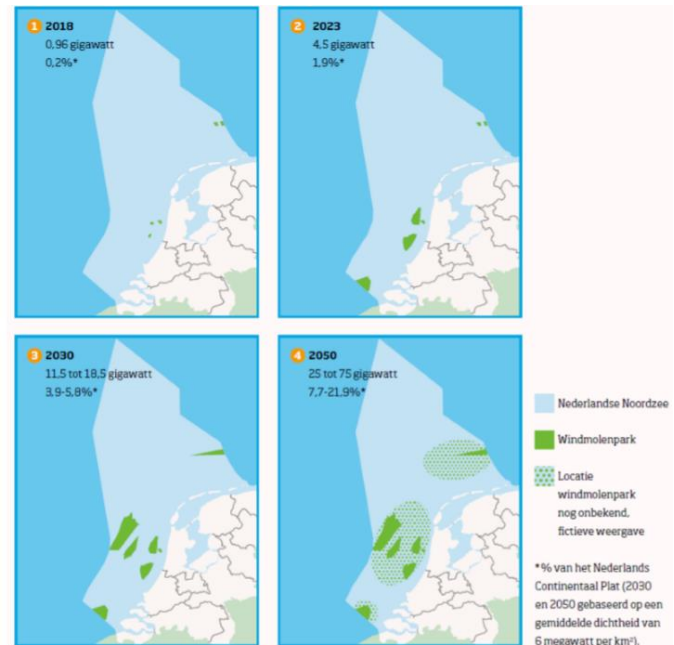
Große Pläne für Offshore-Windanlagen

Derzeit wird 1 GW an Windenergie im niederländischen Teil der Nordsee erzeugt (Karte links oben). Das Energie Akkoord (Energieabkommen) von 2013 leitete den Ausbau auf 4,5 GW im Jahr 2023 ein (Karte rechts oben). Die hierfür erforderlichen Grundstücke wurden vergeben.

Anfang 2018 kündigte das niederländische Kabinett mit der *Routekaart Windenergie op zee* (Routenkarte Offshore-Windenergie) Pläne an, weitere 7 GW hinzuzufügen, insgesamt also 11,5 GW im Jahr 2030, was mehr als 40 % des Stromverbrauchs in den Niederlanden ausmacht, von dem derzeit fast 80 % aus Kohle und Erdgas erzeugt werden^{xiii}.

Das Klimaabkommen vom Juni 2019 bietet Spielraum für noch mehr Windparks bis 2030, „wenn entlang der Küste nach bestimmten Anschlussstandorten mit ausreichendem Bedarf an Elektrizität oder an anderen Energieträgern nach der Umwandlung gesucht wird, so dass ein Ausbau des nationalen Hochspannungsnetzes so weit wie möglich vermieden werden kann.“^{xiv}

Das Ziel des Wasserstoffprogramms im Klimaabkommen ist eine installierte Elektrolyseleistung in Höhe von 3-4 GW im Jahre 2030. Das gilt es daher in den industriellen Clustern an der Küste zu entwickeln. Dies führt zu einer zusätzlichen Nachfrage in Höhe von 7 GW nach Offshore-Wind im Jahre 2030 (insgesamt 18,5 GW, Karte links unten).



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

Die Europäische Kommission geht davon aus, dass in Europa bis 2050 bis zu 450 GW Offshore-Windenergie benötigt werden^{xv}. Nach Angaben von WindEurope können davon 212 GW in der Nordsee realisiert werden, von denen sich 60 GW auf der niederländischen Seite befinden werden^{xvi}.

Dies steht im Einklang mit den Szenarien des niederländischen Planbureau voor de Leefomgeving (Planungsbüro für den Lebensraum)^{xvii}. Eine Szenariostudie für die *Integrale Infrastructuurverkenning* (Integrale Infrastrukturprognose) 2030-2050 von Gasunie und Tennet geht sogar von einem theoretischen Maximum von 72 GW Offshore-Windenergie im Jahr 2050 aus^{xviii}. Die Beschlagnehmung der Nordsee zwecks dieser Art von Leistungen wird auf der Karte rechts unten angezeigt.

Eigener Offshore-Wind wird nicht ausreichen

Aus der Tabelle 6 wird deutlich, dass der niederländische Offshore-Wind im Jahre 2050 nur zu einem geringen Teil zum Gesamtbedarf an Elektrizität zwecks der Umwandlung in Wasserstoff, der das Potenzial besitzt durch Rotterdam geleitet zu werden, beitragen wird.

Die Schlussfolgerung lautet, dass im Jahre 2050 der größte Teil des durch Rotterdam geleiteten Wasserstoffs importiert wird.

TABELLE 6 WINDENERGIE AUF SEE IN 2050, MAX SZENARIO	GW
Maximal realisierbare Erzeugungsleistung in NL	60-72
Angenommen, die Hälfte ist für Strombedarf der Endverbraucher	25*
Maximal verfügbar für Konversion in Wasserstoff in NL	35-47
Angenommen, die Hälfte geht über Rotterdam	18-24
Erforderlich für Produktion 20 Mton Wasserstoff	200

* Angenommen, Strombedarf infolge Elektrifizierung in alle Sektoren ist in 2050 zweimal so hoch wie jetzt: 225 TWh. Angenommen, die Hälfte kommt von Windenergie auf See: 112,5 TWh/4.500h = 25 GW

Schnelle Entwicklung von Wasserstoff dank des Klimaabkommens

Das Marktpotenzial im Hinblick auf Wasserstoff für Rotterdam ist somit enorm: von 0,4 Mio. t derzeit (Tabelle 1) auf 20 Mio. t im Jahre 2050 (Tabelle 4): Das ist 50 Mal so viel. Wir werden jetzt Schritte unternehmen müssen, um dieses Marktpotenzial umzusetzen. Deutschland führt bereits Gespräche mit nordafrikanischen Ländern und Australien, um Technologie und Kapital für die Produktion von erneuerbarer Elektrizität und die Umwandlung in Wasserstoff in

großem Maßstab bereitzustellen, die daraufhin nach Deutschland importiert werden soll. Die Entwicklung von Importströmen könnte bereits in diesem Jahrzehnt zu einem Game Changer werden.

Parallel dazu muss die Nachfrage nach Wasserstoff in Rotterdam entwickelt werden. Dies kann dank des Klimaabkommens beschleunigt werden, denn Wasserstoff kann klimaneutral hergestellt werden und damit einen wesentlichen Beitrag zum niederländischen Klimaziel leisten.

Im Rahmen des Prozesses zum Abschluss des Klimaabkommens wurde die potenzielle Nachfrage nach Wasserstoff in den Industrieclustern für 2018 festgelegt: 253 PJ (2,1 Millionen Tonnen) im Jahr 2030, davon 85 PJ (0,7 Millionen Tonnen) in Rotterdam (siehe Karte).

Dabei handelt es sich um die bestehende und potenzielle Nachfrage der Industrie nach Wasserstoff, der 2030 in Rotterdam klimaneutral produziert werden kann.

Inzwischen, d. h. zwei Jahre nach dieser Bestandsaufnahme, gibt es in Rotterdam bereits konkrete Projekte für 0,9 Millionen Tonnen klimaneutralen Wasserstoff bis 2030, und die diesbezüglichen Ambitionen liegen noch höher.

Vor 2030 mehr als 1 Million Tonnen an klimaneutralem Wasserstoff

Derzeit wird unter dem Namen Porthos von einem aus dem Hafenbetrieb Rotterdam, EBN und Gasunie bestehenden Konsortium eine Infrastrukturentwicklung für Carbon Capture, Utilisation & Storage (CCUS - Kohlenstoffabscheidung, Verwendung und Speicherung) durchgeführt. Potenzielle Erstkunden hierfür sind Shell, Esso, Air Liquide und Air Products^{xix}. Aus ihrer derzeitigen Wasserstoffproduktion können diese Unternehmen zwei bis drei Millionen Tonnen CO₂ pro Jahr abscheiden und zur Speicherung anbieten. Als Gegenleistung zu einer Investition von etwa € 0,5 Milliarden bei einer Projektlaufzeit von 15 Jahren kann Porthos 37 Millionen Tonnen CO₂ in einem leeren, 20 km vor der Küste gelegenen Gasfeld, speichern.

Darüber hinaus hat ein aus Unternehmen bestehendes Konsortium im Rotterdamer Hafen unter dem Namen H-vision einen Plan für eine neue Wasserstoffanlage entwickelt. Diese Anlage soll vor allem hochkalorische Restgase aus der Erdölraffination zur Herstellung von Wasserstoff verwenden, wobei das CO₂ abgeschieden und Porthos zur Speicherung angeboten und der Wasserstoff als Prozesswärme für die Industrie genutzt werden soll. Allerdings müsste die CCUS-Infrastruktur dann mit zusätzlichen Investitionen von mehr als € 0,3 Milliarden auf andere leere Gasfelder ausgedehnt werden^{xx}.

Nouryon und BP untersuchen gemeinsam mit dem HbR unter dem Projektnamen H2-Fifty die Machbarkeit einer 250-MW-Elektrolyseanlage, die 45.000 Tonnen Wasserstoff erzeugen kann. Shell kündigt Pläne zur Herstellung von grünem Wasserstoff aus Offshore-Windenergie an, der dazu dienen soll, die Kraftstoffproduktion in der eigenen Raffinerie in Pernis nachhaltiger zu gestalten. Die grüne Wasserstoffanlage wird eine Elektrolysekapazität von etwa 200 MW haben und soll 2023 in Betrieb genommen werden.

Der HbR arbeitet unter anderem mit Tennet und Stedin an der räumlichen Einbettung und elektrischen Anbindung eines 2-GW-Elektrolyseparcs im westlichen Hafengebiet, in dem die vorstehend genannten Projekte als Startkunden untergebracht werden sollen. Wenn alles nach Plan verläuft, sollen im Jahr 2030 in Rotterdam fast 1,2 Millionen Tonnen an klimaneutralem Wasserstoff produziert werden^{xxi}.

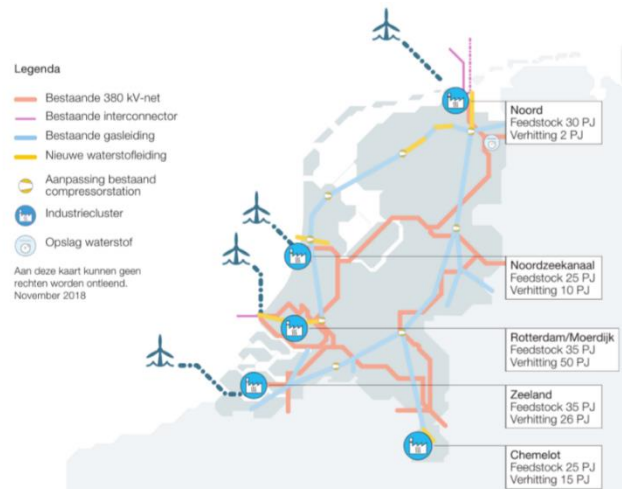


fig. 1 Potentiële vraag naar waterstof in de industriële clusters in 2030

TABELLE 7

PROJEKTEN PRODUCTION KLIMANEUTRALE WASSERSTOFF BIS 2030	Wasserstoff Produktion (kt/jr)		Verwendung Wasserstoff	CCUS (Mt/jr)	Bedarf an Wind auf See (GW)
	bestehend	neu			
PORTHOS	400		Rohstoff Industrie	2-3	
H-VISION		400	Prozesswärme Industrie	3	
2 GW Elektrolyseure Park davon 0,5 GW Projekten bis 2025 (BP/Nouryon; Shell) + 1,5 GW Streben 2025-2030		360	Rohstoff Industrie		4
Gesamt	1.160			5-6	4

Blau ebnet den Weg für grün

Die derzeitigen Produktionskosten ohne CCS (grauer Wasserstoff) liegen bei etwa € 1,30 pro kg (siehe Anhang 4). Bei der Anwendung von CCS (blauer Wasserstoff) werden diese etwa € 2 pro kg sein (Anhang 3). Diese Kostensteigerung kann aus SDE++-Fördermitteln gedeckt werden, die im September dieses Jahres verfügbar werden.

Antragsteller von Fördermitteln konkurrieren miteinander auf der Grundlage der Höhe der erforderlichen Fördermittel pro Tonne vermiedener CO₂-Emissionen. Die CO₂-Vermeidungskosten für die Mengen der Erstkunden von Porthos (€ 75-95/Tonne CO₂) und H-Vision (€ 86-146/Tonne CO₂) sind im Vergleich zu vielen anderen CO₂-Maßnahmen relativ gering, was diese Projekte im Hinblick auf eine Subventionierung vielversprechend macht.

Die Kosten pro vermiedene Tonne CO₂ basieren jedoch bei H-vision auf einem niedrigen finanziellen Ertrag; Fördermittel von bis zu € 200 /Tonne CO₂ können erforderlich sein, um ein Projekt rentabel zu machen. Im Allgemeinen gilt, dass CO₂-Reduktionsmaßnahmen mit blauem Wasserstoff in Raffinerien Kosten pro vermiedener Tonne CO₂ in Höhe von € 60-250/t verursachen^{xxii}.

Neben einer erheblichen Subventionierung benötigt blauer Wasserstoff auch Infrastruktur und staatliche Regulierung, einschließlich CO₂-Speicherung. Die Risiken sind hoch und sollten nicht zu einer Benachteiligung der „First Movers“ führen. Regierungen bzw. Behörden und Unternehmen mit staatlichen Beteiligungen sollten dazu beitragen, die Risiken im Geschäftsszenario für First Movers zu reduzieren.

Grüner Wasserstoff kostet derzeit noch ungefähr € 6 pro kg^{xxiii}. Blauer Wasserstoff ist somit noch viel preiswerter als grüner Wasserstoff. Es wird jedoch erwartet, dass die Preise für fossile Energie und CO₂ in den kommenden Jahrzehnten steigen werden und damit auch die Kosten für blauen Wasserstoff. Darüber hinaus wird es notwendig sein, immer wieder in den Transport zu neuen CO₂-Speichern und deren Erschließung zu investieren, was auch den blauen Wasserstoff im Laufe der Zeit immer teurer machen wird.

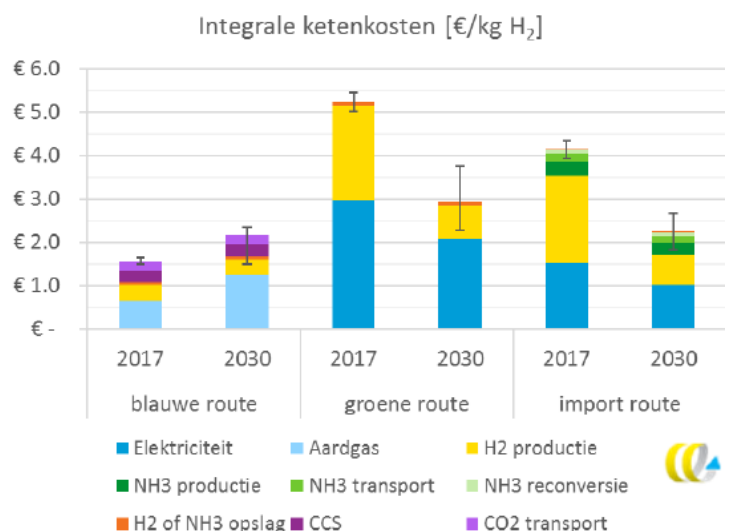
Grüner Wasserstoff wird - so lautet die Erwartungshaltung - jedoch immer preiswerter. Die Hersteller von Elektrolyseuren erwarten durch den Ausbau und die Standardisierung der Produktion eine erhebliche Senkung bei den Kapitalkosten. Das Klimaabkommen spricht von einer 65-%igen Senkung der Investitionssenkung für Elektrolyseure (von € 1 Milliarde pro GW auf € 350 Millionen pro GW) bis 2030. Geht man von diesen Investitionen aus, dann werden fast drei Viertel des Preises für grünen Wasserstoff im Jahr 2030 durch die Elektrizitätskosten bestimmt. Im Klimaabkommen wird eine Zielvorgabe von 3-4 Cent/kWh Produktionskosten (ohne Transportkosten) für die Offshore-Windenergie im Jahre 2030 genannt, und das ist die Hälfte des derzeitigen Betrages.

Laut einer Studie von CE Delft, Gasunie und Nuon^{xxiv} gelangen die blauen und grünen Wasserstoffrouten um das Jahr 2030 in denselben Kostenrahmen von zwei bis drei Euro pro Kilogramm.

Diese Studie untersuchte zudem die Wasserstoffimporte aus Nordafrika, die um das Jahr 2030 in der gleichen Preisklasse liegen werden, da die Einsparungen bei den Elektrizitätskosten die zusätzlichen Kosten für den Transport von Wasserstoff in Form von Ammoniak, einschließlich der Umwandlung und Rückumwandlung, aufwiegen (siehe Grafik rechts für den Vergleich von blauer, grüner Route und Import).

Wood Mackenzie erwartet um 2030 gleich hohe Kosten für grünen und grauen Wasserstoff bei einem Preis für erneuerbare Elektrizität in Höhe von USD 30/MWh und 50 % Volllaststunden^{xxv}.

IEA führt aus, dass, in Abhängigkeit von den lokalen Gaspreisen, Elektrizität zu einem Preis von USD 10-40/MWh und 50 % Volllaststunden benötigt wird, um die Kosten von grünem Wasserstoff gegenüber blauem Wasserstoff wettbewerbsfähig zu machen^{xxvi}.



IRENA erwartet, dass grüner Wasserstoff in den nächsten drei bis fünf Jahren mit blauem Wasserstoff an den besten Standorten durchaus konkurrieren können.

Um das Jahr 2035 wird auch Strom aus erneuerbaren Energien mit durchschnittlichen Kosten wettbewerbsfähig sein (siehe Grafik des IRENA-Berichts auf der rechten Seite und die Endnote für die Elektrizitätspreise).^{xxvii}

BloombergNEF kommt auch zu dem Schluss, dass die Kosten für die Herstellung von grünem Wasserstoff deutlich sinken werden, auf USD 1,40 pro kg im Jahr 2030 und USD 0,80 pro kg im Jahr 2050,^{xxviii} was den „günstigsten Szenarien“ in der Grafik von IRENA entspricht.

Der Hydrogen Council (Wasserstoffrat) argumentiert, dass durch eine 70- bis 80-%ige Senkung der Kapitalkosten von Elektrolyseuren und sinkende Kosten für Elektrizität aus erneuerbaren Energien die Kosten für grünen Wasserstoff an optimalen Standorten innerhalb von fünf bis zehn Jahren auf USD 1-1,50 pro kg und im Durchschnitt auf USD 2-3 pro kg unter durchschnittlichen Bedingungen fallen könnten^{xxix}, was ebenfalls der Grafik von IRENA entspricht.

Im Bericht werden Chile, Australien und Saudi-Arabien als günstige „Sweet Spots“ für die Produktion von grünem Wasserstoff aus Wind-/Solarparks bei hohen Vollaststunden für vielleicht USD 1,20 pro kg um das Jahr 2030 genannt, was weit unter dem Durchschnitt für grauen Wasserstoff liegt und sogar nahe an die niedrigsten Kosten für grauen Wasserstoff im Jahr 2030 herankommt, wenn man die CO₂-Kosten mit einbezieht. Um diese Selbstkostenpreise um das Jahr 2030 herum zu erreichen, sind Größenvorteile erforderlich, die nur durch die Entwicklung einer weltweiten Elektrolyseurkapazität von 70 GW erreicht werden können, wofür Investitionen in Höhe von 20 Mrd. USD erforderlich sind.

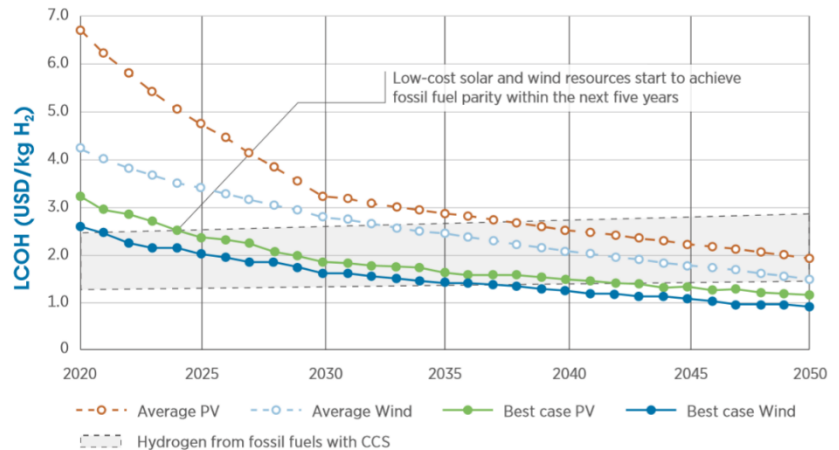
Darüber hinaus könnten potenzielle Großabnehmer bereit sein, für klimaneutralen Wasserstoff etwas mehr zu bezahlen, weil sie dann ihre Produkte wegen der klimaneutralen Herstellung mit einem Aufschlag verkaufen können. Eine größere Versorgungssicherheit könnte ein weiterer Grund sein, etwas mehr zu bezahlen, da es weltweit eine größere Verbreitung von „Sweet Spots“ für die Produktion von grünem Wasserstoff als für Erdgas gibt. Auf der anderen Seite werden Länder wie Saudi-Arabien, die eine Vormachtstellung beim Export fossiler Energien und günstige klimatische Bedingungen haben und über die finanziellen Mittel verfügen, um regenerative Elektrizität zu erzeugen, versuchen, ihre Position aufrechtzuerhalten, indem sie Wasserstoff exportieren. Im Allgemeinen werden neben der Fähigkeit, preiswert Wasserstoff zu produzieren, ebenfalls Wirtschaftsfreundlichkeit, politische Ambitionen und die eigene Energienutzung für Entwicklungsländer Schlüsselfaktoren bei der Entwicklung von Sweet Spots sein.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass blauer Wasserstoff immer noch viel preiswerter ist, der grüne Wasserstoff jedoch irgendwann in den 2030er Jahren wettbewerbsfähig werden wird. Es wäre somit eine logische Strategie für den Hafen, jetzt blauen Wasserstoff einzusetzen, um den Weg für grünen Wasserstoff zu ebnen.

Mit großen und relativ sicheren Mengen könnte blauer Wasserstoff in den 2020er Jahren die Entwicklung eines Wasserstoffmarktes in Gang setzen. So wird der Industrie die Gewissheit der kontinuierlichen Verfügbarkeit von klimaneutralem Brennstoff für ihre Prozesse geboten, auf deren Basis sie die Prozesswärmanlagen auf ihrem Betriebsgelände bereits bei den nächsten Wartungs- und Investitionszyklen in den 2020er Jahren für Wasserstoff tauglich machen und so zu großen Wasserstoffkunden werden kann.

Dies rechtfertigt auch eine Infrastruktur für durch den Hafen zu leitenden Wasserstoff, so dass Unternehmen Wasserstoff bis an den Zaun geliefert bekommen können. Dieser Markt und die Infrastruktur für Wasserstoff könnten dann im Hafen ein Sprungbrett für grünen Wasserstoff bilden, der voraussichtlich nach dem Jahr 2030 in größeren Mengen auf den Markt kommen wird, um den rasch wachsenden Bedarf in den 2030er und 2040er Jahren zu decken.

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



Note: Remaining CO₂ 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).

CO₂ prices: USD 50 per tonne (2030), USD 100 per tonne (2040) and USD 200 per tonne (2050).

Import von Wasserstoff

Während die Entwicklung von lokal produziertem blauem und grünem Wasserstoff wichtig ist, um einen Wasserstoffmarkt in Gang zu bringen, ist der Einstieg in den Import von Wasserstoff entscheidend für die Entwicklung einer Wasserstoffdrehzscheibe für das Hinterland. Gegenwärtig ist der Import von LNG (Flüssiggas) und dessen Dekarbonisierung zu blauem Wasserstoff im Hafen noch kostengünstiger als der Import von grünem Wasserstoff. Da aber Wasserstoffimporte in den 2030er Jahren gegenüber der lokalen Produktion von blauem und grünem Wasserstoff wettbewerbsfähig werden könnten, muss bereits jetzt auf die Entwicklung von internationalen Transportketten - und zwar vom Angebot bis zur Nachfrage - gesetzt werden.

Groß angelegte Übersee-Transportketten werden sich vor allem auf Nordafrika und den Nahen Osten und möglicherweise auch auf Chile und Australien richten müssen. In diesen Regionen ist das Potenzial für die Erzeugung von preiswerter Elektrizität aus erneuerbaren Energien riesig, wobei der lokale Markt zur Aufnahme dieses Produkts relativ bescheiden ist.

Als großer Importhafen für Energie wird Rotterdam im Allgemeinen als „first mover“ im Hinblick auf den Wasserstoffimport angesehen. In ihrer Strategie zum Thema Wasserstoff blickt die niederländische Regierung in Richtung HbR, um die potenzielle Importversorgung aus Überseeregionen zu erfassen. Allerdings werden auch andere europäische Häfen Schritte zum Import von Wasserstoff unternehmen, wobei sie von nationalen Strategien zur Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze geleitet werden. Deshalb muss Rotterdam die sich jetzt bietenden Chancen nutzen, wie z.B. die Entwicklung eines 1-GW-Solarparks in Portugal für die Produktion und den Export von Wasserstoff.

Zum Aufbau dieser Transportketten will der HbR bei der Entwicklung von Importterminals für verschiedene Wasserstoffketten eng mit Logistikakteuren und Industriekunden zusammenarbeiten. Zwischen Australien und Japan wird ein erstes Demonstrationsprojekt zu Technologien für den Seetransport sowie für das Be- und Entladen von flüssigem Wasserstoff von einem Konsortium namens HySTRA^{xxx} entwickelt, an dem Shell beteiligt ist. Der Leiter des Konsortiums, Kawasaki Heavy Industries, kündigte kürzlich an, dass das weltweit erste Tankschiff für Flüssigwasserstoff, die Suiso Frontier, bis Ende 2020 fertig gestellt sein wird^{xxxi}.

Abgesehen von flüssigem Wasserstoff, der bei einer Temperatur von -253 Grad Celsius transportiert wird, befindet sich die Technologie in Sachen Liquid-Organic-Hydrogen-Carrier (LOHC - Tankschiff für flüssigen organischen Wasserstoff) in der Entwicklung. Die LOHC-Technologie basiert auf einem reversiblen Hydrierungs-/Dehydrierungsprozess, bei dem Wasserstoff als Flüssigkeit bei Umgebungstemperatur transportiert werden kann. Dies würde es ermöglichen, den Transport von Wasserstoff mit Seeschiffen unter Verwendung vorhandener Anlagen im Hafen auszubauen.

Ein Konsortium unter der Leitung von Vopak investiert in die Entwicklung einer internationalen Wasserstoffinfrastruktur auf der Grundlage der LOHC-Technologie^{xxxi}. LOHC kann mit dem Seeschiff transportiert werden, in Binnenschiffe und LKW geladert werden und in Containern zu Tankstellen transportiert werden. LOHC könnte eine schnellere Lösung als flüssiger Wasserstoff sein. Sobald jedoch der Transport von Wasserstoff weltweit steigt, wird der flüssige Wasserstoff schnell mengenmäßig zunehmen.

Natriumborhydrid als Träger von Wasserstoff wird ebenfalls in Plant One, einem Testzentrum für innovative Technologien im Rotterdamer Hafen, untersucht und getestet. Diese Technologie befindet sich jedoch noch im Anfangsstadium ihrer Entwicklung.

Grünes Methanol und Ammoniak werden die ersten grünen Wasserstoffträger sein, die in großen Mengen über See transportiert, aber hauptsächlich direkt in der Industrie eingesetzt werden.

Transit von Wasserstoff

Mit der Industrie im Hafen und im Hinterland (Raffination, Chemie und Stahl) als „launching customers“ (Erstkunden), welche die Abnahme garantieren können, kann die Transportkette mit Logistikakteuren und Netzbetreibern über Binnenschifffahrt und Pipelines weiterentwickelt werden.

Sowohl in Deutschland als auch in den Niederlanden gibt es Pläne für eine nationale Pipeline-Infrastruktur für Wasserstoff, um einen Wasserstoffmarkt auf den Weg zu bringen. Vor kurzem kündigten mehrere deutsche Unternehmen den Bau des ersten öffentlich zugänglichen Wasserstoffnetzes an, mit einer Länge von 130 km zwischen Lingen und Gelsenkirchen, mit dem Namen GET H2 Nukleus^{xxxi}. Mit Raffinerien an beiden Standorten ist BP ein Schlüsselakteur in dieser Entwicklung. Das Netz und ein 100-MW-Elektrolyseur werden Ende 2022 in Betrieb genommen. Das Projekt wird das erste regulierte Wasserstoffnetz mit diskriminierungsfreiem Zugang und transparenter Preisgestaltung sein.

Die Unternehmen ersuchen die Behörden, dies zu planen und zu regeln, und zwar mit dem Ziel, ein nationales Netz mit standardisierten Transportspezifikationen und geregelter Nutzung zu schaffen. Dies wird auch für den Ausgleich des Elektrizitätsnetzes wichtig werden. Darüber hinaus muss die Regierung ein System marktgängiger Herkunftsnachweise einführen, das Auskunft über den Beitrag von Wasserstoff zur CO₂-Reduktion gibt, der dann für die Erreichung der CO₂-Reduktionsziele angerechnet wird.

In den Niederlanden ergreift der Netzbetreiber Gasunie Maßnahmen, um bis 2030 über ein öffentlich zugängliches Wasserstoffnetz zu verfügen, das alle Industriecluster miteinander verbindet, indem bestehende Gasleitungen umgebaut und neue Verbindungsleitungen gebaut werden und die Wasserstoffspeicherung in Salzkavernen zudem integriert wird. Für die Industrie ist es wichtig, dass das Wasserstoffnetz eine gute Integration mit den Nachbarländern aufweist, denn die Industriecluster in den Niederlanden, Belgien und Deutschland sind im so genannten ARA-Ruhr-Cluster bereits sehr gut miteinander vernetzt. Dies erfordert eine grenzüberschreitende Planung seitens der Behörden, sowie eine Kooperation zwischen den Netzbetreibern und der Industrie.

In ihrer Wasserstoffstrategie erkennt die niederländische Regierung die potenzielle Drehscheibenfunktion der Niederlande für die Versorgung der Nachbarländer mit Wasserstoff an, wobei ein besonderes Augenmerk auf Deutschland gerichtet ist. Die niederländische Regierung hat eine Pipelinetrasse von Rotterdam über Chemelot zur deutschen Grenze reserviert. Für Rotterdam ist dies eine strategische Verbindung für Wasserstoff und die CO₂-Infrastruktur.

Wasserstoff als Transportkraftstoff

Nicht nur der Transport von Wasserstoff, sondern auch der Transport anhand von Wasserstoff als Brennstoff muss voran gebracht werden. Ebenso wie beim LNG (Flüssiggas) spielt der HbR auch hier eine Vorreiterrolle und trägt zusammen mit anderen Interessenvertretern zur Entwicklung von Wasserstoff-Bunkerstationen für Binnenschiffe (RH2INE), Tankstellen für Lastkraftwagen (Hytruck) und wasserstoffbasierten Treibstoffen für die Luftfahrt (Pilotprojekt Rotterdam The Hague Airport) bei.

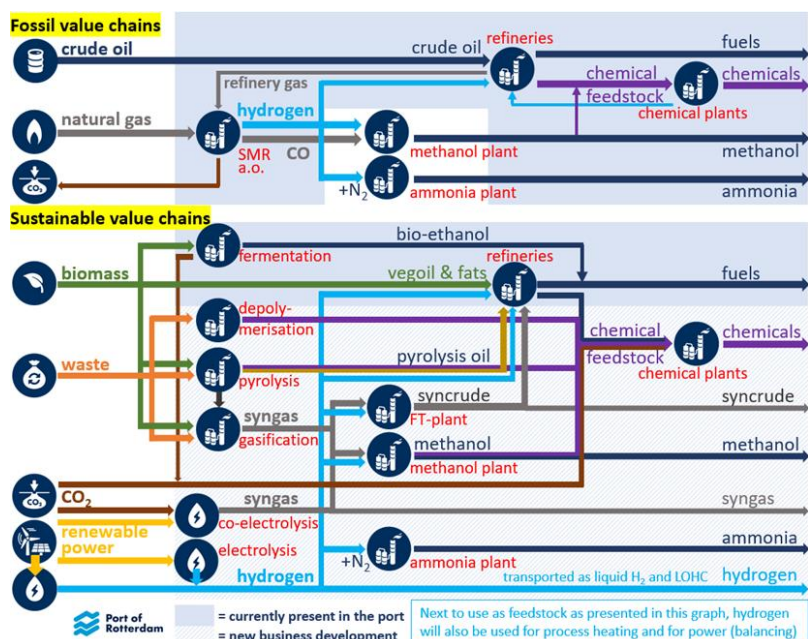
Im Januar 2020 unterzeichneten 17 Akteure^{xxxiv} eine Absichtserklärung zur Entwicklung des Transports über Wasser, auf der Straße und der Schiene über den so genannten Rhein-Alpen-Korridor auf der Grundlage von Wasserstoff. Der HbR ist eine treibende Kraft bei dieser Initiative, die den Namen RH2INE (Rhine Hydrogen Integration Network of Excellence) trägt. Zur Schaffung eines stabilen Marktumfelds für einen Wasserstoffkorridor ist unter anderem eine gute Infrastruktur mit Bunkerstandorten und auch Tankstellen erforderlich, um Angebot und Nachfrage aufeinander abzustimmen.

Auch auf dem Gebiet der Sicherheit und Regulierung bleibt noch viel zu entwickeln, wozu der HbR seinen Beitrag leisten wird. RH2INE konzentriert sich zunächst auf die Realisierung von Bunkerstandorten für Wasserstoff entlang des Rheins zwischen Rotterdam und Köln, wo dann in den kommenden Jahren zehn bis fünfzehn mit Wasserstoff betriebene Binnentankschiffe unterwegs sein werden.

Wasserstoff für die Industrie

Bedingt durch die Notwendigkeit, die Klimaziele zu erreichen, wird erwartet, dass Wasserstoff in den 2030er und 2040er Jahren als Rohstoff für die Raffination und Chemie erheblich ausgebaut und Öl ersetzt wird. In welcher Form dieser Wasserstoff in den Hafen kommt, hängt von der Position des Hafens in der Wertschöpfungskette ab.

Im Hinblick auf fossile Wertschöpfungsketten ist der Hafen mit seinem petrochemischen Komplex, in dem Rohöl zu Brennstoffen und Chemikalien verarbeitet und Methanol und Ammoniak importiert werden, gut aufgestellt. Was die nachhaltigen



Wertschöpfungsketten betrifft, ist der Hafen mit einer Bioethanolanlage und einer Bioraffinerie positioniert, in der trockene und flüssige Biomasse zu Biokraftstoffen verarbeitet werden.

Für die neuen nachhaltigen Wertschöpfungsketten gilt, dass sich Rotterdam auch von Kohlenstoff und Wasserstoff bis hin zu Brennstoffen und Chemikalien positionieren könnte, wenn Pyrolyseöl, grünes Methanol und Fischer-Tropsch-Syncrude im Hafen produziert und zu Produkten verarbeitet würden. Für all das sind jedoch große neue Anlagen erforderlich. Der Standort solcher Anlagen wird zu einem Großteil von der Verfügbarkeit einer ausreichenden und kosteneffizienten klimaneutralen Menge an Kohlenstoff und Wasserstoff abhängen. Damit solche Investitionen angeworben werden können, muss Rotterdam zu einer großen Importdrehscheibe für Biomasse, Abfall, CO₂ und Wasserstoff werden. Nachhaltige Biomasse jedoch wird vielleicht nicht in einer ausreichenden Menge zur Verfügung stehen.

Auf längere Sicht könnte die Abscheidung von CO₂ aus der Luft (Direct Air Capture - DAC) zu einer Alternative werden. Wenn dieser in ausreichender Menge zu einem vertretbaren Preis zur Verfügung stünde, könnte Wasserstoff in Kombination mit CO₂ in Form von Synthesegas, synthetischem Methan, unter Verwendung der bestehenden LNG-Infrastruktur transportiert werden. Die Raffinerien im Hafen könnten das Synthesegas dann mit einer neuen FT-Anlage in Syncrude und dann mit Hydrocrackern in E-Brennstoffe umwandeln.

Das Vorhandensein von E-Raffinerien im Hafen würde Wasserstoff und Synthesegas als Ladungsstrom an den Hafen binden. Ohne solche Werke würden weniger Wasserstoff und mehr synthetische Brennstoffe, Methanol und grüne Chemikalien in den Hafen transportiert. Rotterdam würde dann bei dieser Ladung mit anderen Häfen konkurrieren, und dann ohne Ladungsbindung und ohne die von der lokalen Industrie ausgeübte Sogwirkung.

Rotterdam - und die Niederlande - müssen ein Standortklima schaffen, das für den Erhalt und die Ansiedlung von Industrie sorgt und worinnachhaltige Rohstoffe verwendet und in Produkte umgewandelt werden. Auf diese Weise werden Wertschöpfung und Arbeitsplätze geschaffen. Andernfalls würden die Niederlande nur ihre logistische Funktion wahren. Dies erfordert Industriepolitik - nur mit Energiepolitik ist es nicht getan. Das gilt auf lokaler, nationaler und europäischer Ebene.

Die Industriecluster, die diese Wende überleben, werden sehr effizient sein - in puncto Energie und CO₂ - sowie sehr gut vernetzt sein, und das gilt lokal, und (EU-)regional. Eine lokale und nationale Industriepolitik muss sich darauf konzentrieren, dies zu hegen und pflegen. Eine europäische Energiepolitik muss sich auf Liefersicherheit (security of supply) ausrichten, indem Kontakte mit Ländern geknüpft werden, wo Elektrizität preiswert und erneuerbar erzeugt werden kann.

Daher ist es strategisch wichtig, die Wasserstoff-Drehscheibe über die gesamte Kette hinweg zu entwickeln: Es gilt, Wasserstoffimporte und -produktion anzuziehen, Hinterlandketten zu entwickeln und die Industrie, die Wasserstoff und Kreislaufkohlenstoff als Rohstoff verwendet, zu erhalten und anzuziehen.

Daher beteiligt sich der HbR am waste-to-chemicals-Konsortium mit Nouryon, Air Liquide, Enerkem und Shell zur Herstellung von 220 kt grünem Methanol im Hafen. Der Ausbau dieser Produktion wird Hand in Hand mit der Anziehung klimaneutralen Wasserstoffs verlaufen. Die Studie des Wuppertal Instituts zur Dekarbonisierung des Hafens^{xxxv} geht davon aus, dass im Jahre 2050 die Grundchemikalien im Hafen nicht mehr aus fossilem Naphtha, sondern aus 6 Mio. t grünem Methanol hergestellt werden, wofür 0,8 Millionen Tonnen klimaneutraler Wasserstoff benötigt werden.

In der neuen Rohstoffstudie des Wuppertal Instituts (2020) wird in einem Szenario von einer Fischer-Tropsch-Anlage im Hafen ausgegangen, die aus Biomasse und 4,2 Millionen Tonnen Wasserstoff FT-Crude produziert, das in den zu den Raffinerien des Hafens gehörenden, bereits vorhandenen Hydrocrackern zu synthetischen Brennstoffen aufbereitet wird. Es besteht die Erwartung, dass Rotterdam in Nordwesteuropa aufgrund seiner bereits vorhandenen Hydrocracker, seiner Speicherkapazität, seiner Pipeline-Verbindungen zum Hinterland und seines Potenzials, Biomasse und Wasserstoff in großen Mengen zu importieren, für eine Synthesegas- und FT-Anlage am besten positioniert ist.

Die Fischer-Tropsch-Technologie ist ausgereift, wie die Gas-to-Liquids-Anlage von Shell in Katar beweist, die 140.000 Barrel pro Tag (7 Milliarden Liter pro Jahr) flüssige Brennstoffe aus Erdgas produziert. Allerdings stecken das klimaneutrale Synthesegas und der Wasserstoff zur Speisung einer FT-Anlage noch in den Kinderschuhen. In Dresden gibt es eine Fischer-Tropsch-Demoanlage, die täglich ein (1) Barrel synthetische Brennstoffe aus CO₂ und Wasserstoff aus erneuerbarer Elektrizität mit einer Gesamtenergieeffizienz von 65 % produziert.

Der Firmeninhaber Sunfire will 2021 in Norwegen ein E-Brennstoff-Werk mit einer Kapazität von 10 Millionen Litern (8.000 Tonnen/Jahr) in Betrieb nehmen, das mit 20 MW Elektrizität aus Wasserkraft gespeist werden soll^{xxxvi}. Auch hier sind somit noch ein beträchtlicher Ausbau - sowie eine Kostensenkung - erforderlich. Laut Concawe kostet ein E-

Kraftstoff derzeit noch € 7 pro Liter, könnte allerdings um das Jahr 2050 zu Preisen produziert werden, die mit denen fossiler Brennstoffe vergleichbar sind^{xxxvii}.

Die IEA weist darauf hin, dass noch viel technologische Entwicklung erforderlich sein wird, um die Gesamteffizienz der Umwandlungskette zu erhöhen, da derzeit noch 45-60 % der Elektrizität, die zur Herstellung von E-Brennstoffen verwendet wird, dabei verloren geht^{xxxviii}.

Rotterdam - Drehscheibe für den Wasserstoffhandel

Wasserstoff wird in den 2020er Jahren durch die Kombination der heutigen Anwendungen als Rohstoff in der Industrie mit Anwendungen für Heizprozesse eine Weiterentwicklung erfahren. Während blauer Wasserstoff schnell zu einer deutlichen Reduzierung der CO₂-Emissionen führen kann, kann grüner Wasserstoff zur Stabilisierung des Elektrizitätsnetzes beitragen, da Elektrolyseure sehr flexibel ein- und ausgeschaltet werden können.

Eine Kombination aus blauem und grünem Wasserstoff kann auf diese Weise sowohl für große Abnehmerindustrien als auch für Elektrizitätserzeuger und Netzbetreiber für Zuverlässigkeit sorgen. Wasserstoff kann in verschiedene Formen umgewandelt werden. Vor allem nach dem Jahr 2030 wird Wasserstoff immer mehr bei der Erzeugung von neuen klimaneutralen Rohstoffen und Brennstoffen als Ersatz für Erdöl fungieren. Auch wenn jeder Umwandelungsschritt Energie kostet, kann Wasserstoff durch die Kopplung von Energie-, Brennstoff- und Rohstoffsystemen sowie Märkten zu einer beträchtlichen Wertschöpfung führen.

Rotterdam hat aufgrund der Tatsache, dass Wasserstoff in der Petrochemie bereits stark Verwendung findet, die einzigartige Möglichkeit, Nutzung, Import, Erzeugung und den Umschlag zu kombinieren und damit die erste Handelsdrehscheibe für Wasserstoff zu bilden.

Eine Rotterdamer H₂-Notierung kann sehr hilfreich sein: Handel zieht Handel an, ermöglicht längerfristig den physischen und Papieraustausch und kommt der Preisbildung und -stabilisierung zugute. Im Dezember 2019 führte S&P Global Platts die erste unabhängige Preisbewertung von Wasserstoff ein, wobei als Benchmark-Standorte Kalifornien und die Niederlande gelten.

In Zukunft muss Rotterdam die gleiche Bekanntheit als Preisfestlegungsstandort für Wasserstoff genießen, wie es für Rotterdam nun bei Ölprodukten der Fall ist.

ANHANG 1

Klimapfade für Deutschland, Boston Consulting Group, im Auftrag des Bundesverbandes der Deutschen 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_e 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 CO₂ 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, Dampfremierung 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

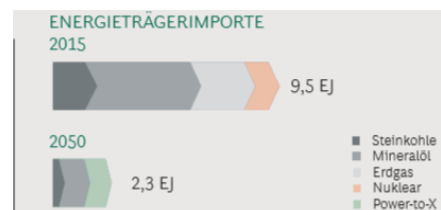
UMFANGREICHER IMPORT ERNEUERBARER POWER-TO-X-KRAFT-/ -BRENNSTOFFE ERFORDERLICH

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.⁷⁴ 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.



Berechnung: Import 340 TWh x 3,6 = 1.224 PJ / 120 MJ/kg = 10 Mio. t H₂

ANHANG 2

Roadmap Chemie 2050, Dechema/Future Camp, im Auftrag des Vereins 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 CO₂-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 CO₂-Ersparnis ergibt, ohne Rücksicht auf die Wirtschaftlichkeit. Von 2035 bis 2050 werden so alle konventionellen Verfahren der Basischemie durch alternative Verfahren ohne CO₂-Emissionen ersetzt. Die größten CO₂-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 ₂	Mt/a	0,04	0,04	3,9	41,0	+41,0	+100 %

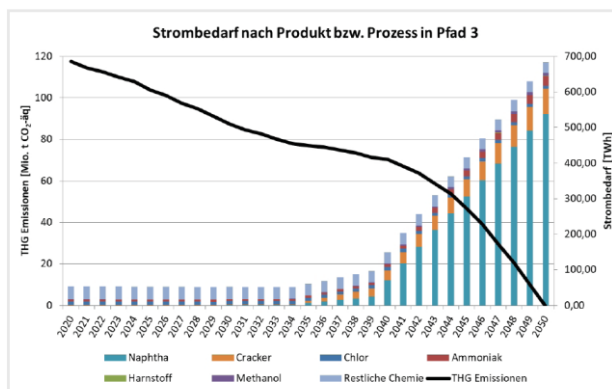


Abbildung 27: Strombedarf in Pfad 3 nach Produkten bzw. Prozessen (Balken) und Verlauf der THG Emissionen zwischen 2020 und 2050 (schwarze Linie). Nicht-betrachtete Basischemie- und Spezialchemieprodukte sind als „restliche Chemie“ zusammengefasst.

Berechnung: 685 TWh – 70 TWh E für Cracker-Öfen = 615 TWh für H₂; 51,6 MWh/t H₂ = 12 Mio. t

ANHANG 3 CONCAWE: Refinery (Raffinerie) 2050: Conceptual assessment (Konzeptuelle Beurteilung).

A LOOK INTO EU-WIDE SCALE

Key messages

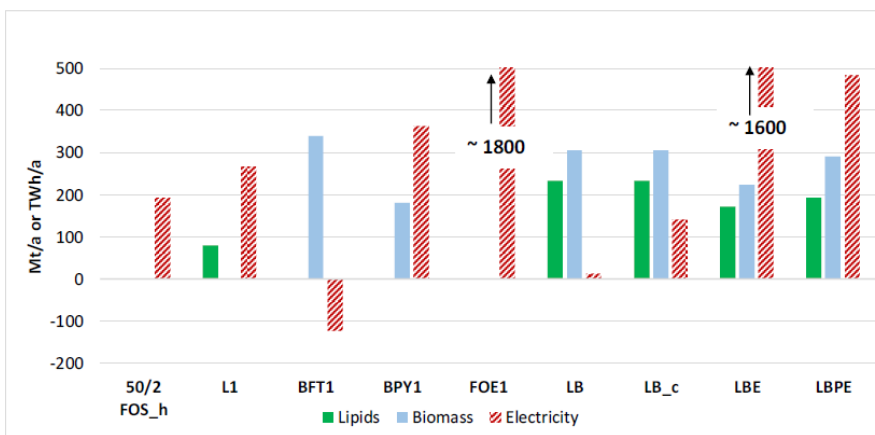
- When introducing alternative feedstocks, the main objective would not be to reduce emissions at the refinery site but indeed to reduce the carbon intensity of the final products contributing to a low carbon future in Europe.
- The cases described above could imply supply of up to 8 Mt/a biomass or 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 CO₂ capture could reduce the EU-wide industry emissions from 120 Mt/a to about 30 Mt/a. Outside CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ emissions at 1990 level, the CO₂ 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

Wasserstoffproduktion aus einer durchschnittlichen Raffinerie in der EU, Produktion angepasst an die geringere Marktnachfrage im Jahr 2050; 80 Raffinerien also 80 × 448 kt = 36 Mio. t Wasserstoff, davon 398 kt = 32 Mio. t Wasserstoff mit Elektrolyse im LBE-Szenario
L=Lipide; B=Biomasse (lignocellulosic), E=E-Brennstoffe, P=Pyrolyse

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

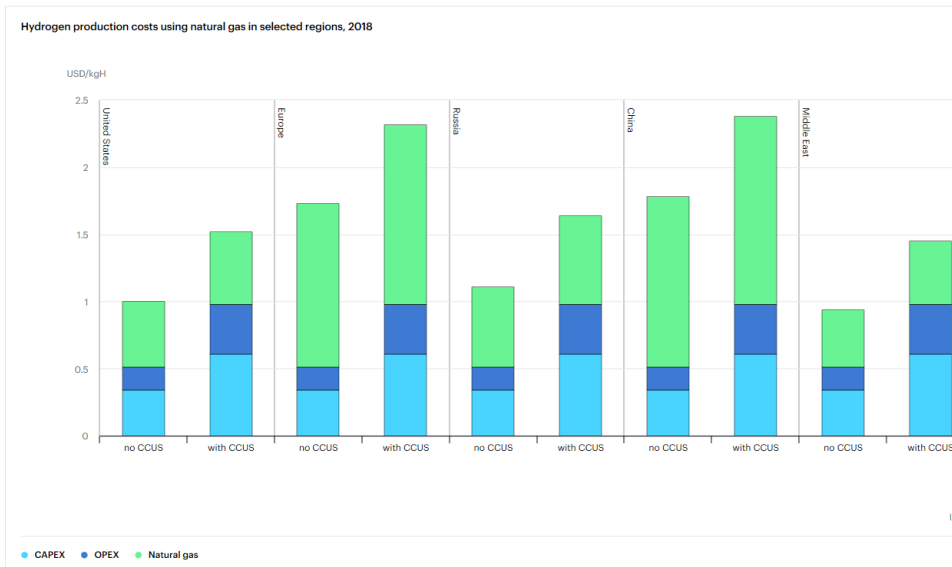
ANHANG 4: Produktionskosten für Wasserstoff

Future of Hydrogen (Die Zukunft des Wasserstoffs), International Energy Agency (Internationale Energie-Agentur), 2019, (Preise 2018):

Produktionskosten für Wasserstoff in Europa im Jahr 2018:

mit CCS (blauem Wasserstoff): $\text{capex } 0,34 + \text{opex } 0,17 + \text{Erdgas } 1,22 = \text{USD } 1,73 \text{ pro kg} = \text{€ } 2,04 \text{ pro kg}$

$\text{capex } 0,61 + \text{opex } 0,37 + \text{Erdgas } 1,34 = \text{USD } 2,32 \text{ pro kg} = \text{€ } 2,74 \text{ pro kg}$



Der niederländische TTF-Gaspreis ist jedoch zwischen Q4-2018 und Q4-2019 fast um die Hälfte zurückgegangen, was zu deutlich niedrigeren Produktionskosten für Wasserstoff führt:

Platts Hydrogen assessment (Wasserstoff-Bewertung von Platts) (Preise Dez. 2019)

Produktionskosten für Wasserstoff in Europa Ende 2019: $\text{capex } 0,47 + \text{CO}_2 \text{ } 0,27 + \text{Erdgas } 0,80 = \text{€ } 1,54 \text{ pro kg}$

Onderwerp: EMEA Hydrogen assessments, Dec 18

Hydrogen Prices - Eu/kg					
Type of Hydrogen	Symbol	Close	Previous	Change	Change (%)
Hydrogen Netherlands SMR (H2 99.9%) w/o CCS MA	HNDMA00	0.7978	N/A	#VALUE!	#VALUE!
Hydrogen Netherlands SMR (H2 99.9%) w/o CCS (inc. CAPEX) MA	HXRMA00	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	HZNMA00	1.5418	N/A	#VALUE!	#VALUE!

S&P Global
Platts

Im ersten Quartal des Jahres 2020 ist der niederländische TTF-Gaspreis nochmals um ein Viertel gesunken. Das bedeutet, dass die Produktionskosten von Wasserstoff im April 2020 bei ca. € 1,30 pro kg lagen

FUßNOTEN:

- ⁱ International Energy Agency (Internationale Energie-Agentur), *The Future of Hydrogen (Die Zukunft des Wasserstoffs)*, Juni 2019
- ⁱⁱ Waterstofcoalitie (Wasserstoffkoalition), *Tijd dringt voor groene waterstof (Die Zeit drängt für grünen Wasserstoff)*, November 2019
- ⁱⁱⁱ www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/wasserstoff
- ^{iv} Niederländisches Ministerium für Wirtschaft und Klima, *Kabinetsvisie Waterstof (Kabinettsstrategie Wasserstoff)*, 30. März 2020
- ^v Hydrogen Europe, Ad van Wijk, *Green Hydrogen for a European Green Deal, A 2x40 GW Initiative*, (Grüner Wasserstoff für einen europäischen grünen Deal, Eine 2 x 40 GW-Initiative), April 2020
- ^{vi} Topsector (Topsektor) Energie, TKI Nieuw Gas, *Contouren van een Routekaart Waterstof (Konturen einer Routenkarte für Wasserstoff)*, 2018
- ^{vii} Institute for Sustainable Process Technology Institut für nachhaltige Prozesstechnologie), *Forschung Hychain-1: Energy carriers and Hydrogen Supply Chain (Energieträger und die Wasserstofflieferkette): Assessment of future trends in industrial hydrogen demand and infrastructure (Beurteilung zukünftiger Trends bei industriellem Wasserstoffbedarf und Infrastruktur)*, 2019
- ^{viii} Boston Consulting Group, *Klimapfade für Deutschland*, 2018, im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie
- ^{ix} DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., und FutureCamp Climate GmbH, *Roadmap Chemie 2050*, 2019
- ^x Concawe, *Refinery (Raffinerie) 2050: Conceptual assessment (Konzeptuelle Beurteilung). Exploring opportunities and challenges for the EU refining industry to transition towards a low CO₂-intensive economy (Erkundung von Chancen und Herausforderungen für die EU-Raffinerieindustrie beim Übergang zu einer Wirtschaft mit geringer CO₂-Intensität)*, September 2019
- ^{xi} Mineralölwirtschaftsverband, *Jahresbericht 2019: Rohöl- und Produkteneinfuhr 125 Mio. t im Jahr 2018*
Verein der Kohlenimporteure, *Importe von Steinkohle im Jahr 2018: 44 Mio. t*
Von Rotterdam nach Deutschland im Jahr 2018: Rohöl ca. 16 Mio. t, Erdölprodukte ca. 16 Mio. t, Kohle ca. 22 Mio. t
⇒ Anteil von Rotterdam am deutschen Import von Öl und Kohle: $54 / 169 = \text{ca. } 1/3$
- ^{xii} 20 Mio. Tonnen Wasserstoff = 2.400 Petajoule (PJ) Wasserstoff. Bei einer erwarteten Effizienz der Elektrolyseure von 75 % im Jahr 2050 (derzeit 67 %) werden 3.200 PJ an Elektrizität benötigt. 3.200 PJ an Elektrizität = beinahe 900.000 GWh an Elektrizität
Bei 4.500 Volllaststunden Offshore-Wind sind dies 900.000 GWh / 4.500 h = 200 GW an erforderlicher Offshore-Windkapazität.
- ^{xiii} CBS Elektrizitätsbilans (niederländisches Zentralamt für Statistik - Elektrizitätsbilanz), *Angebot und Verbrauch: Der Netto-Elektrizitätsverbrauch im Jahre 2018 in den Niederlanden betrug: 112,7 TWh*;
Klimaabkommen: Ziel der Elektrizitätserzeugung aus Offshore-Anlagen im Jahre 2030: 49 TWh von ca. 11,5 GW; 49/112,7 = 43 %
Die Netto-Elektrizitätserzeugung im Jahre 2018 in den Niederlanden betrug: 110,1 TWh, wovon 28,8 TWh aus Kohle und 56,5 TWh aus Erdgas hergestellt wurden;
(28,8+56,5)/110,1 = 77 %
- ^{xiv} *Klimaabkommen*, Den Haag, 28. Juni 2019, S. 160: Vereinbarungen und Voraussetzungen für die Realisierung der 49 %, mögliche Beschleunigungsoptionen, das 55 %-Szenario und der weitere Ausbau von Offshore-Windenergie nach dem Jahr 2030.
- ^{xv} EU, *A clean planet for all*, (EU - ein sauberer Planet für alle), November 2018
- ^{xvi} WindEurope; *Our energy, our future (Unsere Energie, unsere Zukunft)*, November 2019
- ^{xvii} PBL, *De toekomst van de Noordzee (Die Zukunft der Nordsee)*, 2018
- ^{xviii} Berenschot en Kalavasta, *Klimaatneutrale Energiescenario's 2050 (Klimaneutrale Energieszenarien 2050)*, scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050 (Szenariostudie für die integrale Infrastrukturprognose 2030 - 2050), April 2020
- ^{xix} www.rotterdamccus.nl: Nachrichten vom 2. Dezember 2019: Porthos ist einen Schritt näher gerückt: Vier Unternehmen bereiten die Abscheidung von CO₂ vor.

^{xx} www.deltalings.nl/h-vision Bericht zur Durchführbarkeitsstudie von H-vision: *Blue hydrogen as accelerator and pioneer for energy transition in the industry*, Juli 2019. (Blauer Wasserstoff als Beschleuniger und Wegbereiter für die Energiewende in der Industrie, Juli 2019.) Anhänge zum Hauptbericht von H-vision: Costs of CO₂ transport and storage (Kosten für den CO₂-Transport und die Speicherung), Seite 80-81: capex storage, compression en transport in reference-case verminderd met base case (Capex-Speicherung, Kompression und Transport im Referenz-Szenario, abzüglich des Basisszenarios)

^{xxi} Für H-vision wurde das Referenzszenario benutzt, d. h. ohne die Kraftwerke, also nur die Raffination und WKK.

^{xxii} Nach Aussage einer der Ölgesellschaften:

^{xxiii} Hydrogen Council (Rat für Wasserstoff), Path to hydrogen competitiveness (Weg zur Wasserstoffwettbewerbsfähigkeit, Januar 2020

^{xxiv} CE Delft, Gasunie und Nuon, *Waterstoffroutes Nederland (Wasserstoffrouten Niederlande)*, 2018
In dieser Studie ging man bei blauem Wasserstoff von Erdgas und einer CO₂-Speicherung in Norwegen aus.

^{xxv} WoodMackenzie, *Green hydrogen production, landscape, projects and costs (Grüne Wasserstoffproduktion, Landschaft, Projekte und Kosten)*, Oktober 2019,

^{xxvi} International Energy Agency (Internationale Energie-Agentur), *The Future of Hydrogen (Die Zukunft des Wasserstoffs)*, Juni 2019, Seite 54

^{xxvii} IRENA, *Hydrogen, a renewable energy perspective (Wasserstoff, eine erneuerbare Energieperspektive)*, September 2019:

Considered Load factors and levelized cost of electricity are:

2030: 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.

2050: 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 (Wasserstoff): The molecule to power a clean economy (Das Molekül für die Versorgung einer sauberen Wirtschaft?)*, August 2019

^{xxix} Hydrogen Council (Rat für Wasserstoff), Path to hydrogen competitiveness (Weg zur Wasserstoffwettbewerbsfähigkeit), Januar 2020

^{xxx} HySTRA = Forschungsverband für CO₂-freie Wasserstoffenergie-Versorgungskettentechnologie, bestehend aus Kawasaki Heavy Industries, Shell, J-Power, Iwatani, Marubeni, JXTG Nippon Oil & Energy, "K"Line

^{xxxi} Kawasaki Heavy Industries, Ltd: Das weltweit erste Flüssigwasserstoff-Tankschiff SUIISO FRONTIER startet den Bau einer internationalen Wasserstoff-Energieversorgungskette mit dem Ziel einer kohlenstofffreien Gesellschaft, 11. Dez. 2019.

Pilotprojekt Schiffsgröße:

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

^{xxxi} Royal Vopak, Mitsubishi Corporation, Covestro und AP Ventures investieren € 17 Millionen in die Hydrogenious LOHC Technologies GmbH und die dazugehörige Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)-Technologie für Wasserstofflogistik.

^{xxxiii} GET H2 Nukleus: BP, Evonik, Nowega, OGE und RWE Generation unterzeichnen eine Absichtserklärung für die Entwicklung eines Wasserstoffnetzes von Lingen nach Gelsenkirchen, März 2020

^{xxxiv} Die Vertragsparteien von RH2INE sind folgende: Die Provinz Zuid-Holland (Südholland), das Bundesland Nordrhein-Westfalen, das niederländische Ministerium für Infrastruktur und Wasserwirtschaft, die niederländische Provinz Gelderland, der Hafenbetrieb Rotterdam, die Hafenbehörde 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 (Wege zur Dekarbonisierung für den Industriecluster des Rotterdamer Hafens)*, 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 (Rolle von E-Brennstoffen im europäischen Transportsystem - Literaturanalyse)*, Januar 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)⁷. Therefore, cost of e-fuels could range from one to three times higher than fossil fuels by 2050⁸.

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

⁸ 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 (Internationale Energie-Agentur), *The Future of Hydrogen (Die Zukunft des Wasserstoffs)*, Juni 2019, Abbildung 20, Seite 56: 45 - 60 % an Elektrizität gehen bei der Elektrolyse, Synthese und werden bei der *direct air capture* benutzt.